

Universidad Carlos III de Madrid

Diseño y optimización de una planta termosolar con concentradores cilindro- parabólicos

AUTOR:

ALEJANDRO LORENZANA GAONA

TUTOR:

RUBÉN VENTAS GARZÓN

Leganés
Mayo 2013

TÍTULO: DISEÑO Y OPTIMIZACIÓN DE UNA PLANTA TERMOSOLAR CON
CONCENTRADORES CILINDRO-PARABÓLICOS.

AUTOR: ALEJANDRO LORENZANA GAONA

TUTOR: RUBÉN VENTAS GARZÓN

EL TRIBUNAL

Presidente: _____

Vocal: _____

Secretario: _____

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día ____ de
_____ de _____ en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad
Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de _____.

SECRETARIO

VOCAL

PRESIDENTE

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar tengo que dar las gracias a mi madre. Sin todo lo que me ha enseñado y ayudado no hubiera sido posible realizar la carrera. Aunque ya no esté sé lo orgullosa que estás.

Quiero dar las gracias a mi familia por todo lo que me han aportado durante todos estos años. En especial a mi padre, siempre ha estado para ayudarme en todo lo que necesitaba. A mis tías Encarna y Trini, siempre a mi lado en los buenos y malos momentos. Sin olvidarme de mis tíos, abuelos y primos que tanto cariño me han aportado.

A mi hermano. Nos hemos apoyado toda la vida y hemos recorrido toda esta etapa juntos, ayudándonos en cada paso.

En especial, quiero agradecer todo lo que ha hecho por mí Berta. Todo el cariño y ánimo que me ha dado no lo podía haber hecho nadie más. Sé lo orgullosa que estás por haber terminado lo que en un principio solo era un sueño.

A todos mis amigos, tanto los de siempre como los de la universidad. Sin todos los ratos de diversión y entretenimiento con vosotros no lo habría conseguido.

Por último, dar las gracias a mi tutor, Rubén Ventas. Siempre atento y disponible ante cualquier duda o problema que tenía durante mi proyecto.

Muchas gracias a todos.

RESUMEN

Este proyecto consiste en el diseño de una central termosolar cilíndrico-parabólica de 50 MW en el sur de España. Para ver las diferentes alternativas en el diseño de la instalación se han realizado tres estudios por separado para ver el efecto de cada uno de ellos. Se ha analizado la central sin almacenamiento ni caldera auxiliar, posteriormente con almacenamiento y por último con almacenamiento y caldera auxiliar.

Se ha explicado las principales partes de la central y sus diferentes misiones dentro de la instalación. Se ha analizado las ventajas y desventajas del uso de cada elemento.

Para el correcto diseño de la central se ha realizado un estudio de las diferentes pérdidas ópticas, geométricas y térmicas. Para ello se ha realizado un programa iterativo de cálculo en Matlab.

Otro punto en el que se ha tenido especial atención es en el sistema de seguimiento solar. Este sistema modifica el ángulo de incidencia de la radiación solar directa y tiene gran importancia su comprensión para maximizar la producción de energía.

En la central sin almacenamiento ni caldera auxiliar se ha analizado cual es el número óptimo de módulos, así como la velocidad más beneficiosa en términos económicos. Para ello se ha cuantificado el coste de cada parte de la instalación y se ha determinado el coste de producción eléctrica en euros por kilovatio hora.

Una vez definido el número de módulos y la velocidad óptima de diseño para los datos de radiación que se disponían se ha analizado como afecta un almacenamiento de energía de cuatro, ocho y doce horas.

Además se ha estudiado la legislación vigente para poder incluir una caldera auxiliar en la central. Con este estudio se ha podido incorporar la caldera auxiliar y compararla con centrales parecidas en funcionamiento actualmente.

Por último, se han expuesto las conclusiones de los estudios realizados, así como las líneas de análisis futuras.

ABSTRACT

The aim of this project is to design a cylindrical-parabolic termosolar plant of 50 MW in the south of Spain. Three different cases have been studied independently before designing the plant in order to analyze the effects of each one. The three cases studied are: a plant with neither storage nor auxiliary boiler, a plant without storage but with auxiliary boiler and a plant with storage and auxiliary boiler.

The main parts of the plant and the mission of each part within the installation have been explained. The advantages and disadvantages of the use of each element have also been analyzed.

A study of the different optic, geometric and thermal losses has been done to achieve a correct design of the plant. Because of the need of this study, a iterative calculation program has been done using the computer program Matlab.

The Solar Tracking System has been analyzed carefully. This system modifies the angle of incidence of the direct solar radiation and its knowledge is very important to maximize the energy production.

In the first case studied, a plant with neither storage nor auxiliary boiler, the optimal number of modules and the most beneficial speed, economically speaking, have been analyzed. To do that, the cost of each part of the installation has been quantified and the cost of electric production, in euros per kilowatt hour, has been determined.

Once the number of modules and the design optimal speed, using the available radiation data, have been fixed, the effects of energy storage for four, eight and twelve hours have been studied.

Furthermore, the current legislation has been studied in order to be able to include an auxiliary boiler in the plant. After this study, an auxiliary boiler has been able to be included, so this plant has been able to be compared with similar plants that are working nowadays.

Finally, the conclusions to all these studies have been exposed, as well as the future lines of analysis.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. Introducción y objetivos	14
1.1 Introducción	15
1.1.1 El problema energético.....	15
1.1.2 Evolución del consumo energético mundial	15
1.1.3 Formas de extraer la energía	16
1.1.4 Energías renovables.....	17
1.1.4.1 Energía hidráulica	17
1.1.4.2 Energía eólica.....	17
1.1.4.3 Biomasa.....	18
1.1.4.4 Energía marina	18
1.1.4.5 Energía geotérmica.....	18
1.1.4.6 Energía solar.....	19
1.2 Objetivos	19
1.3 Fases de desarrollo	20
1.4 Medios empleados.....	20
CAPÍTULO 2. La energía solar con concentración	22
2. La energía solar con concentración.....	23
2.1 Historia.....	23
2.2 Principales tecnologías.....	24
2.2.1 Disco parabólico con motor Stirling	25
2.2.2 Receptor central.....	25
2.2.3 Receptores lineales Fresnel	27
2.2.4 Colectores cilíndrico-parabólicos.....	28
2.3 Proyectos termosolares a nivel mundial.....	30
2.4 La energía termosolar en España.....	32
CAPÍTULO 3. Instalaciones de concentradores cilíndrico-parabólicos	34
3. Instalaciones de concentradores cilíndrico-parabólicos	35
3.1 Componentes de la instalación.....	36
3.1.1 El campo solar.....	36
3.1.1.1 Cimentación y estructura.....	36
3.1.1.2 Reflector cilíndrico-parabólico	37
3.1.1.3 Tubo receptor	38
3.1.1.4 Fluido de transferencia	39
3.1.1.5 Sistema de seguimiento solar	40
3.1.2 El sistema de almacenamiento	41
3.1.2.1 Fluido de trabajo.....	42
3.1.2.2 Intercambiador de calor	43
3.1.2.3 Tanques de almacenamiento.....	43

3.1.3 El bloque de potencia	45
3.1.3.1 Generador de vapor	45
3.1.3.2 Turbina de vapor.....	45
3.1.3.3 Condensador	46
3.1.3.4 Recalentador	46
3.1.3.5 Desgasificador	46
3.1.3.6 Pre calentador	47
3.1.3.7 Torre de refrigeración.....	47
3.1.4 Sistemas auxiliares	47
3.1.4.1 Sistema de protección contra incendios.....	47
3.1.4.2 Sistema de ventilación y aire acondicionado.....	47
3.1.4.3 Sistema de aire comprimido	48
3.1.4.4 Sistema de alumbrado.....	48
3.1.4.5 Sistemas eléctricos.....	48
3.1.4.6 Sistemas de suministro y tratamiento de agua.....	48
3.1.4.7 Sistema de tratamiento de efluentes	49
3.2 Modo de funcionamiento de la instalación.....	49
CAPÍTULO 4. Método de cálculo y diseño	52
4. Método de cálculo y diseño.....	53
4.1 Ubicación y datos meteorológicos	53
4.2 Cálculos ópticos y geométricos en el colector	53
4.2.1 Cálculo del ángulo de incidencia	54
4.2.1.1 Declinación	55
4.2.1.2 Ángulo horario.....	55
4.2.1.3 Ángulo solar acimutal.....	56
4.2.2 Pérdidas ópticas del colector	57
4.2.3 Pérdidas geométricas del colector	58
4.2.3.1 Pérdidas por final de colector	58
4.2.3.2 Pérdidas por sombras en el colector	58
4.2.3.3 Otras pérdidas	61
4.2.4 Calores absorbidos	61
4.2.4.1 Calor absorbido por la cubierta	62
4.2.4.2 Calor absorbido por el tubo absorbedor	62
4.3 Cálculos térmicos en el colector.....	63
4.3.1 Balance de energía en el tubo absorbedor	63
4.3.2 Obtención de los calores	65
4.3.2.1 Transmisión de calor por convección entre el tubo absorbedor y el fluido	65
4.3.2.2 Transmisión de calor por conducción a través del espesor del tubo absorbedor	67
4.3.2.3 Transmisión de calor del tubo absorbedor a la cubierta transparente.....	67
4.3.2.3.1 Transmisión de calor por convección.....	67
4.3.2.3.2 Transmisión de calor por radiación	68
4.3.2.4 Transmisión de calor por conducción a través de la cubierta.....	69
4.3.2.4 Transmisión de calor de la cubierta a la atmósfera	70
4.3.2.4.1 Transmisión de calor por convección.....	70

4.3.2.4.1.1 Convección natural (sin viento).....	70
4.3.2.4.1.2 Convección forzada (con viento).....	71
4.3.2.4.2 Transmisión de calor por radiación	72
4.3.2.5 Transmisión de calor a través de los soportes	73
4.4 Ciclo de potencia.....	74
4.4.1 Ciclo	74
4.4.2 Estados termodinámicos del ciclo de vapor	75
4.4.3 Fracción másica de cada elemento	76
4.4.4 Potencias específicas y caudal másico de vapor a máxima potencia	76
4.4.5 Rendimiento total del ciclo de potencia	77
4.5 Proceso iterativo de cálculo.....	78
CAPÍTULO 5. Cálculo y análisis de los resultados de la central sin almacenamiento..	84
5. Análisis de los resultados	85
5.1 Ubicación y datos meteorológicos	85
5.2 Sistema de concentración	87
5.2.1 Colector	87
5.2.2 Tubo receptor	88
5.2.3 Fluido de transferencia	88
5.3 Eficiencia óptica y geométrica	89
5.4 Ciclo de potencia.....	94
5.4.1 Turbina	94
5.4.2 Parámetros de operación	94
5.4.3 Estados termodinámicos del ciclo de potencia.....	95
5.4.4 Fracciones másicas en cada elemento	96
5.4.5 Potencias específicas, caudal másico máximo y rendimiento del ciclo de potencia	96
5.5 Diseño de la planta	96
5.5.1 Estudio para un lazo de 48 módulos.....	98
5.5.2 Estudio para un lazo de 72 módulos.....	105
5.5.3 Comparación de las dos configuraciones	110
CAPÍTULO 6. Cálculo y análisis una central con almacenamiento.	112
6. Central con almacenamiento de energía.....	113
6.1 Cálculo de almacenamiento	113
6.2 Análisis de los resultados de una central con almacenamiento	116
6.2.1 Estudio de la instalación para un almacenamiento de 4 horas	117
6.2.2 Estudio de la instalación para un almacenamiento de 8 horas	119
6.2.3 Estudio de la instalación para un almacenamiento de 12 horas	121
6.2.4 Número de horas de almacenamiento elegido.....	124
CAPÍTULO 7. Cálculo y análisis una central con almacenamiento y caldera auxiliar	126
7. Central con almacenamiento de energía y caldera auxiliar	127

7.1 Ingresos de la instalación	127
7.2 Coste de la caldera auxiliar	130
7.3 Producción final de la instalación	130
CAPÍTULO 8. Conclusiones del proyecto	134
8.1 Conclusiones del proyecto	135
8.2 Mejoras propuestas.....	136
8.3 Futuros estudios	136

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Evolución del consumo energético por persona.....	15
Figura 2. Consumo mundial de energía y aumento de la población mundial	16
Figura 3. Consumo de energía primaria mundial y en España en función del tipo de fuente en el 2011.....	17
Figura 4. Vista aérea de la Plataforma Solar de Almería (PSA) [4].....	23
Figura 5. Disco parabólico con motor Stirling [6].....	25
Figura 6. Planta termosolar de receptor central [7]	26
Figura 7. Esquema planta termosolar de receptor central [8].....	27
Figura 8. Receptores lineales Fresnel [12]	28
Figura 9. Colectores cilíndrico-parabólicos [13].....	29
Figura 10. Esquema planta de colectores cilíndrico-parabólica [14]	30
Figura 11. Potencia de las centrales termoeléctricas en el mundo en operación y construcción [15].....	30
Figura 12. Mapa de radiación mundial [15]	31
Figura 13. Centrales solares termoeléctricas en España [15]	32
Figura 14. Imagen de un módulo [16]	35
Figura 15. A la izquierda, estructura torque tube y a la derecha, estructura torque box	37
Figura 16. Reflector cilíndrico-parabólico [15].....	37
Figura 17. Tubo receptor [17]	38
Figura 18. Esquema tubo receptor [18]	39
Figura 19. Sistema de seguimiento solar con orientación Norte-Sur [20].....	40
Figura 20. Mecanismo de transmisión eléctrica a la izquierda e hidráulica a la derecha [17]	41
Figura 21. Sistema de almacenamiento indirecto con dos tanques [21].....	42
Figura 22. Tren de intercambiadores y tanques de almacenamiento [17].....	43
Figura 23. Fase de carga del sistema de almacenamiento indirecto con dos tanques	44
Figura 24. Fase de descarga del sistema de almacenamiento indirecto con dos tanques	44
Figura 25. Turbina SST-700 de Siemens [22].....	46
Figura 26. Modos de desenfocar. A la izquierda todos los colectores enfocados. En medio colectores desenfocados parcialmente. A la derecha colectores desenfocados totalmente [19].....	50
Figura 27. Ángulo de incidencia de colector cilíndrico-parabólico [33].....	54
Figura 28. Posición del Sol a lo largo del año [23]	56
Figura 29. Ángulo solar acimutal [43].....	56
Figura 30. Pérdidas geométricas de final de un colector cilindro parabólico [23].....	58
Figura 31. A la izquierda, sombras producidas por la mañana. A la derecha ausencia de sombras. [23]	59
Figura 32. Representación esquemática de la sombra entre colectores paralelos	59
Figura 33. Geometría en el colector solar	60
Figura 34. Balance de energía del tubo absorbedor en una dimensión [18].....	64
Figura 35. Circuito térmico equivalente del tubo receptor [18]	64
Figura 36. Ejemplos de uniones del brazo soporte y tubo receptor [19].....	73
Figura 37. Ciclo de vapor [24]	75
Figura 38. Paso de resistencia en paralelo a una resistencia equivalente	79
Figura 39. Resistencias desde el punto 3 al ambiente	80
Figura 40. Generador de vapor	82
Figura 41. Solsticio de verano e invierno	90

Figura 42. Comparación ángulo de inclinación del colector	91
Figura 43. Comparación de la eficiencia óptima y geométrica del colector en junio y enero	93
Figura 44. Comparación de la radiación directa normal con la radiación absorbida en Marzo.....	100
Figura 45. Comparación de la radiación directa normal con la radiación absorbida en Julio	100
Figura 46. Gráfica del punto de diseño para 48 módulos.....	104
Figura 47. Gráfica del punto de diseño para 72 módulos.....	109
Figura 49. Gráfica del punto de diseño para 48 y 72 módulos.....	110
Figura 50. Esquema del excedente de energía que supone dimensionar el campo solar con un SM=2[24].....	114
Figura 51. Producción de energía para 48 módulos y 8 h de almacenamiento	124
Figura 52. Esquema de los elementos básicos de la central de Andasol I [29].....	127
Figura 53. Producción de energía para 48 módulos, 8 h de almacenamiento y caldera auxiliar.....	132
Figura 54. Producción de Andasol I para las diferentes estaciones del año.....	132
Figura 55. Coste de generación de electricidad en diferentes instalaciones [32].....	133

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Términos para obtener la eficiencia óptica.....	57
Tabla 2. Valores de C y m en función del Reynolds	72
Tabla 3. Datos de radiación directa normal de Las Cabezas de San Juan	86
Tabla 4. Radiación directa normal horaria en Las Cabezas de San Juan para el día 15 del mes.....	86
Tabla 5. Valores medios de la velocidad del viento y de la temperatura exterior para el día 15 de cada mes.....	86
Tabla 6. Propiedades del aire [26]	87
Tabla 7. Dimensiones del tubo receptor, UVAC 2010.....	88
Tabla 8. Propiedades del aceite VP-1 [27]	88
Tabla 9. Ángulo de incidencia de la radiación solar en el colector	89
Tabla 10. Ángulo cenital	90
Tabla 11. Ángulo de inclinación del colector.....	91
Tabla 12. Modificador del ángulo de incidencia (K).....	92
Tabla 13. Eficiencia óptica y geométrica	92
Tabla 14. Factor de sombras.....	93
Tabla 15. Parámetros de operación del ciclo de potencia.....	95
Tabla 16. Estados termodinámicos	95
Tabla 17. Fracciones máxicas en cada extracción	96
Tabla 18. Potencias específicas, caudal máxico de vapor y rendimiento del ciclo.....	96
Tabla 19. Costes de inversión y mantenimiento de la instalación.....	98
Tabla 20. Producción de energía para 48 módulos, $v_{\max}=2,56$ m/s y 77 lazos.....	99
Tabla 21. Coste del kWh para 48 módulos, $v_{\max}=2,56$ m/s y 77 lazos	100
Tabla 22. Producción de energía para 48 módulos, $v=2,25$ m/s y 88 lazos	101
Tabla 23. Coste del kWh para 48 módulos, $v_{\max}=2,25$ m/s y 88 lazos	101
Tabla 24. Producción de energía para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s y 99 lazos.....	102
Tabla 25. Coste del kWh para 48 módulos, $v_{\max}=2,25$ m/s y 99 lazos.....	102
Tabla 26. Producción de energía para 48 módulos, $v_{\max}=1,75$ m/s y 113 lazos.....	103
Tabla 27. Coste del kWh para 48 módulos, $v=1,75$ m/s y 113 lazos.....	103
Tabla 28. Producción de energía para 48 módulos, $v_{\max}=1,5$ m/s y 132 lazos.....	103
Tabla 29. Coste del kWh para 32 módulos, $v_{\max}=1,5$ m/s y 132 lazos	104
Tabla 30. Comparación de los costes por kWh para 48 módulos para distintas velocidades	104
Tabla 31. Producción de energía para 72 módulos, $v_{\max}=3,84$ m/s y 52 lazos.....	105
Tabla 32. Coste del kWh para 72 módulos, $v_{\max}=3,84$ m/s y 52 lazos	105
Tabla 33. Producción de energía para 72 módulos, $v=3,5$ m/s y 57 lazos	106
Tabla 34. Coste del kWh para 72 módulos, $v_{\max}=3,5$ m/s y 57 lazos	106
Tabla 35. Producción de energía para 72 módulos, $v_{\max}=3,25$ m/s y 61 lazos.....	107
Tabla 36. Coste del kWh para 72 módulos, $v_{\max}=3,25$ m/s y 61 lazos	107
Tabla 37. Producción de energía para 72 módulos, $v_{\max}=3$ m/s y 66 lazos.....	108
Tabla 38. Coste del kWh para 72 módulos, $v=3$ m/s y 66 lazos.....	108
Tabla 39. Producción de energía para 72 módulos, $v=2,75$ m/s y 72 lazos	108
Tabla 40. Coste del kWh para 72 lazos, $v_{\max}=2,75$ m/s y 72 lazos.....	108
Tabla 41. Comparación de los costes por kWh para 72 módulos para distintas velocidades	109
Tabla 42. Comparación de los costes por kWh para 48 y 72 módulos para distintas velocidades	110
Tabla 43. Energía producida para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s y 137 lazos	117

Tabla 44. Energía almacenada para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 137 lazos y 4 h de almacenamiento	118
Tabla 45. Energía producida para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 137 lazos y 4 h de almacenamiento	118
Tabla 46. Coste del kWhe para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 137 lazos y 4 h de almacenamiento	119
Tabla 47. Energía producida para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s y 172 lazos	120
Tabla 48. Energía almacenada para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s y 172 lazos y 8 h de almacenamiento	120
Tabla 49. Energía producida para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 172 lazos y 8 h de almacenamiento	121
Tabla 50. Coste kWhe para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 172 lazos y 8 h de almacenamiento	121
Tabla 51. Energía producida para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s y 208 lazos	122
Tabla 52. Energía almacenada para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 208 lazos y 12 h de almacenamiento	123
Tabla 53. Energía producida para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 208 lazos y 12 h de almacenamiento	123
Tabla 54. Coste por kWhe para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 208 lazos y 12 h de almacenamiento	124
Tabla 55. Energía para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 172 lazos, 8 h de almacenamiento y caldera auxiliar	131
Tabla 56. Coste kWhe para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 172 lazos, 8 h de almacenamiento y caldera auxiliar	131

CAPÍTULO 1. Introducción y objetivos

1.1 Introducción

1.1.1 El problema energético

Desde hace ya un tiempo la sociedad se ha dado cuenta que la energía es un bien escaso. Hay que entender bien como se transforma para poder utilizarla de manera más eficiente y menos perjudicial para el medio ambiente.

El modo que se ha transformado la energía ha provocado aguas contaminadas, aire de baja calidad, reducción de la capa de ozono... por ello hay que conseguir hacerlo de manera sostenible.

Para conseguir un desarrollo sostenible los países están impulsando las energías renovables por medio de leyes e instrumento fiscales. Además de incentivar el ahorro energético.

1.1.2 Evolución del consumo energético mundial

Desde los inicios de la historia el aumento del consumo energético con el paso del tiempo ha sido muy elevado. Cuanto más avanzaban las sociedades más energía necesitaban para realizar las tareas vitales para la época como podemos ver en la figura 1[1].

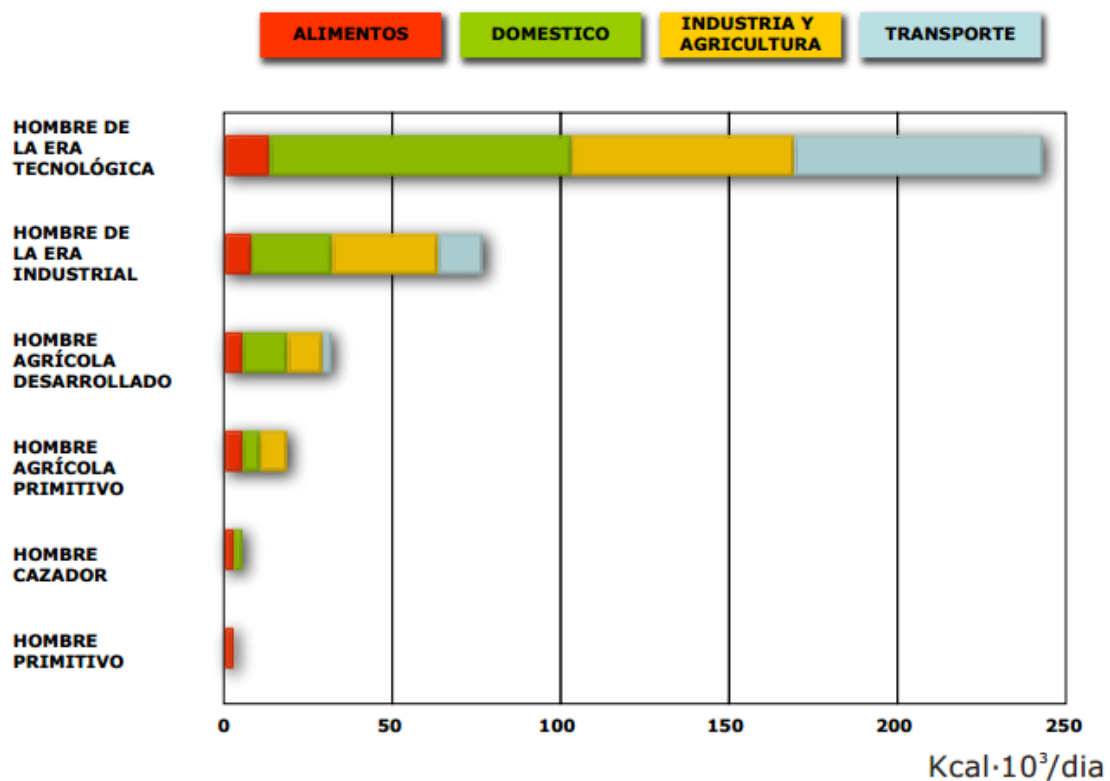


Figura 1. Evolución del consumo energético por persona

A este aumento de la energía por persona hay que añadirle el gran aumento de la población. Esto provoca que las necesidades energéticas actuales y futuras aumenten de manera exponenciales. Además en los últimos años, este aumento exponencial es mucho más marcado [2]:

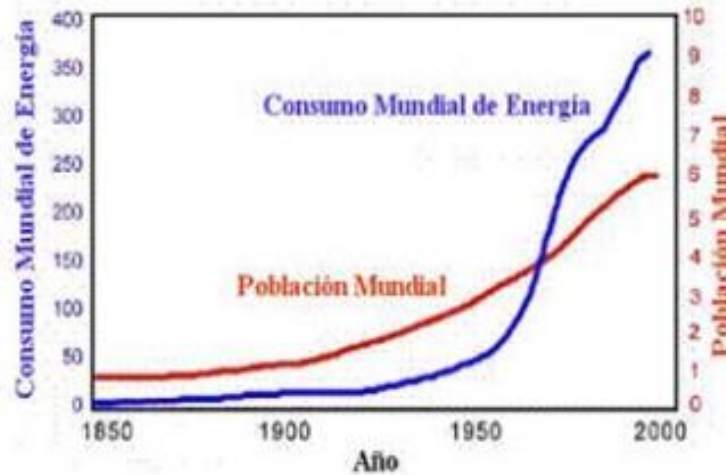


Figura 2. Consumo mundial de energía y aumento de la población mundial

Todo esto muestra la gran importancia que tendrá en el futuro la obtención de energía de manera sostenible.

1.1.3 Formas de extraer la energía

Las principales fuentes de energía son el petróleo, el gas natural y el carbón, que provocan un gran aumento de las emisiones de CO_2 . Este CO_2 es el causante del efecto invernadero, la destrucción de la capa de ozono o la lluvia ácida. Por esto, es importante la utilización de las energías renovables que no emiten CO_2 al ambiente.

Como se puede ver en la figura 3 [3], solo el 8% de la energía mundial es de origen renovable. España está un poco por encima de la media con 13,4% pero todavía lejos de poder alcanzar posiciones sostenibles.

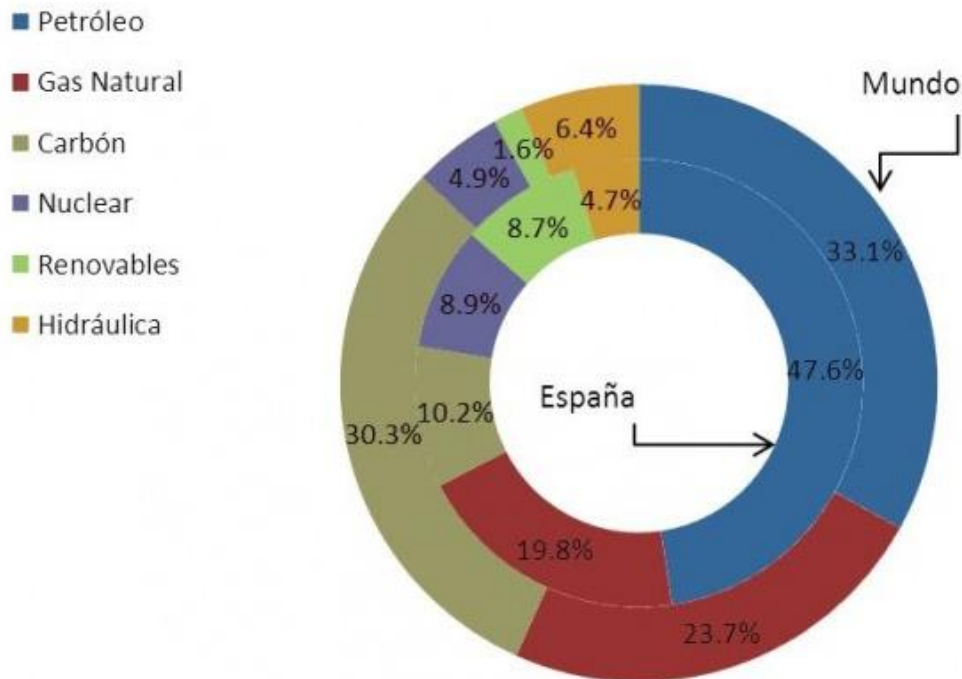


Figura 3. Consumo de energía primaria mundial y en España en función del tipo de fuente en el 2011

1.1.4 Energías renovables

Las energía renovables son las que se obtienen de fuentes naturales inagotables, ya sea por la gran cantidad de energía que tienen, o porque son capaces de regenerarse. Las principales energías renovables son la hidráulica, eólica, biomasa, marina, geotérmica y solar.

1.1.4.1 Energía hidráulica

Es una fuente de energía limpia pero que necesita construir grandes infraestructuras para poder operar. Este tipo de centrales aprovecha la energía potencial acumulada en saltos de agua para transformarla en energía eléctrica. Estos saltos hacen mover unas turbinas que producen electricidad a través de un generador.

El problema de este tipo de energía es el impacto ambiental y visual de las infraestructuras necesarias para llevarlas a cabo y que dependen de las condiciones climatológicas.

1.1.4.2 Energía eólica

La energía eólica es la energía obtenida de la fuerza del viento a través de unas turbinas que convierte la energía cinética del viento en electricidad por medio de hélices que hacen girar un eje central conectado, a través de una serie de engranajes a un generador eléctrico.

El aerogenerador es un generador de corriente eléctrica que produce a partir de la energía cinética del viento. Al ser una energía limpia y barata está en auge en la actualidad, agrupando los aerogeneradores en parque eólicos.

Los problemas principales de esta energía son el impacto visual que supone ya que pueden llegar a medir más de 80 metros de altura y la irregularidad de generación de energía por falta o exceso de viento.

1.1.4.3 Biomasa

La energía de la biomasa se obtiene de la energía almacenada en el proceso de la fotosíntesis que puede ser transformada en energía eléctrica, térmica o carburantes de origen vegetal. Esta energía libera dióxido de carbono pero se considera renovable ya que en el proceso de la fotosíntesis se absorbe el dióxido de carbono que luego se liberará.

Se trata de una fuente de energía que normalmente se relaciona con el subdesarrollo. Las zonas más desfavorecidas se abastecen de madera y otros productos que se encuentran en su entorno para satisfacer sus necesidades básicas.

1.1.4.4 Energía marina

La energía marina es la energía producida por las olas del mar, las mareas, la salinidad y las diferencias de temperaturas de los océanos. El movimiento del agua de los océanos es un gran almacén de energía cinética que se puede aprovechar. Los principales tipos de esta de energía son:

- Maremotérmica: aprovecha la diferencia térmica de los océanos entre la superficie del mar y las aguas profundas.
- Olamotriz: energía generada por las olas.
- Mareomotriz: energía de la mareas.
- Energía osmótica: aprovecha la diferencia de salinidad del agua.
- Energía de las corrientes: consiste en aprovechar la energía cinética de las corrientes marinas. La producción de este tipo de energía es parecida a la de los aerogeneradores eólicos pero con agua en lugar de viento.

La mayoría de estas formas de obtener energía están en desarrollo y no son rentables hoy en día.

1.1.4.5 Energía geotérmica

La energía geotérmica obtiene la energía del calor interno de la Tierra. Una parte de este calor llega a la corteza terrestre. En algunas partes del planeta, cerca de la

superficie, las aguas subterráneas pueden alcanzar temperaturas de ebullición. Con ello se puede accionar turbinas eléctricas o calentar los hogares.

1.1.4.6 Energía solar

La energía que llega del Sol en forma de radiación es superior a la cantidad de energía que consume la humanidad. Esta radiación solar se puede recoger y transformar en energía térmica y eléctrica.

La radiación solar tiene dos componentes: radiación directa y difusa. La radiación directa es aquella que llega directamente al foco solar sin refracciones ni reflexiones. Este tipo de radiación puede reflejarse y concentrarse para su utilización. La radiación difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmosfera provocados por nubes y restos de elementos atmosféricos y terrestres. Esta radiación no puede ser concentrada, pero ambas radiaciones pueden ser aprovechables.

La energía solar tiene muchas aplicaciones, las cuales se pueden clasificar en tres grupos: generación térmica, trabajo y frío. La generación térmica contiene la generación de calor para calefacción, agua caliente sanitaria (ACS), desecación y refrigeración. Cada una de ellas funciona a una temperatura diferente. Podemos diferenciar de baja temperatura que usan colectores planos para ACS hasta 60 °C, media temperatura para calefacción y producción de frío y de alta temperatura en la industria. La generación de trabajo se puede dar de forma fotovoltaica y térmica. Los paneles fotovoltaicos convierten la luz en electricidad por medio de semiconductores, mientras que los parques de heliostatos o concentradores cilindro-parabólicos producen vapor que se utiliza en ciclos de potencia. Por último, la generación de frío se produce por medio de máquinas de absorción.

Las tecnologías usadas para este tipo de energía son: colectores planos para calefacción y ACS, concentración en torre, discos parabólicos, colectores cilíndrico-parabólicos y colectores Fresnel para la producción de electricidad. En el siguiente capítulo se explicaran con más detalle las tecnologías solares con concentración.

Una de las ventajas de esta energía es que es un recurso inagotable pero tiene múltiples problemas en su utilización. La demanda no coincide con la producción, la irregularidad en la radiación que llega debido a las nubes...

1.2 Objetivos

El objetivo fundamental del proyecto es el diseño de una central termosolar cilíndrico-parabólica de 50 MW y su optimización. A continuación se detallan los objetivos parciales:

- Analizar el impacto y la conveniencia de la instalación de un sistema de almacenamiento y caldera auxiliar.

- Desarrollar un proceso de iterativo de cálculo para obtener la temperatura de salida y la velocidad del fluido en el campo solar.
- Estudiar la velocidad óptima de diseño del fluido caloportador y el número de módulos óptimos por lazo de la central.
- Estudiar el sistema de seguimiento solar por medio del ángulo de incidencia.
- Analizar el precio por kilovatio hora de cada instalación.

1.3 Fases de desarrollo

El desarrollo general del proyecto ha seguido los siguientes pasos:

1. Planteamiento global del problema:

Qué se quiere resolver y de qué herramientas se disponen para hacerlo, así como el planteamiento de las variables y los valores iniciales.

2. Recopilación de información:

Recogida de información que pueda ser de utilidad para analizar las cuestiones más en profundidad.

3. Proposición de un sistema inicial de ecuaciones:

Planteamiento de un sistema de ecuaciones y relaciones matemáticas dirigidas a obtener la solución.

4. Transcripción del sistema de ecuaciones al programa Matlab:

Programación del sistema de ecuaciones propuesto.

5. Resolución y depuración de resultados:

Obtención de resultados y depuración de los valores iniciales para la obtención de la solución final.

6. Validación de las hipótesis planteadas:

Analizar los resultados obtenidos.

7. Conclusiones obtenidas.

Respecto a los cálculos necesarios para el dimensionamiento de la instalación, se han seguido las siguientes fases:

1. Búsqueda de los datos de radiación directa normal.
2. Cálculo del ángulo de incidencia.
3. Cálculo de las pérdidas ópticas, geométricas, térmicas y del modificador del ángulo de incidencia.
4. Planteamiento del sistema iterativo de cálculo en Matlab.
5. Obtención del calor útil por módulo y temperatura de salida por lazo.
6. Cálculo de la energía generada por la central.
7. Evaluación de los resultados.
8. Cálculo del coste de la central para cada configuración y coste por kilovatio hora generado.
9. Conclusiones.

1.4 Medios empleados

Los medios empleados para la realización del proyecto han sido los siguientes:

- Apuntes: gran parte de la información utilizada para la realización del proyecto ha sido recopilada de los apuntes de las asignaturas de la Escuela Politécnica de la Universidad Carlos III de Madrid: Energías Renovables, Ingeniería Térmica y de Fluidos y Mecánica de fluidos, principalmente.
- Libros: han sido utilizados varios libros que se encuentran en la biblioteca de la Escuela Politécnica de la Universidad Carlos III de Madrid, como el “Solar thermal collectors and applications” de Kalogirou, S.
- Hardware: ordenador, calculadora, impresora y escáner.
- Software: principalmente se han utilizado el software de cálculo Matlab, STEAM y el Office para la realización de la memoria.
- Otros medios: normativas y leyes de instalaciones termosolares.

1.5 Estructura de la memoria

A continuación se indica un breve resumen de cada capítulo de este proyecto:

- **Capítulo 1. Introducción y objetivos:**
Introducción, objetivos, fases y medios empleados.
- **Capítulo 2. La energía solar con concentración:**
Historia de la energía solar con concentración, principales tecnologías y nivel de implantación en España y el resto del mundo.
- **Capítulo 3. Instalaciones de concentradores cilíndrico-parabólicos:**
Principales elementos y modo de funcionamiento.
- **Capítulo 4. Método de cálculo y diseño:**
Explicación del proceso iterativo de cálculo y de todas las ecuaciones necesarias para obtenerlo.
- **Capítulo 5. Cálculo y análisis de los resultados de la central sin almacenamiento:**
Obtención de la energía generada por una planta sin almacenamiento y sin caldera auxiliar. Se analiza la producción para 48 y 72 módulos y la velocidad óptima de diseño en cada caso. Además se realiza un estudio del ángulo de incidencia y la eficiencia.
- **Capítulo 6. Cálculo y análisis de una central con almacenamiento:**
Obtención de la energía generada por una planta con almacenamiento y sin caldera auxiliar. Se analiza la producción para 4, 8 y 12 horas de almacenamiento.
- **Capítulo 7. Cálculo y análisis de una central con almacenamiento y caldera auxiliar:**
Análisis de la ley vigente para la instalación de caldera auxiliar en este tipo de plantas. Obtención de la energía generada con la caldera auxiliar y análisis de los resultados.
- **Capítulo 8. Conclusiones del proyecto:**
Exposición de las conclusiones finales de las instalaciones, analizando su viabilidad y análisis de futuras alternativas.

CAPÍTULO 2. La energía solar con concentración

2. La energía solar con concentración

La energía solar es la fuente de energía más utilizada desde la antigüedad. Desde hace mucho tiempo se ha adorado el Sol como un Dios y se ha utilizado para infinidad de tareas.

El concepto en que se basa la energía termosolar es la concentración de los rayos del Sol en un receptor para conseguir elevadas temperaturas que generen vapor y operar un ciclo de potencia. Este tipo de tecnología solo utiliza la radiación directa normal incidente (DNI), lo que hace que se pierda una parte de la energía que nos llega, la radiación difusa.

2.1 Historia

El desarrollo de esta tecnología comienza a finales de los años 70 a causa de la crisis del petróleo, el incremento de los precios de este y los efectos que tiene en la economía. Los países desarrollados se dan cuenta que las energías renovables son una alternativa viable y apuestan por ellas.

En cuanto a las centrales solares termoeléctricas la Agencia Internacional de la Energía promovió el proyecto SSPS en que participaba España y 8 países más. Con este proyecto se construyeron dos plantas con distintas tecnologías (canales parabólicos y torre) en Almería. Así se consiguió que tanto empresas españolas como las universidades y centros de investigación aprendieran de esta nueva tecnología con tantas posibilidades en el futuro.



Figura 4. Vista aérea de la Plataforma Solar de Almería (PSA) [4]

En la PSA se construyeron tres centrales, la de receptor central y la de receptor distribuido de 500 kWe cada una, dentro del programa SSPS de la AIE, y junto a la CESA 1 de receptor central, totalmente española. Las tres centrales entraron sucesivamente en operación a partir de 1981. España junto a EEUU y Alemania formaba parte de la vanguardia de esta tecnología.

En EEUU se construyeron las primeras centrales termosolares comerciales, que siguen operativas en la actualidad. El proyecto americano cuenta con nueve plantas construidas entre 1984 y 1991 con ayudas federales y del estado. La potencia inicial de la primera planta era de 14 MW hasta un total de 354 MW en el total de las nueve plantas.

La tecnología que utiliza es de colectores cilíndrico-parabólicos. Solo la primera contaba con un sistema de almacenamiento térmico pero fue destruido en un incendio y todas ellas disponen de una caldera auxiliar de gas natural.

Dichas plantas han sido precisamente las que han generado la confianza sobre la fiabilidad de la tecnología a los bancos inversores, permitiendo el despegue producido en los últimos años. Internacionalmente se están realizando proyectos de este tipo en EEUU, Norte de África y Oriente Medio.

2.2 Principales tecnologías

La energía solar térmica necesita de un sistema de concentración de la radiación para la producción de energía. Esta energía calienta un fluido que alimenta un ciclo de vapor, el cual, se encarga de generar energía eléctrica.

Según las dimensiones en las que se concentra la radiación solar tenemos dos grupos. Uno que dirige la energía del Sol a una línea y otro que lleva la radiación a un punto.

En los sistemas de concentración bidimensional hay dos tipos:

- Reflectores lineales Fresnel: esta tecnología concentra la energía reflejada en espejos situados hacia un tubo.
- Canales parabólicos: la línea donde se coloca el receptor es la línea focal de una parábola formada por espejos hacia un tubo.

En cuanto al segundo grupo hay dos tipos también:

- Receptor central: un campo de heliostatos reflejan la radiación hacia una torre donde se recoge y la utilizan para el ciclo de potencia o ser almacenada.
- Disco parabólico con motor Stirling: son pequeñas unidades capaces de trabajar de manera independiente a través de un motor Stirling.

Las principales ventajas e inconvenientes de todos estos sistemas son:

- Ventajas: el fluido de trabajo llega a altas temperaturas, mayor eficiencia térmica, vacío en los receptores reduciendo las pérdidas de calor, menor necesidad de material y coste por m² más bajo.
- Inconvenientes: necesitan sistemas de seguimiento solar y se necesita una limpieza constante para mantener sus propiedades.

2.2.1 Disco parabólico con motor Stirling

Este tipo de tecnología está compuesta por una gran cantidad de unidades autónomas conectadas a motores Stirling situados en el foco. La forma de su colector solar es la de un disco parabólico o paraboloides de revolución, construido en tamaños del orden de los 10 m de diámetro. Gracias a la curvatura parabólica del concentrador y a la baja relación distancia focal/diámetro ($f/D=0.6$) se puede conseguir altas relaciones de concentración por encima de 3000. Se trata de una de las tecnologías que mayores eficiencias pueden conseguir transformando más del 25% de la radiación incidente en energía eléctrica y con unas temperaturas de trabajo que varían entre 650 y 800 °C.

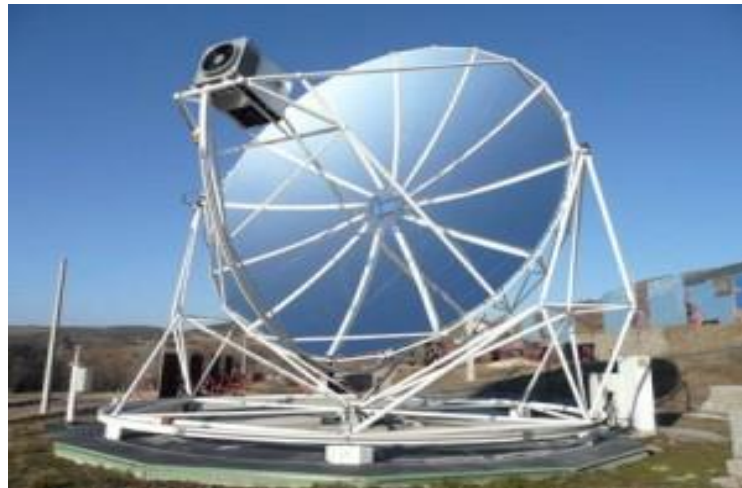


Figura 5. Disco parabólico con motor Stirling [6]

Con respecto al sistema de seguimiento del sol, este es realizado en dos ejes debido a que es necesario que el disco apunte en todo momento en dirección al sol, de lo contrario su eficiencia bajaría de manera considerable. Este seguimiento no es difícil de implementar a distancia debido a que mediante simples relaciones astronómicas se puede conocer la posición del sol a lo largo del día y del año.

Cada unidad tiene una potencia típica de unas decenas de KW. Por la energía que producen, la ausencia de fluidos circundantes, simplicidad técnica y sobre todo por el alto rendimiento que consiguen es una de las que presenta mejor futuro cuando se resuelvan algunos problemas tecnológicos que aún no están desarrollados.

2.2.2 Receptor central

El funcionamiento de este tipo de centrales consiste en una serie de espejos dispuestos entornos a una torre, denominados heliostatos. Cada uno de ellos tiene un sistema de movimiento independiente que permite orientarlo de forma que el rayo solar reflejado se concentre en un punto de lo alto de la torre. El fluido calorífico se calienta por la radiación que le llega a la torre y circula hasta el ciclo de potencia.

Este tipo de tecnología consigue temperaturas muy altas de trabajo, en torno a 1000 °C debido a los altos ratios de concentración que oscilan entre 300 y 1500. Con estas

altas temperaturas se consigue incrementar la eficiencia en el ciclo de potencia y reducir los costes de almacenamiento.

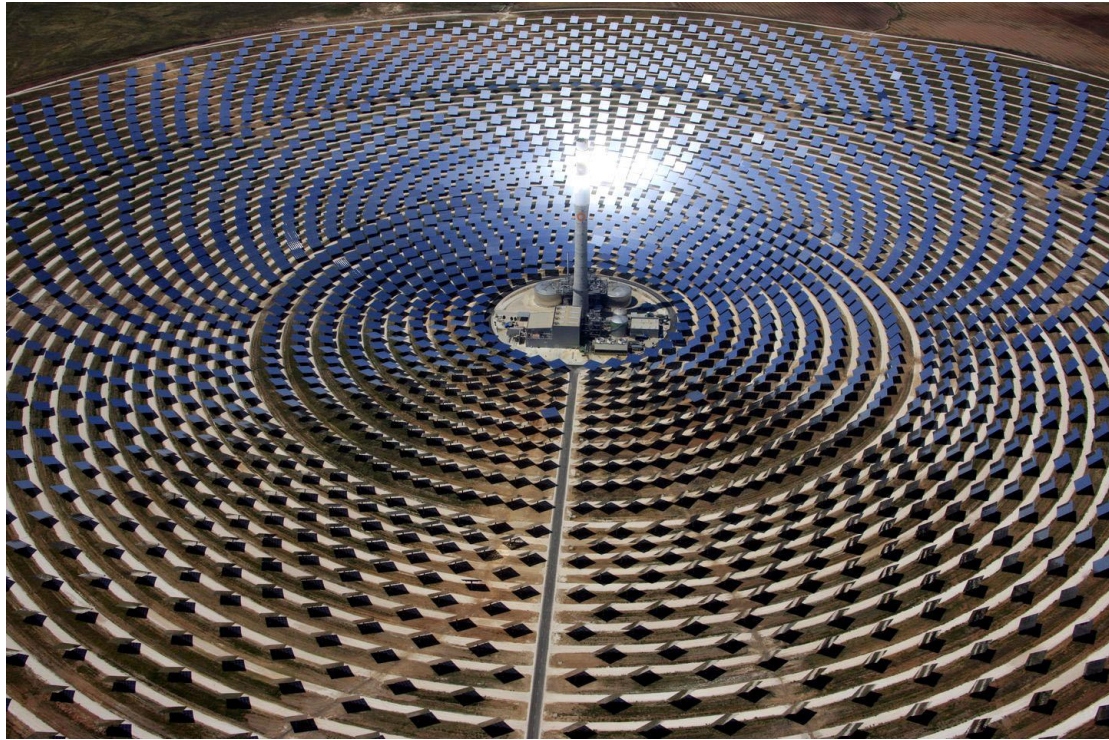


Figura 6. Planta termosolar de receptor central [7]

Este tipo de instalaciones en cuanto a la parte solar tiene dos componentes principales:

- Campo de heliostatos: cada heliostato tiene una superficie que varía entre los 50 y 150 m². Para que estos elementos funcionen correctamente son críticos el seguimiento solar y la eficiencia de concentración que dependen de: las características del reflector, el grado de limpieza, la desviación de la forma geométrica ideal y la posición en el campo de heliostatos.
- Torre: tiene que ser de una gran altura, normalmente más de 100 metros, para reducir las sombras y los bloqueos. En él se encuentra el receptor que transfiere el calor recibido al fluido de trabajo.

Los heliostatos deben estar orientados en una dirección concreta, siguiendo el movimiento del Sol y enfocando directamente al receptor. Para llevar el control del heliostato se disponen de mecanismos de dos ejes controlados continuamente por un ordenador.

El ciclo de potencia que utiliza este tipo de centrales suelen ser ciclos de vapor, aunque se pueden acoplar ciclos de gas como Brayton o Stirling. Pero estos constan con mayores problemas a la hora de su utilización.

El fluido de trabajo con el que operan es vapor de agua o aire presurizado. Con este último se puede utilizar para ciclos combinados de turbina de gas y turbina de vapor.

Un sistema auxiliar muy útil y que aumenta las horas de producción es un sistema de almacenamiento de energía en forma de calor latente. Este calor se utilizará para días nublados o durante la noche. Para el almacenamiento se suele utilizar dos tanques, uno frío y otro caliente, y sales fundidas como fluido de trabajo.

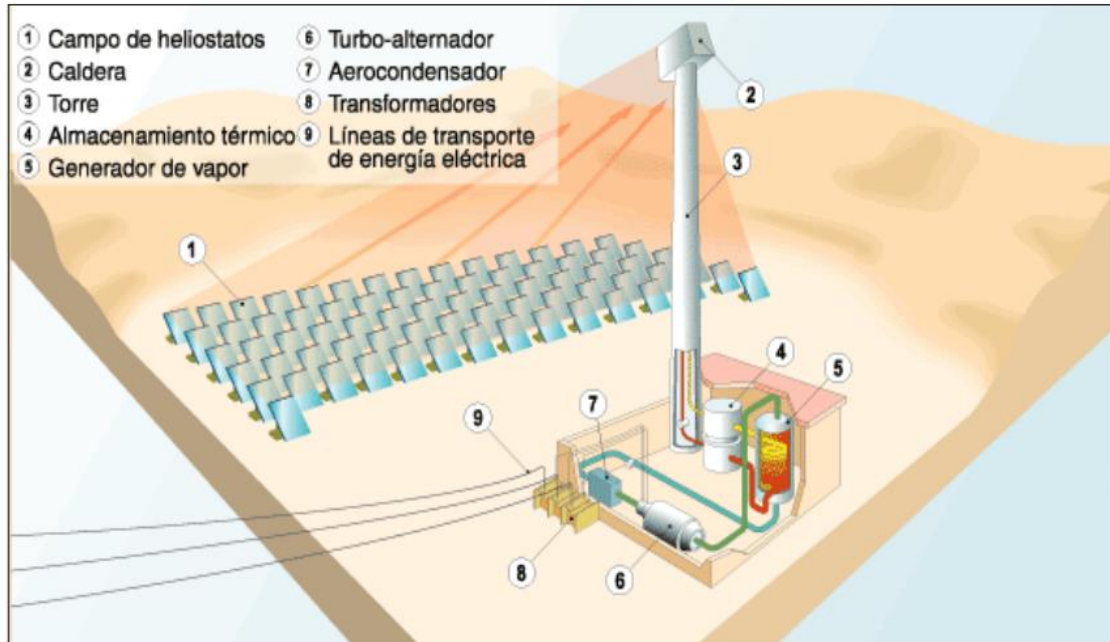


Figura 7. Esquema planta termosolar de receptor central [8]

2.2.3 Receptores lineales Fresnel

La tecnología Fresnel utiliza reflectores planos, simulando un espejo curvo. Esto lo consigue variando el ángulo de cada fila de manera individual en relación al tubo absorbedor.

Los reflectores se construyen con espejos de vidrio normales, por lo tanto la materia prima es muy barata. Se controlan por motores eléctricos que hacen un seguimiento de la posición del Sol, la radiación se centra en el tubo absorbedor de la manera más eficiente.

Los espejos paralelos enfocan la energía irradiada por el Sol en un tubo absorbedor, colocado a 8 metros por encima de los espejos. El agua fluye a través de este tubo hasta 450 °C. Esto produce vapor que se convierte en energía eléctrica en una turbina de vapor.

Las principales ventajas de esta tecnología son: el tubo absorbedor está separado de los concentradores, esto hace que sea fijo y no tenga partes móviles por lo que es más económico. Los concentradores se sitúan a nivel del suelo reduciendo la carga del viento y haciéndolo más fácil de limpiar y mantener. El vapor se genera directamente y no requiere de intercambiador de calor. No emite CO₂ y tiene poco consumo de agua.



Figura 8. Receptores lineales Fresnel [12]

Todas estas ventajas hacen que sea económica en construcción, materia prima y mantenimiento. Por ello esta tecnología es muy interesante para las empresas para el futuro.

2.2.4 Colectores cilíndrico-parabólicos

Esta tecnología consiste en una serie de filas paralelas de espejos con forma de parábola que concentra la radiación, la cual, la lleva a un tubo absorbedor.

Para la construcción de los espejos se utilizan finas láminas de material reflectivo que son dobladas en forma de parábola. En la línea focal se sitúa un tubo receptor de acero recubierto con un material selectivo que mejora la absorción del calor. Para reducir las pérdidas convectivas con el exterior se coloca alrededor del tubo una carcasa de vidrio. Aunque este elemento reduce las pérdidas convectivas añade otras como la transmitancia del cristal.

Como todas las tecnologías de concentración solo aprovecha la radiación directa. Es por lo que necesita un sistema de seguimiento al Sol a lo largo del día. Este sistema solo tiene un grado de libertad. Estos sistemas tienen la posibilidad de orientarse norte-sur, siguiendo al Sol de este a oeste, u orientación este-oeste, siguiéndolo de norte a sur. Cada orientación tiene unas características diferentes y su elección depende de la aplicación y de la época del año que se necesite más energía.



Figura 9. Colectores cilindro-parabólicos [13]

El movimiento de los colectores se puede hacer de manera eléctrica/electrónica o mecánica. Estos sistemas permiten proteger la instalación los días de fuerte lluvia o viento abatiendo el colector. Las instalaciones cuentan con sensores para medir la radiación incidente y optimizar la posición del colector.

La energía absorbida por el tubo es transferida al fluido. Se suele utilizar como fluido de trabajo agua desmineralizada para temperaturas inferiores a 200 °C. Para temperaturas mayores se utilizan aceites sintéticos que soportan los 400 °C. Se están haciendo estudios para trabajar con sales fundidas con lo que se eliminaría un intercambiador para el almacenamiento y se podría aumentar la temperatura. Aunque estos sistemas tienen otros problemas añadidos.

Las centrales de este tipo suelen contar con sistemas de almacenamiento que hacen más atractiva esta energía. Con ello se puede ampliar las horas de funcionamiento del ciclo de potencia y producir en momentos en los que haya nubes.

También se puede contar con una caldera auxiliar de gas natural que asegure el suministro de calor en caso necesario.

Este tipo de tecnología es la más madura de la energía termosolar para plantas comerciales. Aún queda mucho por desarrollar y hacerlo verdaderamente competitiva. Las nuevas líneas de investigación van enfocadas además de hacer más eficientes los componentes, utilizar como fluido de trabajo sales orgánicas y la generación directa de vapor en el colector.

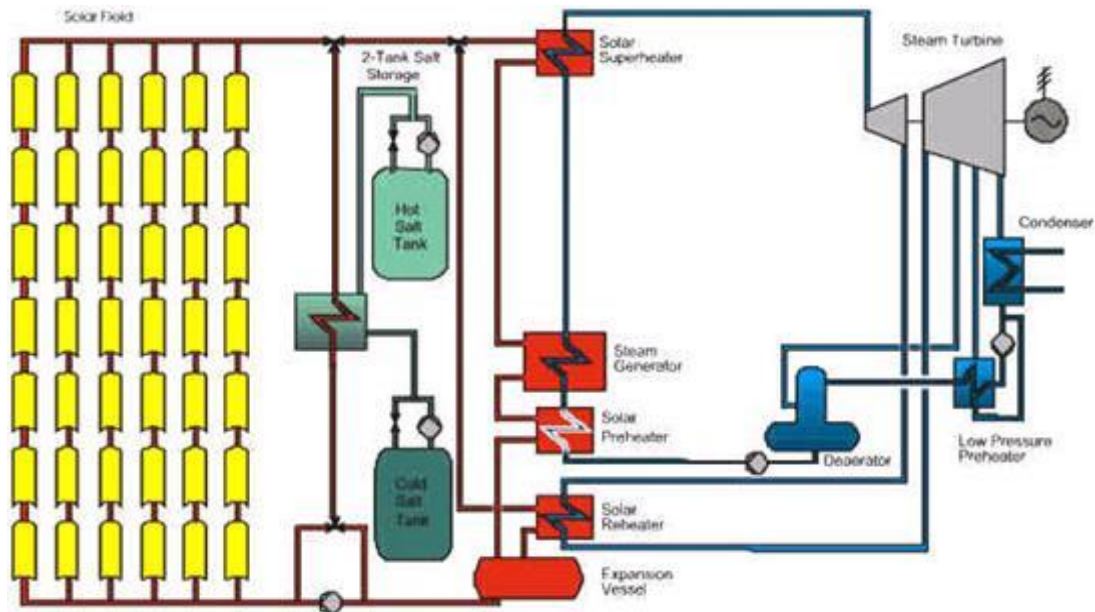


Figura 10. Esquema planta de colectores cilíndrico-parabólica [14]

2.3 Proyectos termosolares a nivel mundial

Muchos estados además de España han puesto interés en el desarrollo de la energía termosolar. De cara a reducir la dependencia energética han invertido países como los situados en el norte de África con economías en desarrollo, pasando por los que acusan un crecimiento más pronunciado como China, hasta los ya consolidados como Estados Unidos.

Termosolar en operación		
PAIS	POTENCIA (MW)	% MUNDIAL
España	1581	72,85
Estados Unidos	509,66	23,48
Egipto	20	0,92
Argelia	20	0,92
Marruecos	20	0,92
India	5,5	0,25
Italia	5	0,23
Tailandia	5	0,23
Australia	4	0,18
Total Mundial	2170,16	

Termosolar en construcción		
PAIS	POTENCIA (MW)	% MUNDIAL
Estados Unidos	1312	56,23
España	774	27,27
India	500	17,62
Emiratos Árabes	100	3,52
China	92,5	3,25
Australia	44	1,55
México	15	0,52
Total Mundial	2837,5	

Figura 11. Potencia de las centrales termoeléctricas en el mundo en operación y construcción [15]

Las mejores zonas en cuanto a radiación solar directa se encuentran en zonas áridas y semiáridas del planeta con niveles por encima de los 1.700 Kwh/m² al año. En este aspecto, hay que destacar las regiones localizadas en los desiertos del Norte y Sur de África, la península Arábiga y Oriente Próximo, la parte central y noroeste de Australia, el noreste de Brasil y Méjico o el sudoeste de Estados Unidos. En Europa, es reseñable el desarrollo de esta energía en el sur, en España y otros países del Mediterráneo.

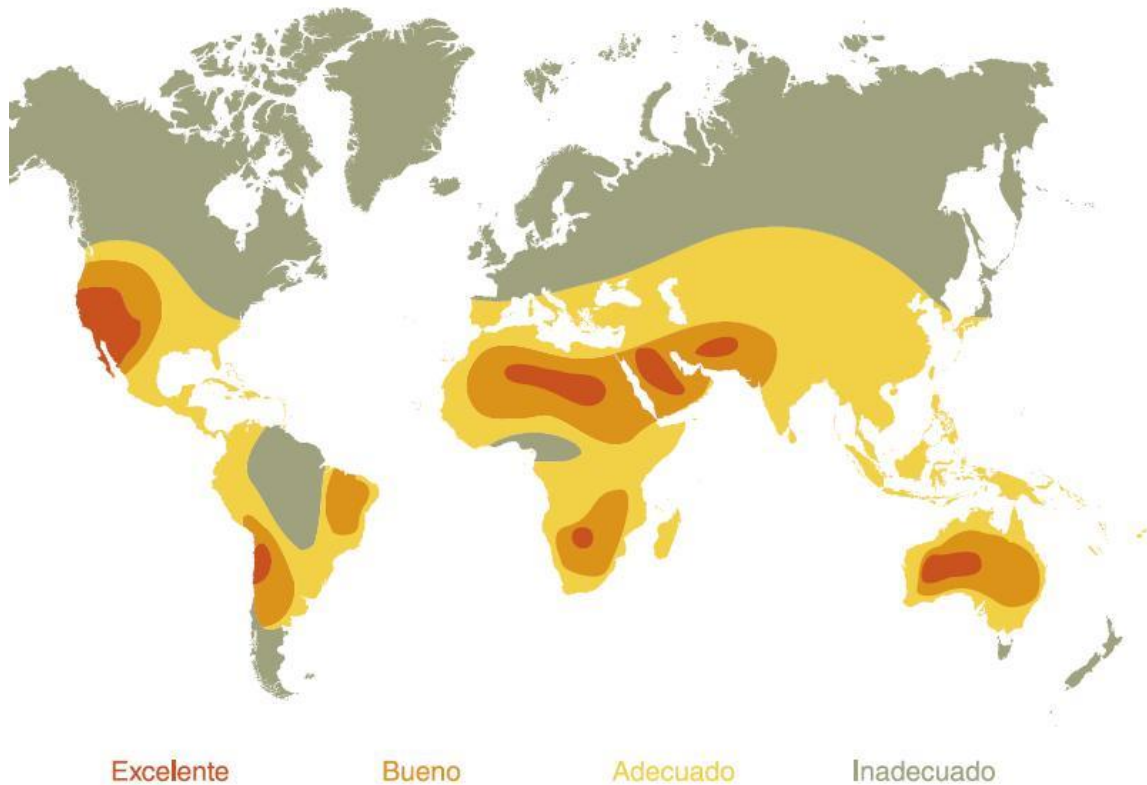


Figura 12. Mapa de radiación mundial [15]

Junto a España, Estados Unidos se ha convertido en uno de los mayores impulsores de esta energía. En Estados Unidos el número de proyectos anunciados puede llevar a la producción de 9.000 MW hasta 2014, concentrados sobre todo en los estados de California, Nevada y Arizona.

La otra gran área geográfica con expectativas de desarrollo es la que corresponde a Oriente Medio y Norte de África. Destaca en la misma Abu Dhabi, que ha sacado a concurso público la primera planta termosolar de 100MW así como un plan para alcanzar los 1.500 MW en 2020.

China también está impulsando esta tecnología a través de un proyecto que busca la construcción de diferentes plantas que producirían un total de 1.100 MW. Otra gran economía emergente es India, la cual tiene un gran problema energético y ha anunciado su apoyo en tarifa a las centrales solares termoeléctricas. Finalmente, el gobierno de Australia tiene como objetivo a corto plazo construir plantas que producirían 1.000 MW, y a largo plazo, alcanzar un 25% de generación solar para 2015.

En definitiva, la energía termosolar es una verdadera alternativa al desarrollo sostenible y de participación en el mix de renovables. Su capacidad de desarrollo y expansión mundial así lo demuestran.

2.4 La energía termosolar en España

Debido a la excelente situación en la Tierra y los esfuerzos realizados en la investigación de esta tecnología España es líder mundial como se puede observar anteriormente en la figura 11. Las centrales solares termoeléctricas instaladas en nuestro país suponen el 72,85% de toda la potencia instalada en el mundo. Además la tecnología desarrollada en los centros de investigación y empresas españolas están presentes en más del 60% de la centrales en construcción.

La primera central experimental se construyó en Almería entre 1981 y 1983, llamada SSPS/CRS y CESA 1. En 2007 se puso en marcha en Sanlúcar la Mayor (Sevilla) la PS10, primera central termosolar de torre comercial del mundo. En 2011 estaban en funcionamiento 26 centrales termosolares de las 61 aprobadas por el Ministerio de Industria. Actualmente las plantas en operación tienen una potencia conjunta de 1581 MW.

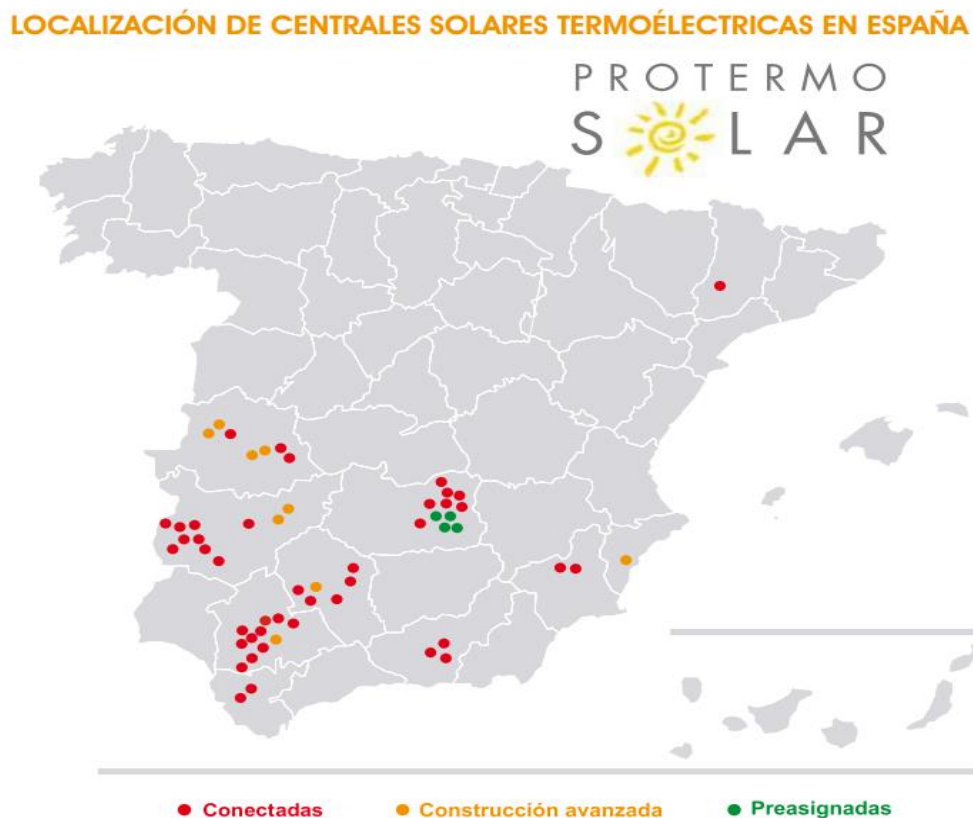


Figura 13. Centrales solares termoeléctricas en España [15]

Las principales empresas españolas en esta tecnología son Abengoa, Sener, Acciona, ACS-Cobra, FCC, Valoriza, Elecnor e Iberdrola que operan a nivel mundial.

A lo largo de 2013 entrarán en funcionamiento un total de 60 centrales y 2425 MW instalados, manteniendo su posición de liderazgo en el mercado. El Plan Nacional de Energías Renovables de 2011-2020 hará que se produzcan 14.370 GWh. Este Plan tiene el objetivo de aumentar la eficiencia, rebajar los costes de producción y optimizar la gestión de almacenamiento.

El principal problema que tiene España en cuanto a esta tecnología es el marco regulatorio. El gobierno quiere aplicar medidas retroactivas y/o cargas fiscales que frenen la energía solar termoeléctrica. Sin embargo, Estados Unidos asegura financiación y un marco jurídico estable. Poniendo en peligro el lugar que ocupa España de líder mundial de esta tecnología.

CAPÍTULO 3. Instalaciones de concentradores cilíndrico-parabólicos

3. Instalaciones de concentradores cilíndrico-parabólicos

Los colectores cilíndrico-parabólicos son captadores solares de concentración, que transforman la radiación solar directa en energía térmica, la cual calienta un fluido. Este fluido transfiere el calor generando vapor y moviendo una turbina que genera electricidad. Las centrales de este tipo se pueden dividir en: el campo solar, el sistema de almacenamiento si lo tuviera, el ciclo de potencia y otros elementos auxiliares.

Uno de los principales componentes del campo solar es el colector cilíndrico-parabólico. Es el elemento encargado de concentrar la radiación solar directa hacia un tubo absorbedor. Se trata de una estructura recubierta de espejos de cristal en forma de canal parabólico. Puede alcanzar temperaturas bastante altas dependiendo del fluido de trabajo, desde 390 °C hasta 550 °C. Los colectores suelen estar formados por 8 o 12 módulos de 12 metros de longitud y 6 metros de anchura cada uno. Cada módulo tiene tres tubos absorbedores unidos. Los colectores se agrupan en lazos, los cuales son 4 o 6 colectores conectados en serie.



Figura 14. Imagen de un módulo [16]

La estructura se hace en conjunto para cada colector. Son de aluminio o acero en forma de celosía. Tiene que aguantar el viento y el peso de colectores de hasta 150 metros de longitud. Esta disposición permite desenfocar los colectores necesarios en caso de necesidad sin tener que desenfocar todo el lazo.

El otro elemento importante del campo solar es el tubo receptor que es el que recibe la radiación y se la traspassa al fluido de trabajo. Es un tubo de acero de unos 7 cm de diámetro y está recubierto de un material selectivo que mejora las propiedades de absorción. Alrededor del tubo tiene una carcasa de cristal con vacío entre medias. Esto proporciona una disminución de las pérdidas y aumento del rendimiento.

Una de las principales limitaciones que tiene esta tecnología es el fluido de trabajo. Normalmente se utiliza aceites térmicos que se degradan a los 400 °C. Es por ello que hay nuevas vías de investigación para usar sales orgánicas que pueden alcanzar los 550 °C o la generación directa de vapor.

El sistema de seguimiento solar se realiza para que en todo momento el colector quede en la dirección de incidencia de los rayos solares. Se suele utilizar un solo eje para controlarlo, el longitudinal del colector.

El sistema de almacenamiento es un elemento opcional. Sirve para prolongar las horas de generación de electricidad. Puede estar formado por uno o dos tanques utilizando de fluido de trabajo sales fundidas, aunque también hay almacenamiento sólidos o con cambio de fase. Si por el campo solar va aceite se necesitará un intercambiador de calor para transferir la energía a las sales.

El ciclo de potencia es el mismo que en centrales convencionales. Suele ser un ciclo Rankine con regeneración y recalentamiento. Está formado por una serie de intercambiadores de calor que realizan las funciones de recalentador, generador de vapor y regeneradores. Además cuentan con un condensador, un desgasificador y una turbina a la que se le acopla un generador para producir la electricidad.

Como elemento auxiliar se puede utilizar una caldera de gas natural. Sus funciones son mantener la instalación en funcionamiento en caso de que la irradiación solar sea insuficiente y mantener el fluido caliente en caso de parada prolongada o condiciones medioambientales desfavorables.

3.1 Componentes de la instalación

Los principales grupos de las instalaciones cilíndrico-parabólicas son el campo solar, el sistema de almacenamiento, el bloque de potencia y sistemas auxiliares.

3.1.1 El campo solar

Está formado por la estructura y la cimentación, los reflectores cilíndrico-parabólicos, el tubo receptor, el sistema de transferencia térmica y el sistema de seguimiento solar.

3.1.1.1 Cimentación y estructura

Los colectores se fijan al suelo por medio de tornillos. La cimentación debe soportar las cargas para las que fue diseñado. Estas cargas dependerán de las dimensiones y características estructurales, que se traducirán en un peso y en una carga de viento. Es importante realizar un estudio de las características geológicas del terreno para tener una buena estabilidad y no tener problemas en el futuro.

La estructura del colector da rigidez al conjunto, además de servir de apoyo para los reflectores parabólicos y permitir su movimiento. Las estructuras utilizadas son metálicas, pero se está investigando para poder emplear materiales más ligeros y baratos como la fibra de vidrio o materiales plásticos.

Para construir la estructura de la parábola se utilizan dos técnicas preferentemente, la espacial o torque box y la de tubo central o torque tube. Las características de cada una de ellas son muy parecidas. Constan de un armazón central con brazos encargados de soportar los espejos.



Figura 15. A la izquierda, estructura torque tube y a la derecha, estructura torque box

La longitud del colector con estas tecnologías puede llegar a los 150 metros, con doce módulos cilíndrico-parabólicos incluidos en cada colector. El módulo es una estructura soporte de acero de 12,27 metros de longitud con una sección recta rectangular de 5,76 metros de apertura.

3.1.1.2 Reflector cilíndrico-parabólico

La función del reflector en los colectores cilíndrico-parabólicos es la de reflejar la radiación solar incidente y proyectarla a un tubo absorbedor situado en la línea focal.

Las propiedades ópticas que deben tener los materiales de los que están hechos los reflectores son: alta reflectancia y elevada durabilidad en el exterior. Este es un factor importante ya que están sometidos a la contaminación, la humedad, etc... En cuanto a las propiedades mecánicas deben ser materiales que no sufran degradación por abrasión ni erosión, debido a las partículas que transporta el aire.



Figura 16. Reflector cilíndrico-parabólico [15]

Por estas propiedades el material elegido es el aluminio o las películas de plata con un soporte que añade rigidez. El soporte suele ser de chapa metálica, plástico o cristal. La chapa metálica se utiliza por su bajo coste pero se deteriora rápidamente. El soporte de plástico tiene el mismo problema, la baja durabilidad a la intemperie, además de un mayor grado de ensuciamiento. Por este motivo, el vidrio es el material más utilizado para el soporte ya que sufre menores degradaciones. Sobre el soporte se coloca una capa de plata protegida por una película de cobre y otra de pintura epoxi para dar mayor reflectividad.

Los espejos se agrupan en pequeños paneles y se disponen para que cada colector tenga hasta 336 espejos. Estos paneles se fijan y acoplan a la estructura soporte y entre ellos por medio de adhesivos y piezas cerámicas.

Hoy en día los espejos suponen uno de los mayores costes de toda la instalación, pudiendo llegar a un 20%. Es por esto que se está investigando nuevos reflectores solares y materiales para abaratar estos costes.

3.1.1.3 Tubo receptor

El tubo receptor es el encargado de transmitir la radiación solar al fluido de trabajo consiguiendo un aumento de temperatura del fluido. El tubo se encuentra en la línea focal del reflector cilíndrico-parabólico sujeto mediante unos brazos de soporte.

Este elemento consta de un tubo metálico y una carcasa de vidrio concéntrica al anterior. Entre los dos tubos se hace el vacío y el fluido de trabajo pasa por el tubo metálico.



Figura 17. Tubo receptor [17]

El tubo metálico es de unos 70 mm de diámetro exterior y 6 mm de espesor. Está recubierto de un material selectivo con baja emisividad y elevado coeficiente de absorción. El recubrimiento es una serie de capas metálicas y de “Cermets”. El problema de este recubrimiento es que a altas temperaturas (400 °C) y en contacto con el aire aparece la oxidación y la degradación. Para paliarlo se aísla con la carcasa de cristal haciendo el vacío entre ellos.

La carcasa de cristal mide entre 115 y 125 mm de diámetro exterior con un espesor de 6 mm. Su función además de proteger el tubo metálico es el de reducir las pérdidas térmicas por convección. Al introducir esta carcasa se reduce la transmitancia por lo que se reduce el rendimiento óptico. Por ello, se somete a la carcasa a un tratamiento antirreflexivo para aumentar esta propiedad.

Un problema grave que sufre estos tubos son las dilataciones térmicas debido al cambio tan grande de temperaturas que sufren. Para ello el tubo de vidrio se suelda a un extremo de un fuelle metálico que es quién absorbe estas variaciones de longitud. Esta soldadura ocasiona muchos fallos provocando la rotura del vidrio y la pérdida de vacío. Uno de los gastos más importantes en la central por reposición y mantenimiento es por este fallo.

Para mantener el vacío se utiliza unos elementos llamados *getters* colocados sobre el tubo metálico. Este elemento absorbe los gases que puedan aparecer entre los dos tubos.

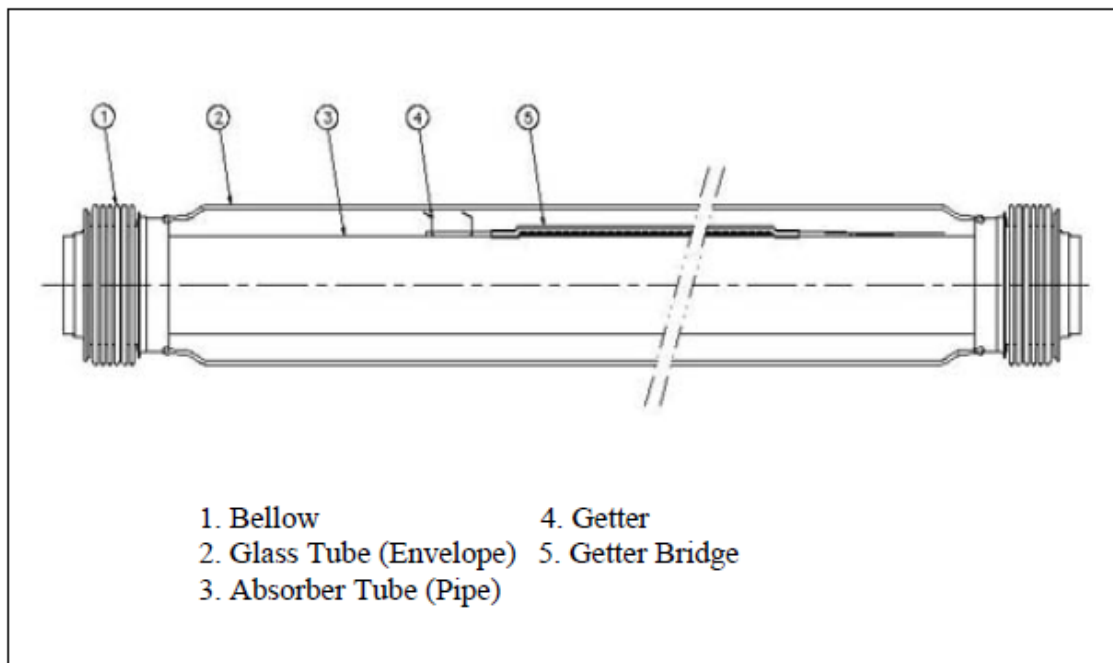


Figura 18. Esquema tubo receptor [18]

3.1.1.4 Fluido de transferencia

El fluido de transferencia térmica circula a través del tubo receptor, absorbe la energía térmica procedente de la radiación solar y la transporta hasta el bloque de potencia. El tipo de fluido que se utiliza depende del rango de temperaturas que se va a utilizar. Este rango está entre los 150 °C y 400 °C.

Si se desea trabajar a temperaturas bajas, hasta 175 °C, se puede utilizar agua desmineralizada como fluido de trabajo, ya que no sería necesario trabajar a una presión excesiva. Si las temperaturas fueran más elevadas no se podría utilizar el agua ya que habría que aumentar muchísimo la presión para evitar su evaporación.

Para temperaturas elevadas se utilizan aceites. Con este fluido, las presiones requeridas son mucho menores, simplificando la instalación y las medidas de seguridad. El aceite sintético más utilizado en este tipo de plantas termosolares es el Therminol VP-1. Es un fluido que se degrada por encima de 400 °C y tiene un punto de congelación de 12°C. Un aspecto importante en la planta es vigilar que no se esté por

debajo del punto de congelación. La energía requerida para ello no es demasiado grande. Se va fijar como temperatura máxima de diseño 393 °C para tener un margen hasta los 400 °C por si hay algún problema.

Se está investigando el uso de sales fundidas como fluido de transferencia. Este tipo de fluido se utiliza para el almacenamiento térmico. En las centrales que tienen almacenamiento térmico y utilizan aceite como fluido de transferencia necesitan un intercambiador de calor. Si se utiliza las sales como fluido de transferencia, no se necesitaría este intercambiador ya que se almacenaría directamente la sal. Otra ventaja que tendría la sal frente a los aceites térmicos es la temperatura de degradación. Las sales pueden llegar hasta los 450-550°C pudiendo aumentar la temperatura de operación del ciclo de vapor, obteniendo mayores rendimientos. Además es más barata que el aceite y tiene menores niveles de corrosión. El principal problema que conlleva su uso es el punto de congelación que se sitúa entre los 120-220°C. Esto supone utilizar sistemas de calentamiento aumentando los costes de operación y mantenimiento.

3.1.1.5 Sistema de seguimiento solar

Los colectores cilíndrico-parabólicos utilizan solo la radiación solar directa por lo que el reflector tiene que estar enfocado hacia Sol durante todo el día.

Para conseguir que el reflector este enfocado se cuenta con un sistema de seguimiento en uno o dos ejes. El sistema consta de una serie de módulos unidos, por lo que un sistema de dos ejes plantea muchas dificultades de diseño e implantación. El sistema que se suele utilizar es el de seguimiento de un solo eje, el cual, es más sencillo, barato y robusto. Este eje se sitúa a lo largo de la longitud del colector.

Un aspecto importante es la orientación que se les da a los colectores ya que influye en la cantidad de energía absorbida. Las orientaciones más comunes son Norte-Sur y Este-Oeste. La elección de la orientación depende de la latitud de la central. Para lugares situados entre latitudes de 30° y 45° se emplea una orientación Norte-Sur, por lo que el seguimiento se realiza de Este-Oeste, es decir, el colector se va moviendo a lo largo de todo el día. Esta es la orientación que se utiliza en España.

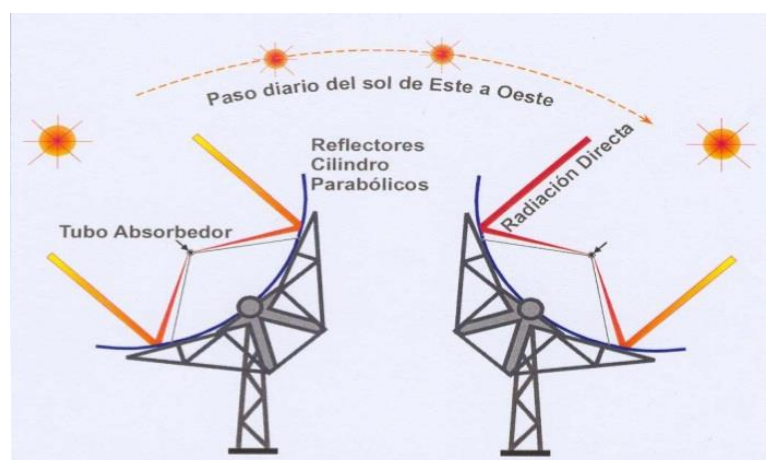


Figura 19. Sistema de seguimiento solar con orientación Norte-Sur [20]

Existen dos tipos de sistema de accionamiento. Para los colectores de pequeño tamaño con pares de giro bajo en el eje se utilizan mecanismos eléctricos. Para grandes colectores se utilizan mecanismos hidráulicos, en los que una bomba eléctrica alimenta dos pistones hidráulicos, que son los que giran la estructura.

El mecanismo debe ser capaz de mover varios módulos simultáneamente conectados en serie hasta un total de 12. El objetivo de esto es reducir los costes y simplificar el sistema de seguimiento.

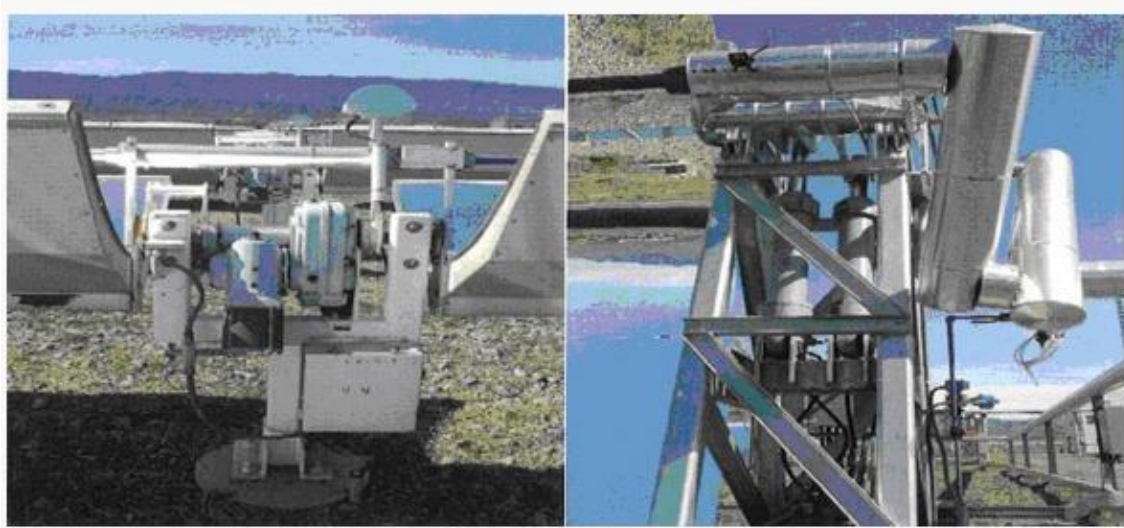


Figura 20. Mecanismo de transmisión eléctrica a la izquierda e hidráulica a la derecha [17]

El movimiento del colector está dirigido por un control electrónico. Para llevar este control es necesario saber la posición del Sol en cada momento. Hay dos formas de hacerlo: un seguimiento directo con sensores solares (fotocélulas) o un seguimiento con cálculo de la posición del Sol utilizando como referencia codificadores angulares. Este último se encuentra en fase experimental.

En cuanto al primer método, hay que diferenciar dos tipos de sensores. Uno de ellos es el de banda de sombra, el cual, está formado por dos fotocélulas montadas sobre una superficie plana separadas por una fina pared intermedia. Cuando el colector está enfocado, los rayos solares llegan perpendiculares a ambas fotocélulas sin generar ninguna sombra. Si el Sol se mueve, empieza a aparecer sombras sobre una de las fotocélulas. El otro tipo de sensor es de línea de flujo montado sobre el tubo absorbente. Consta de dos fotocélulas para detectar el flujo concentrado en el absorbente. Cuando ambos sensores están iluminados exactamente igual el colector está bien orientado. Este tipo de sensor da una buena precisión de seguimiento.

3.1.2 El sistema de almacenamiento

El sistema de almacenamiento es opcional, aunque hoy en día se está instalando en todas las centrales por las grandes ventajas que aporta. Con un sistema de almacenamiento se aumenta el número de horas de utilización del ciclo de potencia y producción de la central. Esto se consigue almacenando energía sobrante durante el día y utilizándola en horas de poca radiación. También absorbe las variaciones de radiación

haciendo una producción más estable de electricidad. Además los transitorios se ven reducidos al igual que el número de paradas y arranques.

El funcionamiento de la central con sistema de almacenamiento es el siguiente: el aceite llega al intercambiador del ciclo de potencia que genera vapor para mover la turbina. Cuando la turbina llega a su máximo no se necesita más caudal de vapor por lo que no es necesario enviar más caudal de aceite a este intercambiador. El caudal de aceite que sobra se envía al almacenamiento. Una vez allí intercambia su energía con otro fluido. Es importante que el aceite cuando salga del almacenamiento y del intercambiador del ciclo de potencia lo hagan a la temperatura de entrada del campo solar.

El almacenamiento en este tipo de centrales puede realizarse de los siguientes modos:

- Almacenamiento electroquímico en baterías.
- Almacenamiento térmico en forma de calor sensible, de cambio de fase y en reacciones químicas reversibles.
- Almacenamiento químico en baterías.
- Almacenamiento magnético en superconductores.
- Almacenamiento mecánico en volantes de inercia, aire comprimido o elevación mediante bombeo de agua en embalses.

El sistema más utilizado es el de calor sensible que es el que se va a utilizar en este proyecto. Con este sistema se necesita sales fundidas como fluido de trabajo, un intercambiador de calor y uno o dos tanques de almacenamiento. Por una mayor simplicidad en su manejo se suele utilizar un sistema indirecto con dos tanques de almacenamiento, uno frío y otro caliente.

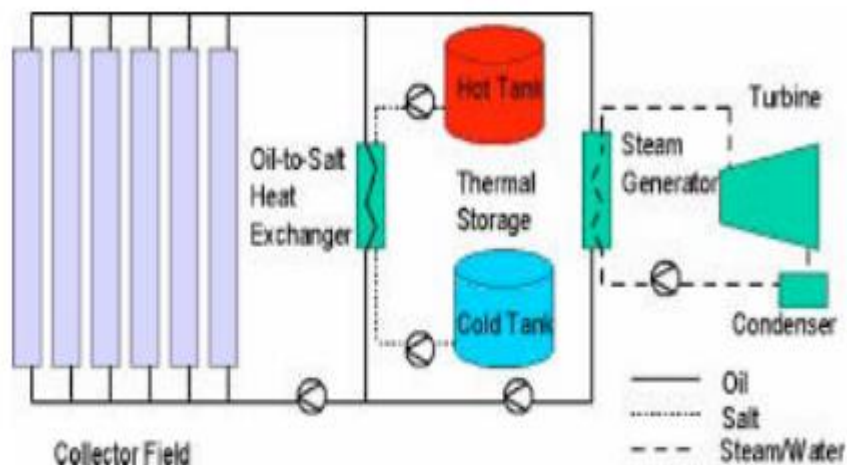


Figura 21. Sistema de almacenamiento indirecto con dos tanques [21]

3.1.2.1 Fluido de trabajo

Como se ha comentado anteriormente, para el almacenamiento térmico se utilizan sales fundidas como fluido de trabajo. La combinación más usada es la compuesta por

60% nitrato sódico y 40% nitrato potásico. En las temperaturas que se emplean no hay cambio de fase. Se caracterizan por tener alto coeficiente de transferencia térmica y una alta capacidad de almacenamiento térmico.

3.1.2.2 Intercambiador de calor

El intercambiador de calor es uno de los elementos más importantes en el sistema de almacenamiento. Su función es la de transferir la energía térmica de un fluido a otro.

El sistema consiste en varios intercambiadores de calor conectados en serie para poder regular el área de transferencia y poder operar a las temperaturas deseadas.

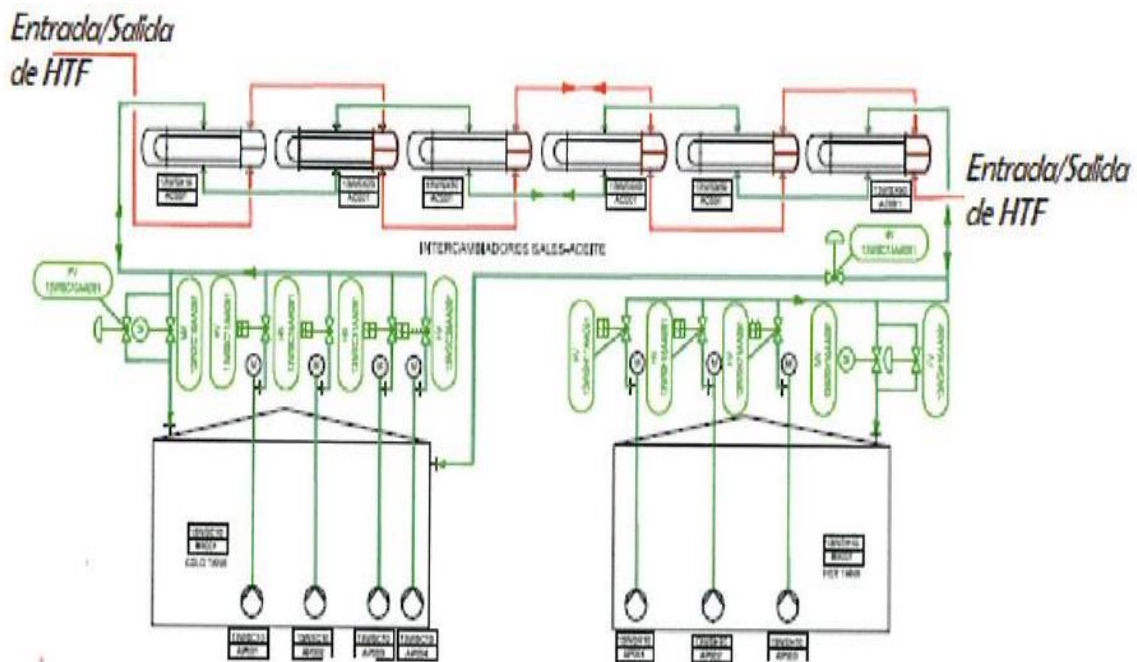


Figura 22. Tren de intercambiadores y tanques de almacenamiento [17]

3.1.2.3 Tanques de almacenamiento

El sistema de almacenamiento indirecto cuenta con dos tanques, uno frío y otro caliente. Cuando se utiliza aceite como fluido de trabajo en el campo solar se suelen emplear temperaturas de entrada y salida del campo de 293 °C y 393 °C. Por esto el tanque frío tendrá una temperatura de 293 °C y el caliente de 386 °C.

El funcionamiento del almacenamiento se realiza de la siguiente manera: el caudal de aceite sobrante llega al tren de intercambiadores a 393°C haciendo pasar la sal de 293 °C a 386 °C y enviando el aceite de vuelta al campo solar a 293°C, esta fase es la denominada de carga.

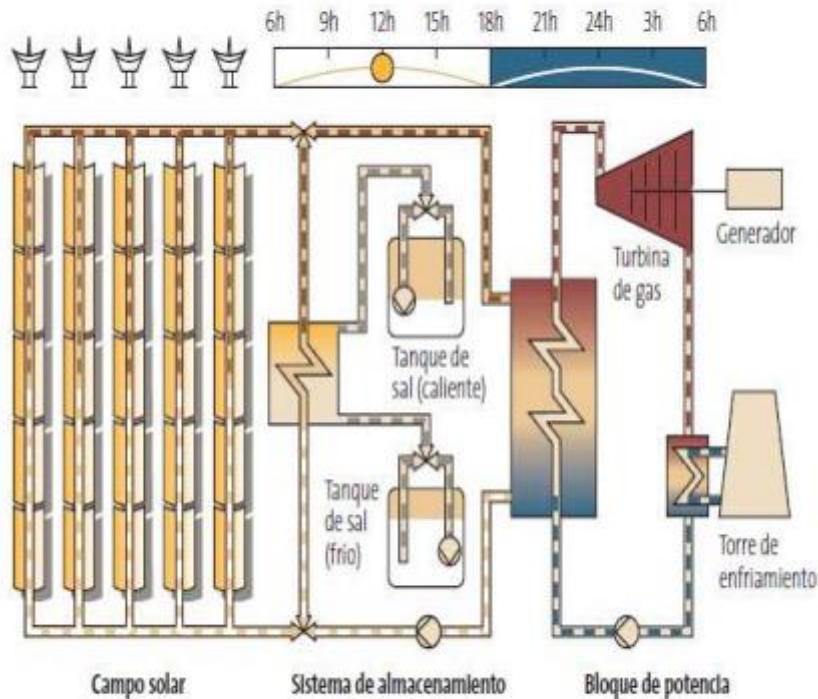


Figura 23. Fase de carga del sistema de almacenamiento indirecto con dos tanques

Por la noche o cuando no se dispone de radiación suficiente se realiza la fase de descarga. El tren de intercambiadores funciona de manera inversa, ahora la sal caliente al aceite para enviarla al ciclo de potencia. El aceite pasa de 293 °C a 379 °C mientras que la sal pasa del tanque caliente de 386 °C a los 293 °C del tanque frío.

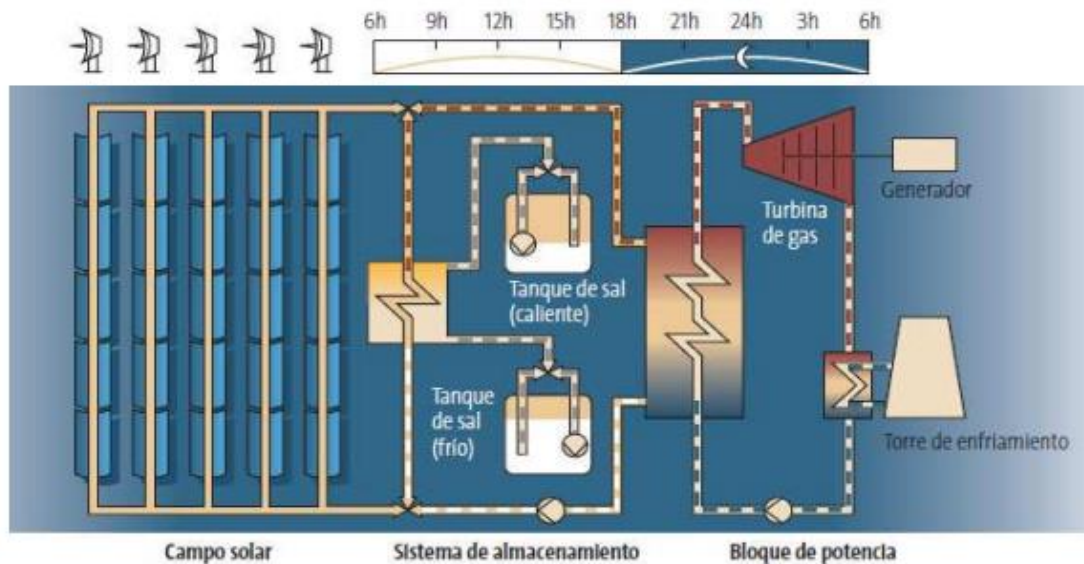


Figura 24. Fase de descarga del sistema de almacenamiento indirecto con dos tanques

Los tanques de almacenamiento cuentan con un gran aislamiento para impedir la pérdida de potencia. Aun con ello, los tanques cuentan con un sistema de resistencias eléctricas en la zona central y en el suelo para poder mantener las sales a la temperatura adecuada.

El volumen interior de los tanques no ocupado por las sales es rellenado con nitrógeno para mantener la presión constante. La impulsión de las sales desde los tanques a los colectores o hacia el intercambiador se realizará por medio de bombas.

3.1.3 El bloque de potencia

El bloque de potencia es el encargado de transformar la energía térmica en electricidad. Para ello consta de una serie de elementos como generador de vapor, turbina de vapor, condensador, recalentador, desaireador, precalentador y torre de refrigeración. El tipo de ciclo que se utiliza es el *Rankine*.

El aceite procedente del campo solar o del sistema de almacenamiento térmico pasa a través de un intercambiador de calor llamado generador de vapor. Ahí transfiere la energía que porta el aceite al agua que circula por el ciclo de potencia. El agua pasa a vapor sobrecalentado para expandirse en la turbina de alta presión. El vapor una vez expandido tras su paso por la turbina se divide en dos. Una de ellas sirve para precalentar el agua que viene del condensador camino del generador de vapor y la otra va a recalentador para obtener vapor sobrecalentado de nuevo y volver a ir a la turbina a expandirse.

En la turbina de baja presión el vapor se expande hasta llegar a la presión del condensador. Durante este paso el vapor sufre una serie de extracciones que ayudan a precalentar el agua antes de su entrada en el generador de vapor. El condensador es otro intercambiador de calor por el que circulan la mezcla líquido vapor que viene de la turbina y el agua de la torre de refrigeración.

El agua es impulsada por dos bombas. Una se conecta a la salida del condensador enviando el agua al desaireador y la otra se encuentra justo a su salida para aportar el agua al generador de vapor.

3.1.3.1 Generador de vapor

El generador de vapor es un intercambiador de calor que transfiere la energía térmica del fluido de trabajo al agua consiguiendo su evaporación. Este vapor está sobrecalentado a las condiciones requeridas en la entrada de la turbina. En el caso de utilizar aceite, este llegará a 393 °C y saldrá a 293 °C para volver al campo solar. El vapor sale del intercambiador a 373 °C y a la presión de la turbina de alta. Para conseguir esto se varía el caudal del aceite.

3.1.3.2 Turbina de vapor

La turbina de vapor es el elemento encargado de producir el trabajo para mover el generador eléctrico. La turbina es una cascada de alabes que expande el vapor sobrecalentado convirtiendo la energía térmica en energía mecánica en un eje.

Los principales elementos que forman la turbina son:

- Rotor: parte móvil de la turbina.
- Estator: parte fija que cubre el rotor. Sirve para sustentar la turbina y el armazón.
- Alabes: elementos donde tiene lugar la expansión de vapor. Pueden ser fijos o móviles.

Las turbinas utilizadas en este tipo de centrales son muy parecidas a cualquier otro tipo de planta. Suelen constar de dos módulos, uno de alta presión y otro de baja presión. Un ejemplo de este tipo de turbinas es la SST-700 de Siemens, capaz de trabajar al 10% de carga.

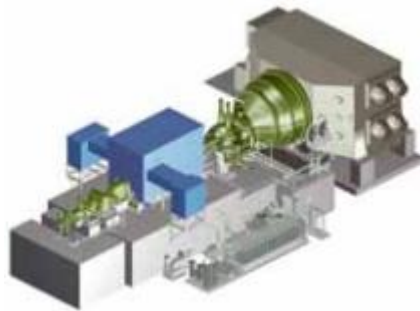


Figura 25. Turbina SST-700 de Siemens [22]

3.1.3.3 Condensador

El condensador es un intercambiador de energía que se encuentra a la salida de la turbina de baja presión. Se encarga de extraer el calor de vaporización de la mezcla de líquido y vapor y obtener agua líquida. El líquido condensado se envía hacia los precalentadores y el desaireador. Además elimina gases que no se pueden condensar y son nocivos para la instalación como el oxígeno.

El condensador emplea agua para el intercambio procedente de una torre de refrigeración de tiro mecánico.

3.1.3.4 Recalentador

El recalentador es un generador de vapor que recibe la mezcla líquido y vapor procedente de la etapa de alta presión de la turbina y la transforma en vapor sobrecalentado en la presión de baja presión.

3.1.3.5 Desgasificador

El desgasificador es un intercambiador abierto al que llega el condensado de la etapa de baja presión y las extracciones de la turbina de alta. Se encarga de eliminar los gases que no ha sido posible eliminar en el condensador como el oxígeno y el dióxido

de carbono. Estos gases provocan corrosión en el acero y en metales pudiendo provocar averías en la instalación.

Este elemento también sirve de tanque de almacenamiento de agua para la alimentación del generador de vapor.

3.1.3.6 Precalentador

Los precalentadores son intercambiadores carcasa-tubos, en forma de U. Se utilizan para calentar el agua de alimentación.

Hay dos tipos de precalentadores, de alta y de baja presión. Los de alta presión recogen las extracciones de la turbina y precalientan el agua procedente del desgasificador. Los de baja presión precalienta el agua que viene del condensador.

3.1.3.7 Torre de refrigeración

Son húmedas de tiro mecánico inducido con flujo en contracorriente. Estas torres de refrigeración sirven para aportar el agua que necesita el condensador para evacuar el calor de la corriente de la turbina de vapor.

3.1.4 Sistemas auxiliares

Para el correcto funcionamiento de la central debe contar con una serie de elementos auxiliares.

3.1.4.1 Sistema de protección contra incendios

Toda instalación de este tipo debe contar con un sistema de protección contra incendios. Hay que tener en cuenta que se alcanzan temperaturas muy altas, de hasta 400 °C. Para la protección contra el fuego se cuenta con sistemas de detección, sistemas de extinción, sistemas de almacenamiento de agua y sistemas de control y señalización.

3.1.4.2 Sistema de ventilación y aire acondicionado

El sistema de ventilación es clave para el buen funcionamiento de los aparatos. La central cuenta con ventiladores de impulsión o extracción para la sala de control de motores, la sala de turbinas y la sala de bombeo.

En las zonas en que se encuentren los trabajadores se debe cumplir la normativa vigente en el Código Técnico de la Edificación y Reglamento de Instalaciones Térmicas de los Edificios. Para ello, se cuenta con un sistema de ventilación, aire acondicionado y calefacción.

3.1.4.3 Sistema de aire comprimido

El sistema de aire comprimido es imprescindible para el funcionamiento correcto de los diferentes equipos. El aire comprimido se obtiene de compresores rotativos. El aire antes de llegar a los equipos pasa por diversos filtros y se trata para obtener las características oportunas.

3.1.4.4 Sistema de alumbrado

Este tipo de instalaciones tienen que estar debidamente iluminadas. Para ello cuenta con:

- Iluminado normal: iluminación de interior y exterior de edificios.
- Alumbrado de emergencia: iluminación adecuada para evacuación del personal y entrada del personal de seguridad. Entra en funcionamiento en caso de fallo del alumbrado normal.
- Alumbrado de apoyo: iluminación de equipos contra incendios y cuadros de alumbrado.
- Alumbrado del campo solar: alumbrado de caminos y sendas para realizar cualquier tarea de mantenimiento en el campo solar.

3.1.4.5 Sistemas eléctricos

Hay dos tipos de sistemas eléctricos en este tipo de centrales: los relacionados con la generación de electricidad y los relacionados con el funcionamiento de la central.

La electricidad producida debe elevar su tensión por medio de un transformador para verterla a la red. La instalación dispone de una subestación de evacuación de la misma tensión que la red de transporte.

Este central aprovecha la electricidad producida para su consumo. Para ello, dispone de transformadores que pasan la tensión desde la generación hasta la de distribución y otro de la distribución a la de baja tensión o consumo.

3.1.4.6 Sistemas de suministro y tratamiento de agua

Una central de este tipo necesita agua para su funcionamiento. Se utiliza en la torre de refrigeración, el ciclo de potencia, la limpieza de espejos, servicios auxiliares o el consumo humano.

El agua se obtiene de un pozo y tiene que ser tratada para obtener las características adecuadas. Los tratamientos que sufre el agua son principalmente: estabilización, filtrado, ósmosis y desmineralización.

3.1.4.7 Sistema de tratamiento de efluentes

La central genera una serie de residuos que tienen que ser tratados. Los efluentes del ciclo de potencia y la torre de refrigeración se envían a una balsa para ajustar su pH, decantarlos y realizarles un tratamiento de floculación. El aceite de los equipos se almacena a la espera de su retirada por parte de un agente autorizado. Los efluentes sanitarios pasan a una depuradora y se envían junto con los efluentes del ciclo de potencia y la torre de refrigeración.

3.2 Modo de funcionamiento de la instalación

En una central termosolar cilíndrico-parabólica es clave el buen funcionamiento del campo solar. El sistema se regula para que la temperatura de entrada y salida del fluido de trabajo estén siempre fijas para poder controlar de manera eficiente los intercambiadores de calor y el ciclo de potencia. En este proyecto se ha decidido utilizar aceite Therminol VP-1 por lo que se está limitado a 400 °C que es la temperatura de degradación del aceite. Por esto, se ha escogido 393 °C como salida del campo solar para tener un margen para imprevistos y 293 °C a la entrada ya que se suele aumentar la temperatura 100 °C en el campo solar [24].

El aceite entra al campo solar y se va calentando unos pocos grados en su paso por cada módulo. Para controlar que la temperatura de salida del campo solar del aceite sea fija se regula la velocidad del fluido. Cuanto más baja sea la velocidad del fluido, más se calentará en el tubo absorbedor. Este concepto se explicará más adelante.

El aceite dentro del tubo absorbedor tiene que ir en régimen turbulento ya que se transmite mejor el calor de esta manera que en régimen laminar. Este es el factor limitante para saber cuál es la velocidad mínima del aceite en el campo solar. Además velocidades bajas crean mayores problemas de ensuciamiento en las tuberías. La velocidad máxima es un factor de diseño que hay que elegir. En función de la velocidad máxima se tendrá un caudal másico (m_f) determinado por lazo:

$$Q = v_f A_{\text{int,abs}} \quad (1)$$

$$\frac{m_f}{\rho_f} = v_f A_{\text{int,abs}} \quad (2)$$

$$m_f = v_f A_{\text{int,abs}} \rho_f \quad (3)$$

donde:

$$Q = \text{caudal del fluido de trabajo } \left(\frac{m^3}{s} \right)$$

$$m_f = \text{caudal másico del fluido de trabajo } \left(\frac{kg}{s} \right)$$

$$v_f = \text{velocidad del fluido de trabajo } \left(\frac{m}{s} \right)$$

$A_{int,abs}$ = área interior del tubo absorbedor (m)

ρ_f = densidad del fluido de trabajo ($\frac{kg}{m^3}$)

Como se puede observar en la ecuación 3 el caudal másico depende casi en exclusiva de la velocidad del fluido ya que el $A_{int,abs}$ es fija y la ρ_f depende de la temperatura y variará poco.

En función de la velocidad máxima que se escoja se tendrá un número determinado de lazos para obtener la energía necesaria para intercambiarla con el vapor de agua del ciclo de potencia. El objetivo es que a velocidad máxima se consiga calentar el caudal másico de aceite suficiente como para que el vapor de agua alcance la temperatura de diseño de la turbina, posibilitando que trabaje a máxima carga. En este proyecto se verá cómo afecta la velocidad máxima y el número de lazos a la potencia generada por la turbina con un número de módulos por lazo determinado.

Hay que tener en cuenta que en el intercambio de calor entre el aceite y el vapor de agua hay que conseguir que la temperatura de salida del aceite sea la de entrada del campo solar, en nuestro caso 293 °C. De esta manera se consigue trabajar en un circuito cerrado sin crear problemas de baja o alta temperatura y haciendo más sencillo el control de la planta.

A la velocidad máxima del fluido va asociada una radiación máxima a partir de la cual se excede de la temperatura máxima de salida del campo solar. Esta radiación máxima dependerá del día del año, la hora, el viento y la temperatura. Para que no se exceda la temperatura máxima hay que desenfocar el concentrador. Un solo módulo no se puede desenfocar ya que el motor de movimiento está montado por colector. En función de las necesidades se puede elegir desenfocar uno o varios colectores por completo o parcialmente.

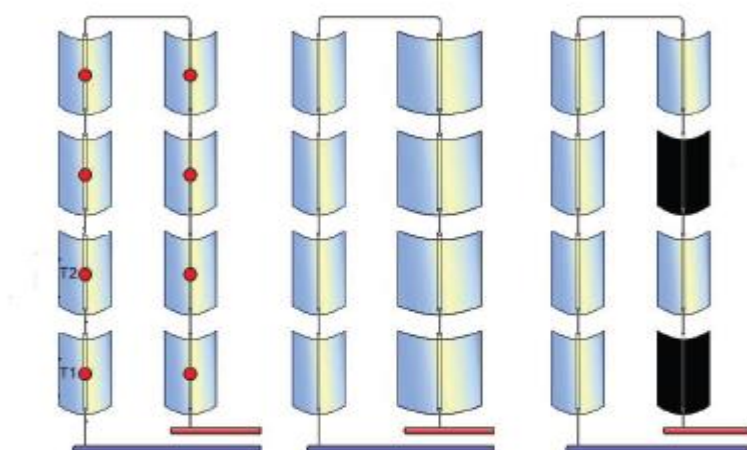


Figura 26. Modos de desenfocar. A la izquierda todos los colectores enfocados. En medio colectores desenfocados parcialmente. A la derecha colectores desenfocados totalmente [19]

En el ciclo de potencia el elemento clave, además del generador de vapor, es la turbina. La turbina puede trabajar con diferentes ciclos de carga, es decir, el caudal másico de vapor puede variar pero siempre a la misma temperatura. En el proyecto se ha

escogido una temperatura de 373 °C, temperatura típica en este tipo de centrales con aceite como fluido de trabajo.

El sistema de almacenamiento es opcional aunque se están instalando en todas las centrales en construcción y proyectadas. Para ver cómo afecta tener sistema de almacenamiento se va hacer un estudio por separado. El funcionamiento del sistema de almacenamiento se puede ver en el apartado 3.1.2.3.

CAPÍTULO 4. Método de cálculo y diseño

4. Método de cálculo y diseño

En este capítulo se va a explicar de forma detallada el procedimiento de diseño y cálculo de una central termosolar cilíndrico-parabólica. En un primer bloque se va a realizar el estudio de la central sin almacenamiento. Posteriormente se realizará el estudio con almacenamiento para ver cómo afecta su implementación en la instalación. Por último se realizará el estudio de una central con almacenamiento y caldera auxiliar.

4.1 Ubicación y datos meteorológicos

Uno de los aspectos más importantes en una central termosolar es la radiación solar. Por ello una buena ubicación es clave para el éxito de esta. Se debe situar en zonas con una radiación directa normal anual por encima de los 2000 kWh/m² al año para ser rentable.

Es primordial para un proyecto de este tipo contar con datos de radiación fiables. Antes del inicio del proyecto se hacen mediciones durante años para conocer con exactitud los valores de radiación. También se realizan modelos artificiales con patrones físicos que tienen en cuenta nubosidad y otros aspectos meteorológicos de datos históricos.

Otras características del medio ambiente que es importante conocer son las propiedades del aire de la zona. Un lugar con mucho viento y con posibles partículas en suspensión aumenta el ensuciamiento y aunque se disponga de mucha radiación no se llegará a las temperaturas que se buscan. También es necesario conocer la temperatura de la zona para obtener las resistencias térmicas del tubo absorbedor.

Además de los aspectos meteorológicos hay que tener en cuenta otros como la facilidad de obtener agua y el buen acceso a la red de transporte y distribución de la energía eléctrica producida.

4.2 Cálculos ópticos y geométricos en el colector

Como ya se ha mencionado, las centrales termosolares de colectores cilíndrico parabólicos están constituidas por un espejo cilíndrico, de sección parabólica y un receptor lineal a lo largo del eje de la parábola.

Como el sistema de seguimiento es en un solo eje se va a tener una serie de pérdidas ya que la radiación solar que incide sobre el receptor depende de la posición relativa del Sol respecto al colector, caracterizada por el ángulo de incidencia, θ . Si el sistema fuera de dos ejes el ángulo siempre sería perpendicular y no tendríamos estas pérdidas. Además se tendrán otro tipo de pérdidas que se explicarán a continuación.

4.2.1 Cálculo del ángulo de incidencia

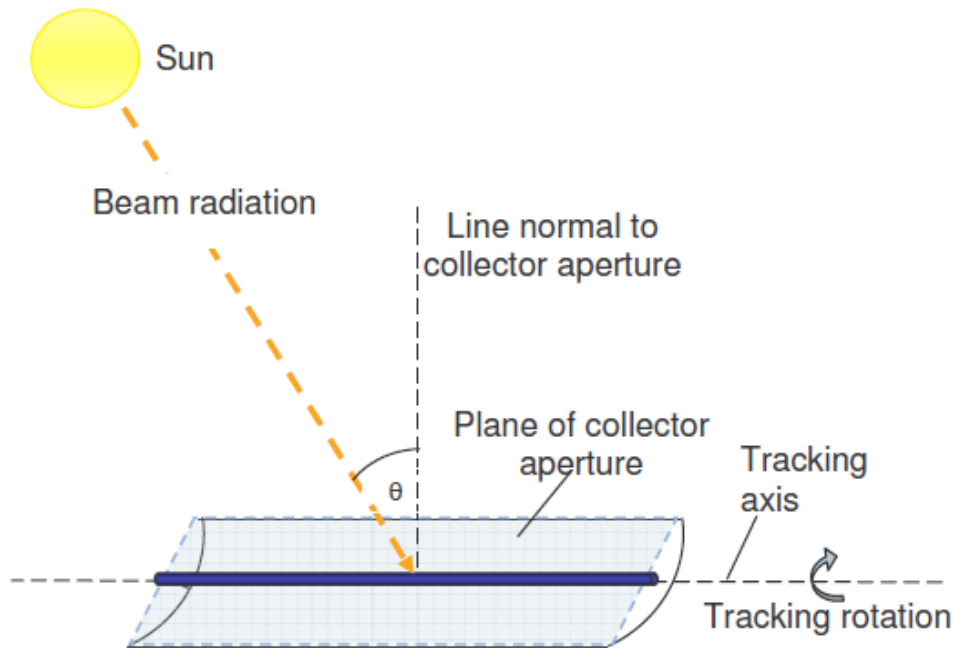


Figura 27. Ángulo de incidencia de colector cilindro-parabólico [33]

El ángulo de incidencia (θ) es el ángulo entre la radiación directa sobre una superficie y la normal sobre dicha superficie. Este ángulo depende de la latitud (ϕ), la declinación (δ), el ángulo horario (ω), el ángulo acimutal (γ) y la inclinación de la superficie sobre la horizontal (β). Para obtenerlo se utiliza la siguiente ecuación (todos los ángulos medidos en $^\circ$) [10]:

$$\cos(\theta) = \text{sen}(\phi)\text{sen}(\delta)\cos(\beta) - \cos(\phi)\text{sen}(\delta)\text{sen}(\beta)\cos(\gamma) + \cos(\phi)\cos(\delta)\cos(\omega)\cos(\beta) + \text{sen}(\phi)\cos(\delta)\cos(\omega)\text{sen}(\beta)\cos(\gamma) + \cos(\delta)\text{sen}(\omega)\text{sen}(\beta)\text{sen}(\gamma) \quad (4)$$

Para el caso particular de $\beta = 0^\circ$ (superficie horizontal), se define el ángulo cenital (θ_z) como el ángulo de incidencia de la radiación solar particularizado para $\beta = 0^\circ$. Este ángulo es también el que se crea de la vertical y la dirección que apunta hacia al Sol.

$$\cos(\theta_z) = \text{sen}(\phi)\text{sen}(\delta) + \cos(\phi)\cos(\delta)\cos(\omega) \quad (5)$$

Pero este cálculo del ángulo de incidencia es sin seguimiento solar. Hay que tener en cuenta que los sistemas cilindro-parabólicos tienen el seguimiento en un solo eje. Se extrae el ángulo de incidencia con seguimiento solar en un solo eje de la bibliografía de Rabl, con orientación norte-sur. Este seguimiento es el óptimo para maximizar la captación de radiación solar [28]:

$$\theta = \arccos \left\{ \cos(\delta) \sqrt{[\cos(\phi)\cos(\omega) + \tan(\delta)\text{sen}(\phi)]^2 + \text{sen}^2(\omega)} \right\} \quad (6)$$

Una vez conocido el cálculo del ángulo de incidencia solo queda obtener la declinación (δ) y el ángulo horario (ω) ya que latitud (ϕ) es conocida.

El ángulo de inclinación de la placa (ε) depende del ángulo cenital (θ_z), el ángulo de la superficie azimutal (γ) y del ángulo solar azimutal (γ_s) [9]:

$$\tan \varepsilon = \tan(\theta_z) \cdot |\cos(\gamma - \gamma_s)| \quad (7)$$

donde el ángulo de la superficie azimutal puede ser 90° o -90° dependiendo del valor del ángulo solar azimutal:

$$\text{Si } \gamma_s > 0 \rightarrow \gamma = 90^\circ \quad (8)$$

$$\text{Si } \gamma_s < 0 \rightarrow \gamma = -90^\circ \quad (9)$$

4.2.1.1 Declinación

La declinación (δ) es la posición angular del Sol en el mediodía solar (al pasar el Sol por el meridiano local) respecto al plano del ecuador terrestre. El valor de este ángulo se toma al mediodía solar porque el eje de rotación de la Tierra está inclinado $23,45^\circ$ respecto al eje del plano que contiene la órbita que describe alrededor del Sol. Es por esto, que la declinación varía entre $-23,45^\circ$ y $+23,45^\circ$. El valor de la declinación lo obtenemos de la siguiente ecuación:

$$\delta = 23,45^\circ \text{ sen} \left[(284 + N) \frac{360}{365} \right] \quad (10)$$

siendo N en número de día del año.

4.2.1.2 Ángulo horario

El ángulo horario (ω) es el desplazamiento angular del Sol respecto al meridiano local debido a la rotación de la Tierra. Su variación es de 15° a la hora siendo 0 a las 12 de la mañana. Su valor se obtiene de la ecuación 11:

$$\omega = (AST - 12) \cdot 15^\circ \quad (11)$$

siendo AST la hora del día de 0 a 24 horas.

Estos dos ángulos se pueden observar bien en la siguiente imagen:

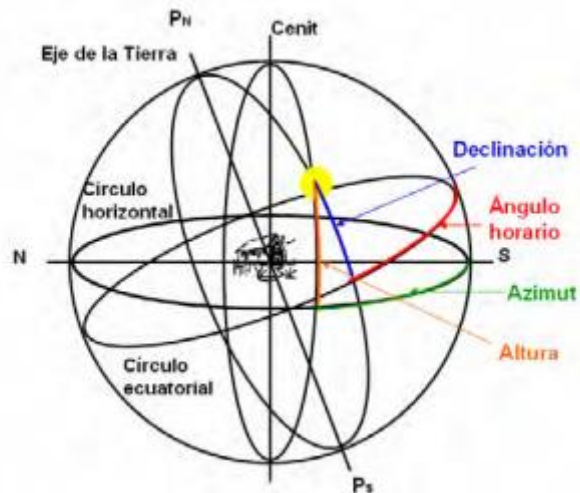


Figura 28. Posición del Sol a lo largo del año [23]

4.2.1.3 Ángulo solar acimutal

El ángulo solar acimutal (γ_s) mide cuánto de desplazado está el sol respecto al Sur. Al mediodía, este ángulo es, por tanto, cero (el sol está en el Sur). A primeras horas del día el ángulo será negativo y una vez pasado el mediodía el ángulo será positivo.

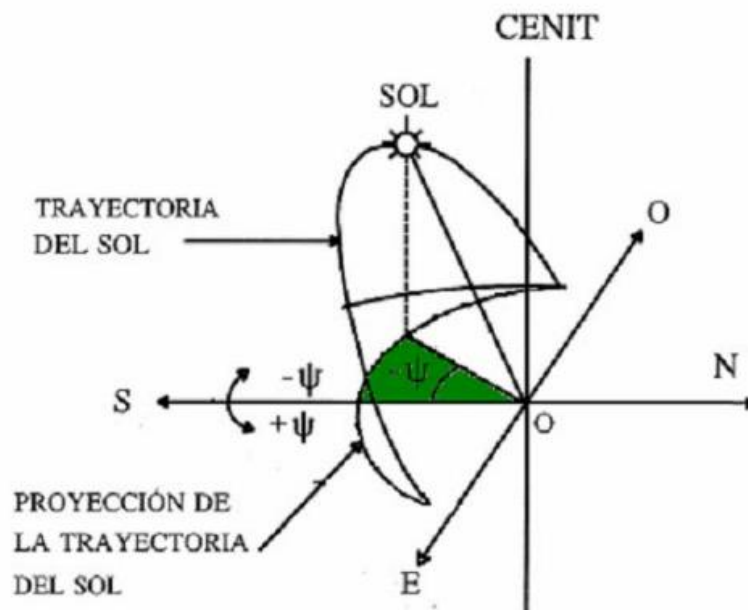


Figura 29. Ángulo solar acimutal [43]

Se calcula de la siguiente manera:

$$\gamma_s = \frac{\cos(\delta)\text{sen}(\omega)}{\text{sen}(\theta_z)} \quad (12)$$

4.2.2 Pérdidas ópticas del colector

Las pérdidas ópticas del colector se deben a que no se absorbe por el tubo receptor toda la radiación solar que le llega a la apertura del concentrador. Estas pérdidas están provocadas porque el espejo concentrador no es un reflector perfecto ni tiene una forma geométrica perfecta, ni la cubierta de cristal deja pasar totalmente la radiación solar, ni la superficie selectiva es un absorbedor perfecto.

En este proyecto se han tomado los errores ópticos dados por NREL (National Renewable Energy Laboratory de EEUU) [18]. Los datos de la tabla 1 fueron extraídos de datos empíricos y de modelos desarrollados por ordenador. Los primeros tres términos ε_1' , ε_2' , ε_3' y el último ε_6' son estimaciones realizadas. La reflectividad del cristal de la cubierta ρ_{cl} es un valor conocido y los últimos dos efectos de ensuciamiento ε_4' y ε_5' son aproximaciones [39]:

ε_1' = Error de seguimiento	0.974
ε_2' = error de posicionamiento	0.994
ε_3' = error de geometría	0.98
ρ_{cl} = reflectividad del cristal de la cubierta	0.935
ε_4' = ensuciamiento en el cristal *	Reflectividad/ ρ_{cl}
ε_5' = ensuciamiento del colector	$(1 + \varepsilon_4')/2$
ε_6' = indefinido	0.96
*La reflectividad usada está entre 0.88 y 0.93	

Tabla 1. Términos para obtener la eficiencia óptica

Estas pérdidas ópticas se dan por diversos motivos:

- Reflectividad del espejo concentrador: el espejo esta hecho de una fina capa de plata sobre un vidrio consiguiendo valores de la reflectividad que varían entre 0,88 y 0,93. Cuando se va ensuciando el concentrador las pérdidas son mayores por lo que se añaden las pérdidas por ensuciamiento. Para subsanar esto, se realiza una limpieza periódica.
- Error de interceptación: algunos rayos que son reflejados por el concentrador no llegan al tubo absorbedor. Estos errores suelen ser por imperfecciones en la geometría, errores de posicionamiento del colector o errores en la posición del tubo absorbedor respecto al colector.
- Transmisividad de la cubierta de cristal: como ya se ha comentado, la cubierta protege al tubo absorbedor de los fenómenos climatológicos y reduce las pérdidas térmicas. Pero una parte de la radiación que le llega no la deja pasar al tubo, la refleja o la absorbe. El cociente entre la radiación que pasa a través de la cubierta y la radiación que incide sobre ella es lo que se conoce como transmisividad, τ . Esta propiedad del cristal puede llegar a valor de hasta el 97%.
- Absortividad de la superficie selectiva, α : mide la cantidad de radiación incidente absorbida por el tubo. Este valor está muy ligado al tipo de superficie selectiva. Sus valores más típicos van del 90 al 98%.

4.2.3 Pérdidas geométricas del colector

Las pérdidas geométricas provocan una disminución en el área de captación y pueden llegar a ser importantes en función del ángulo de incidencia. Estas pérdidas son propias del colector y están causadas por el seguimiento de un solo eje.

4.2.3.1 Pérdidas por final de colector

Cuando el ángulo de incidencia no es cero hay una parte al final del tubo receptor que no obtiene la radiación reflejada por el concentrador. Las pérdidas por este motivo aumentan a medida que lo hace el ángulo de incidencia. Este fenómeno se puede observar en la figura 30:

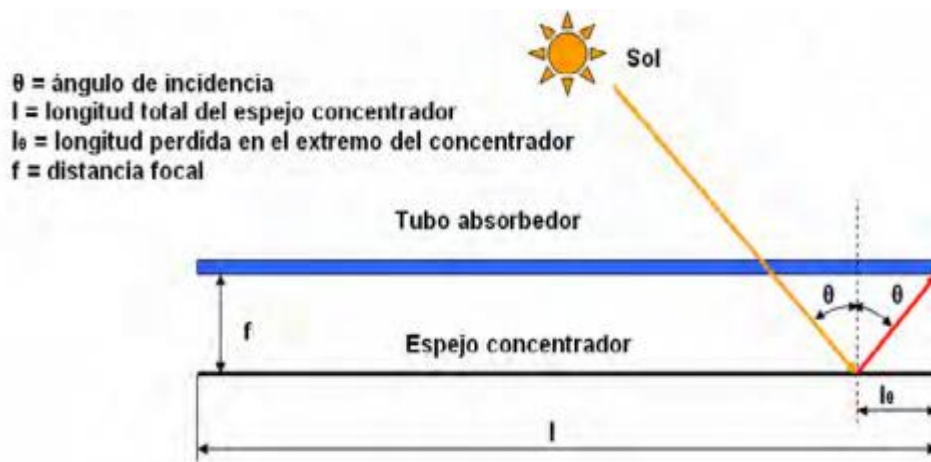


Figura 30. Pérdidas geométricas de final de un colector cilindro parabólico [23]

Esta pérdida se obtendrá con la siguiente fórmula [38]:

$$EndLoss = 1 - \frac{f \cdot \tan(\theta)}{l_{reflector}} \quad (13)$$

donde:

f = distancia focal del colector (m)

θ = ángulo de incidencia (°)

$l_{reflector}$ = longitud del reflector (m)

4.2.3.2 Pérdidas por sombras en el colector

Otra pérdida que puede ser importante si no se tiene en cuenta es el efecto de las sombras entre colectores. La sombra reduce el ancho efectivo de la parábola reduciendo la radiación absorbida. Este fenómeno se aprecia en la figura 31:

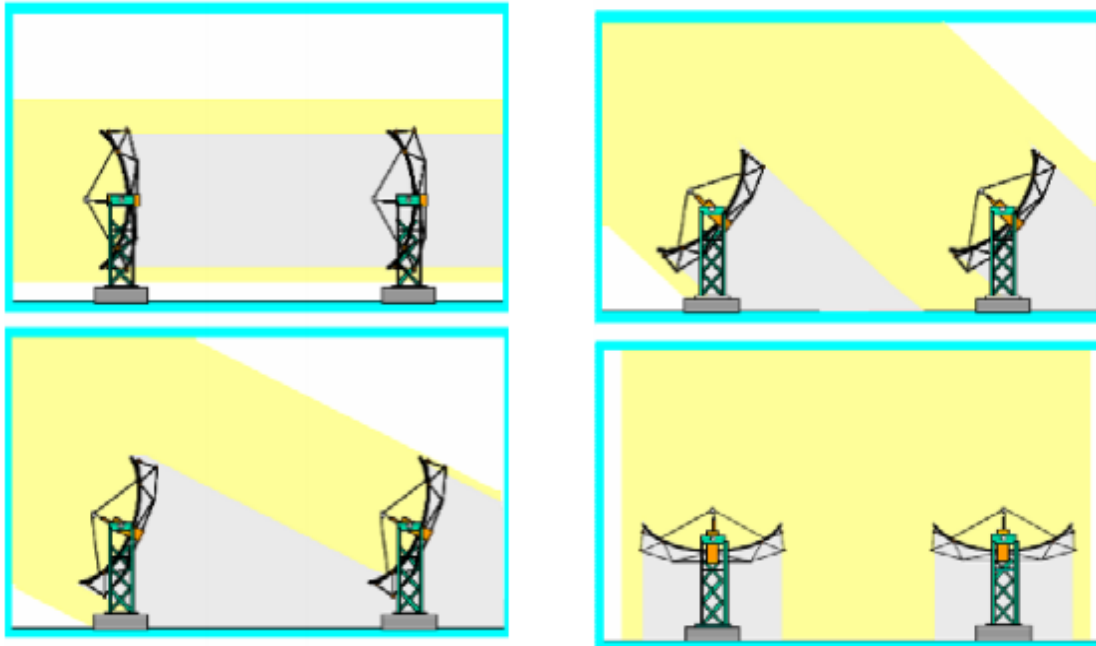


Figura 31. A la izquierda, sombras producidas por la mañana. A la derecha ausencia de sombras. [23]

Para calcular este tipo de pérdidas es necesario conocer el ancho de parábola efectivo que se obtiene:

$$W_{eff} = x \cdot W \quad (14)$$

Donde x está comprendido entre 0, para un colector totalmente sombreado y 1 para un colector sin ningún tipo de sombra.

Para el cálculo de este factor, x , es necesario relacionar la anchura efectiva con la separación entre colectores ($L_{spacing}$) mediante la siguiente ecuación:

$$L_{spacing} \cdot \text{sen}(\alpha_p) = \frac{W}{2} - \left(\frac{1}{2} - x\right) \cdot W = x \cdot W \quad (15)$$

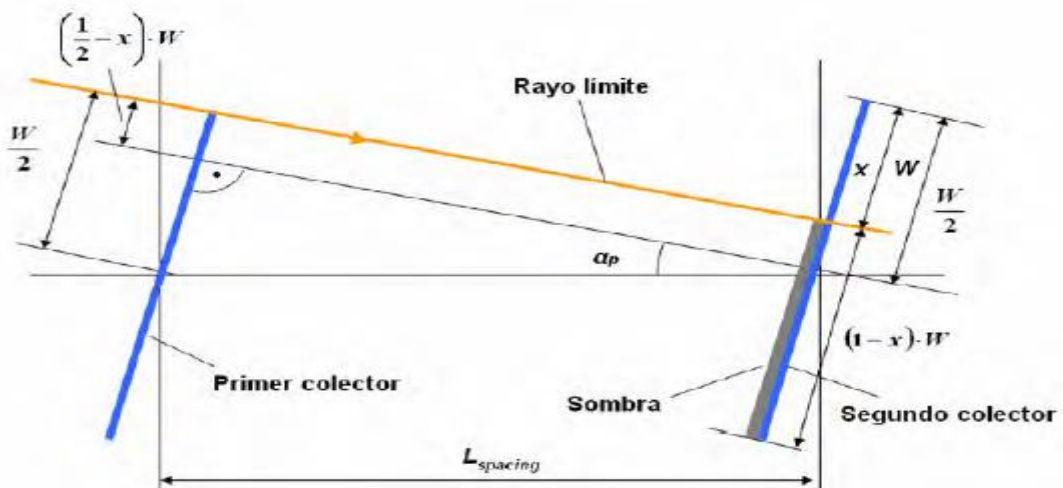


Figura 32. Representación esquemática de la sombra entre colectores paralelos

Ahora solo queda obtener el valor de x en función de los datos conocidos. Para conseguirlo se va a considerar un punto P situado en la normal al colector, figura 33:

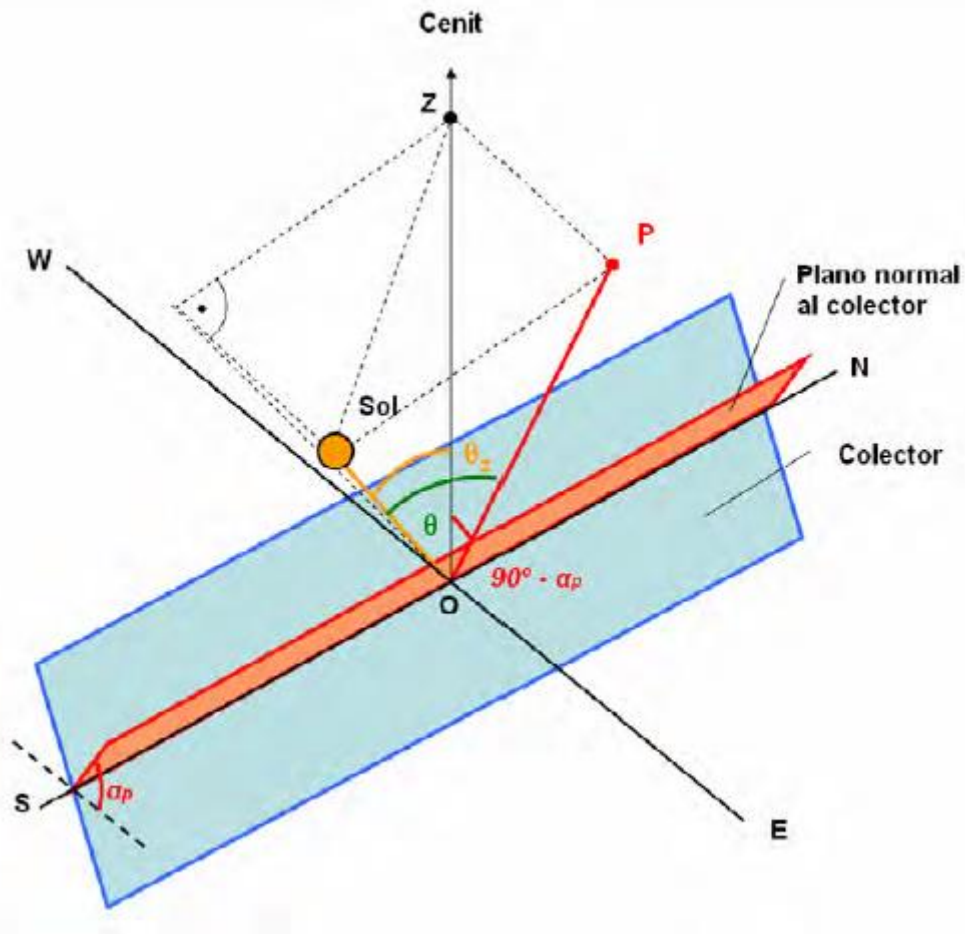


Figura 33. Geometría en el colector solar

A partir de la figura 33 y con la ley del coseno para el triángulo definido por el Sol y los puntos O, P y Z se obtiene:

$$\cos(\theta_z) = \cos(\theta)\cos(90^\circ - \alpha_p) + \text{sen}(\theta)\text{sen}(90^\circ - \alpha)\cos(90^\circ) = \cos(\theta)\text{sen}(\alpha_p) \quad (16)$$

Despejando de la expresión anterior α_p :

$$\text{sen}(\alpha_p) = \frac{\cos(\theta_z)}{\cos(\theta)} \quad (17)$$

E introduciéndolo en la ecuación 15 se obtiene el valor de x :

$$x = \frac{L_{Spacing}}{W} \frac{\cos(\theta_z)}{\cos(\theta)} \quad (18)$$

En la ecuación anterior el valor de x puede ser cualquiera y eso no puede ser ya que un ancho efectivo mayor que uno o menor que cero es imposible. Así que se acota:

$$x = \min \left\{ \max \left[0 : \frac{L_{spacing}}{W} \frac{\cos(\theta_z)}{\cos(\theta)} : 1 \right] \right\} \quad (19)$$

Finalmente solo queda añadir la ecuación 19 a la ecuación inicial 14 para obtener el ancho efectivo con sombras:

$$W_{eff} = \min \left\{ \max \left[0 : \frac{L_{spacing}}{W} \frac{\cos(\theta_z)}{\cos(\theta)} : 1 \right] \right\} W \quad (20)$$

Las pérdidas de este tipo puede eliminarse con un gran espaciado de las filas pero esto conlleva un gran aumento del coste por las pérdidas de bombeo y térmicas. Hay que llegar a un punto óptimo. En este proyecto se ha tomado 13 metros de separación entre filas.

4.2.3.3 Otras pérdidas

El ángulo de incidencia afecta tanto en los parámetros ópticos como en los geométricos. Para saber la influencia de este ángulo en las pérdidas ópticas y geométricas se introduce el modificador de ángulo de incidencia $K(\theta)$. Este modificador tiene en cuenta todas las pérdidas que ocurren para un ángulo de incidencia mayor que cero y que no se han tenido en cuenta anteriormente como las pérdidas de radiación por bloqueo de los soportes del tubo absorbedor, la influencia del ángulo de incidencia en la absorptividad, transmisividad del tubo y la reflectividad de los espejos.

Este modificador es un polinomio determinado experimentalmente y que depende directamente del ángulo de incidencia medido en grados [18]:

$$K = \cos(\theta) + 0.000884\theta - 0.00005369\theta^2 \quad (21)$$

El resultado del polinomio es $K(\theta)=1$ para ángulos de incidencia nulos, $\theta=0^\circ$.

El modificador integra el coseno del ángulo de incidencia, hay algunos autores que no lo tienen en cuenta aquí, pero si más adelante. A esta parte del modificador se le conoce como efecto coseno y es una de las principales pérdidas de radiación por no llegar perpendicular al colector.

4.2.4 Calores absorbidos

Una vez definidos tanto el ángulo de incidencia como las pérdidas ópticas y geométricas se puede calcular el calor absorbido por la cubierta de cristal y el tubo absorbedor. Con esto, se pueden cuantificar las pérdidas ópticas y geométricas comparando la radiación que llega y la que absorbe el tubo receptor. Los calores (q) están dados por unidad de tiempo y el prima (‘) indica que es por unidad de longitud del absorbedor, es decir, en (W/m).

4.2.4.1 Calor absorbido por la cubierta

Como ya se ha comentado, la cubierta absorbe una pequeña parte de la radiación solar que le llega. Este calor absorbido se va a denominar $q'_{5SolAbs}$ y se calcula de la siguiente manera:

$$q'_{5SolAbs} = q'_{st} W_{apertura\textit{efc}} \eta_{env} \alpha_{env} EndLoss \quad (22)$$

siendo:

$$\eta_{env} = \varepsilon'_1 \varepsilon'_2 \varepsilon'_3 \varepsilon'_4 \varepsilon'_5 \varepsilon'_6 \rho_{cl} K \quad (23)$$

donde:

q'_{st} = radiación solar directa normal al plano por unidad de longitud $\left(\frac{W}{m}\right)$

$W_{apertura\textit{efc}}$ = ancho del reflector efectivo (m)

η_{env} = eficiencia óptica de la cubierta de cristal (adimensional)

α_{env} = absorptividad de la cubierta de cristal (adimensional)

K = modificador del ángulo de incidencia (adimensional)

$EndLoss$ = pérdidas por final de colector (adimensional)

Hay que tener en cuenta que q'_{st} será un dato conocido, que todos los ε' y ρ_{cl} están dados en la tabla 1, que la K y $EndLoss$ van a depender de θ y se va a poder calcular y que la α_{env} será un valor dado, 0.02 [37].

4.2.4.2 Calor absorbido por el tubo absorbedor

El calor absorbido por el tubo absorbedor es el encargado de calentar el fluido de trabajo. Una vez que se calculen las pérdidas térmicas se podrá obtener el calor útil. Este calor absorbido se va a denominar $q'_{3SolAbs}$ y se calcula de la siguiente manera:

$$q'_{3SolAbs} = q'_{st} W_{apertura\textit{efc}} \eta_{abs} \alpha_{abs} EndLoss \quad (24)$$

siendo:

$$\eta_{abs} = \eta_{env} \tau_{env} \quad (25)$$

$$\eta_{env} = \varepsilon'_1 \varepsilon'_2 \varepsilon'_3 \varepsilon'_4 \varepsilon'_5 \varepsilon'_6 \rho_{cl} K \quad (26)$$

donde:

q'_{st} = radiación solar directa normal al plano por unidad de longitud $\left(\frac{W}{m}\right)$

- $W_{apertura\acute{e}fc}$ = ancho del reflector efectivo (m)
 η_{abs} = eficiencia óptica del tubo absorbedor (adimensional)
 η_{env} = eficiencia óptica de la cubierta de cristal (adimensional)
 α_{abs} = absorptividad del tubo absorbedor (adimensional)
 K = modificador del ángulo de incidencia (adimensional)
 τ_{env} = transmitividad de la cubierta (adimensional)
 $EndLoss$ = pérdidas por final de colector (adimensional)

Todos los datos son igual que en el apartado anterior menos la transmitividad del tubo absorbedor que será un dato, 0.97 y la $\alpha_{abs}=0,98$.

4.3 Cálculos térmicos en el colector

Una vez calculadas las pérdidas ópticas y geométricas solo queda determinar el calor perdido en el tubo absorbedor para determinar la potencia térmica de la que dispone el fluido para poder intercambiarla en el ciclo de potencia.

Para entender el sistema de transferencia de energía se va a realizar un balance de energía en el tubo absorbedor. De esta manera se conocerá donde se producen las pérdidas térmicas.

4.3.1 Balance de energía en el tubo absorbedor

Se va a realizar un balance energético en una sola dimensión en condiciones estacionarias de una sección del tubo absorbedor, el fluido de trabajo y el ambiente. El modelo que se va a utilizar asume que todos los flujos de calor, temperaturas y propiedades térmicas u ópticas son uniformes a lo largo de la misma línea circunferencial en una sección transversal.

La radiación solar llega al tubo receptor procedente del concentrador. Una pequeña parte de la radiación la absorbe la cubierta $q'_{5SolAbs}$ y la otra parte es absorbida en el tubo receptor $q'_{3SolAbs}$. Esta radiación se transmite por conducción entre el espesor del tubo q'_{23cond} , para luego transmitirse por convección al fluido de trabajo q'_{12conv} . Toda esta radiación será la que caliente el fluido de trabajo, es decir, el calor útil.

Las pérdidas térmicas se producen debido a que la pared exterior del tubo absorbedor está más caliente que la pared interior de la cubierta y que el gas contenido en ellos (se intenta que esté en vacío pero esto es imposible y se tiene un gas a muy baja presión). Por estar a mayor temperatura que la pared exterior del tubo absorbedor se produce una transmisión de calor en forma de radiación q'_{34rad} con la cubierta y en forma de convección con el gas interior q'_{34conv} . Estas transmisiones de calor provocan que la pared interior de la cubierta esté más caliente que la pared exterior por lo que

produce una conducción a través del espesor de la cubierta q'_{45cond} . La q'_{45cond} y $q'_{5SolAbs}$ se pierden por convección al ambiente q'_{56conv} y por radiación al cielo equivalente q'_{57rad} .

Todo el proceso descrito anteriormente está representado en la figura 34. Hay que añadir que hay otra pérdida no representada en esta figura. Una pequeña parte del calor se pierde a través de los soportes que sujetan el tubo a la estructura del colector $q'_{cond,braket}$.

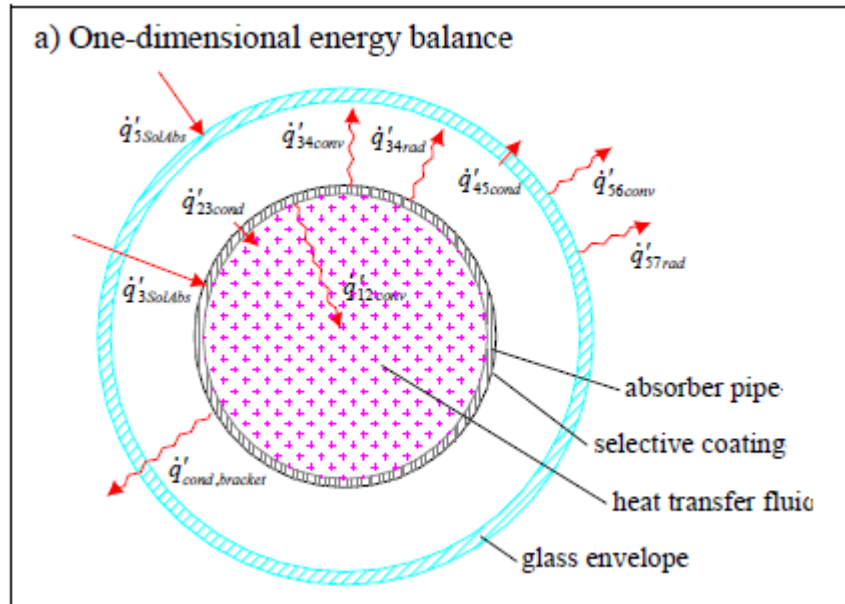
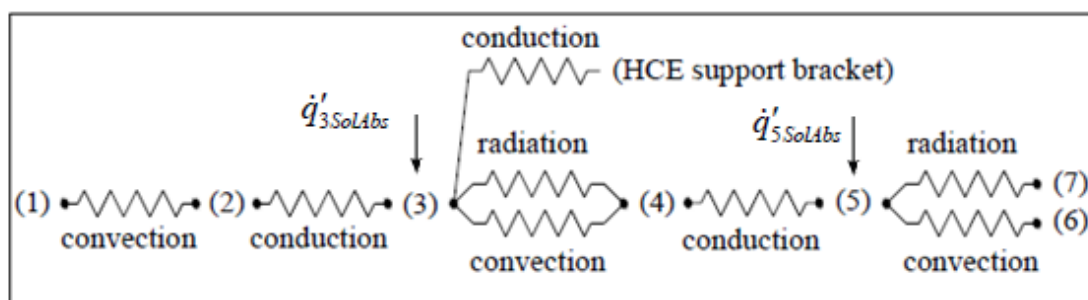


Figura 34. Balance de energía del tubo absorbente en una dimensión [18]

Para realizar de forma más sencilla el balance de energía en forma de ecuaciones se va a utilizar una analogía eléctrica del sistema del tubo receptor.



1) Fluido de trabajo	5) Pared externa de la cubierta
2) Pared interna del tubo absorbente	6) Ambiente exterior
3) Pared externa del tubo absorbente	7) Cielo equivalente
4) Pared interna de la cubierta	

Figura 35. Circuito térmico equivalente del tubo receptor [18]

Los balances de energía se determinan aplicando las ecuaciones de conservación de la energía entre los diferentes puntos del circuito térmico equivalente.

$$q'_{12conv} = q'_{23cond} \quad (27)$$

$$q'_{3SolAbs} = q'_{34conv} + q'_{34rad} + q'_{23cond} + q'_{cond,bracket} \quad (28)$$

$$q'_{34conv} + q'_{34rad} = q'_{45cond} \quad (29)$$

$$q'_{45cond} + q'_{5SolAbs} = q'_{56conv} + q'_{57rad} \quad (30)$$

Con lo que obtenemos las pérdidas térmicas:

$$q'_{HeatLoss} = q'_{56conv} + q'_{57rad} + q'_{cond,bracket} \quad (31)$$

4.3.2 Obtención de los calores

En este apartado se va mostrar cómo se calcula cada uno de los calores que faltan en las ecuaciones de la 27 a la 31. El $q'_{5SolAbs}$ y el $q'_{3SolAbs}$ están calculados en los apartados 4.2.4.1 y 4.2.4.2 respectivamente.

4.3.2.1 Transmisión de calor por convección entre el tubo absorbedor y el fluido

La transmisión de calor por convección desde la pared interna del tubo al fluido de trabajo viene dada por la ley de enfriamiento de Newton. Esta ley hay que expresarla para geometría cilíndrica:

$$q'_{12conv} = h_1 D_2 \pi (T_2 - T_1) \quad (32)$$

con:

$$h_1 = Nu_{D_2} \frac{k_1}{D_2} \quad (33)$$

donde:

h_1 = coeficiente de transmisión de calor por convección ($\frac{W}{m^2 K}$)

D_2 = diámetro interior del tubo absorbedor (m)

T_1 = temperatura del fluido térmico (°C)

T_2 = temperatura interior del tubo absorbedor (°C)

Nu_{D_2} = número de Nusselt basado en D_2 (adimensional)

k_1 = conductividad térmica del fluido evaluada a T_1 ($\frac{W}{m \cdot K}$)

Hasta ahora todo se puede calcular o es dato menos el número de Nusselt. Para calcularlo hay que saber qué tipo de movimiento se produce en el interior del tubo absorbedor, laminar o turbulento. Es importante mantener el flujo turbulento ya que transmite mejor la energía que en flujo laminar.

La correlación utilizada es para flujo turbulento con un Reynolds > 2300. Esta correlación fue desarrollada por Gnielinski [34].

$$Nu_{D2} = \frac{\frac{f_2}{8} (\text{Re}_{D2} - 1000) \text{Pr}_1}{1 + 12.7 \sqrt{\frac{f_2}{8} (\text{Pr}_1^{2/3} - 1)}} \left(\frac{\text{Pr}_1}{\text{Pr}_2} \right)^{0.11} \quad (34)$$

con

$$f_2 = (1,82 \log_{10}(\text{Re}_{D2}) - 1,64)^{-2} \quad (35)$$

$$\text{Re}_{D2} = \frac{\rho_1 v_f D_2}{\mu_1} \quad (36)$$

$$\text{Pr}_1 = \frac{cp_1 \mu_1}{k_1} \quad (37)$$

$$\text{Pr}_2 = \frac{cp_2 \mu_2}{k_2} \quad (38)$$

donde:

f_2 = factor de fricción en la superficie interior del tubo absorbedor (adimensional)

Re_{D2} = número de Reynolds evaluado en D_2 (adimensional)

Pr_1 = número de Prandtl evaluado a T_1 (adimensional)

Pr_2 = número de Prandtl evaluado a T_2 (adimensional)

ρ_1 = densidad del fluido evaluado a T_1 ($\frac{kg}{m^3}$)

v_f = velocidad del fluido dentro del tubo absorbedor ($\frac{m}{s}$)

μ_1 = viscosidad dinámica del fluido evaluado en T_1 ($\frac{kg}{m \cdot s} = Pa \cdot s$)

μ_2 = viscosidad dinámica del fluido evaluado en T_2 ($\frac{kg}{m \cdot s} = Pa \cdot s$)

cp_1 = capacidad calorífica del fluido evaluada en T_1 ($\frac{J}{kg \cdot K}$)

cp_2 = capacidad calorífica del fluido evaluada en T_2 ($\frac{J}{kg \cdot K}$)

k_1 = conductividad térmica del fluido evaluada a T_1 ($\frac{W}{m \cdot K}$)

k_2 = conductividad térmica del fluido evaluada a T_2 ($\frac{W}{m \cdot K}$)

Hay que tener en cuenta que estas correlaciones son válidas para $0,5 \leq \text{Pr}_1 \leq 2000$ y $2300 \leq \text{Re}_{D2} \leq 5 \cdot 10^6$.

4.3.2.2 Transmisión de calor por conducción a través del espesor del tubo absorbedor

La transmisión de calor por conducción a través del espesor del tubo absorbedor viene dada por la ecuación de Fourier particularizada para el caso de geometría cilíndrica [36]:

$$q'_{23cond} = \frac{2\pi k_{23}(T_2 - T_3)}{\ln\left(\frac{D_3}{D_2}\right)} \quad (39)$$

donde:

$$k_{23} = \text{conductividad térmica del tubo absorbedor evaluada a } T_{23} = \frac{(T_2 + T_3)}{2} \left(\frac{W}{m \cdot K} \right)$$

T_2 = Temperatura del interior del tubo absorbedor (K)

T_3 = Temperatura del exterior del tubo absorbedor (K)

D_2 = Diámetro interior del tubo absorbedor (m)

D_3 = Diámetro exterior del tubo absorbedor (m)

La conductividad térmica del tubo absorbedor depende del tipo de acero que se utilice. Se ha utilizado el acero 304L con la correlación de la ecuación 40 [18]:

$$k_{23} = (0,013T_{23}) + 15,2 \quad (40)$$

4.3.2.3 Transmisión de calor del tubo absorbedor a la cubierta transparente

La transmisión del calor entre el tubo absorbedor y la cubierta se da por dos vías, convección y la radiación. La convección depende de la presión interior entre el tubo y la cubierta. Se busca que su presión sea mínima (menor de 1 torr) para trabajar como si fuera vacío. Con esta presión tan baja se produce una convección libre. La radiación se produce por la diferencia de temperatura entre la pared exterior del absorbedor e interior de la cubierta.

4.3.2.3.1 Transmisión de calor por convección

La transmisión de calor por convección se define, de acuerdo con la ley de enfriamiento de Newton, mediante la ecuación 41:

$$q'_{34conv} = h_{34}\pi D_3(T_3 - T_4) \quad (41)$$

con:

$$h_{34} = \frac{k_{std}}{\left(\frac{D_3}{2 \ln(D_4 - D_3)} + b \lambda \left(\frac{D_3}{D_4 + 1} \right) \right)} \quad (42)$$

$$b = \frac{(2 - a)(9\gamma - 5)}{2a(\gamma + 1)} \quad (43)$$

$$\lambda = \frac{2,331 \cdot 10^{-20} (T_{34} + 273,15)}{(P_a \delta^2)} \quad (44)$$

donde:

D_3 = Diámetro exterior del tubo absorbedor (m)

D_4 = Diámetro interior de la cubierta (m)

h_{34} = coeficiente de transmisión de calor por convección $\left(\frac{W}{m^2 \cdot K} \right)$

T_3 = Temperatura del exterior del tubo absorbedor (°C)

T_4 = Temperatura del interior de la cubierta (°C)

k_{std} = conductividad térmica del gas contenido entre el tubo y la cubierta $\left(\frac{W}{m \cdot K} \right)$

b = coeficiente de interacción (adimensional)

λ = camino libre medio entre colisiones de una molécula (cm)

a = factor de acomodación (adimensional)

γ = razón entre calores específicos del gas en el espacio entre el tubo y la cubierta (adimensional)

T_{34} = Temperatura media en el espacio entre el tubo y la cubierta $T_{34} = \frac{(T_3 + T_4)}{2}$ (°C)

P_a = presión en el espacio entre el tubo y la cubierta (mmHg)

δ = diámetro molecular del gas en el espacio entre el tubo y la cubierta (cm)

Estas correlaciones son válidas con $P_a \leq 0.0001$ torr y $Ra_{D4} = \left(\frac{D_4}{(D_4 - D_3)} \right)^4$. Para los cálculos que se van a realizar el factor de acomodación, a , se toma igual a 1 y $P_a = 0.0001$ mmHg. El gas contenido entre el tubo y la cubierta será aire con unas propiedades: $k_{std} = 0.02551 \frac{W}{m \cdot K}$, $\gamma = 1,39$ y $\delta = 3,53 \cdot 10^{-8}$ cm.

4.3.2.3.2 Transmisión de calor por radiación

Para el cálculo de la transmisión de calor por radiación entre el exterior del tubo absorbedor y el interior de la cubierta de cristal se utiliza una radiación entre tubos concéntricos en la que se suponen superficies grises y que el cristal es opaco a la radiación térmica [36]:

$$q_{34rad}' = \frac{\sigma \pi D_3 (T_3^4 - T_4^4)}{\left(\frac{1}{\varepsilon_3} + (1 - \varepsilon_4) \frac{D_3}{\varepsilon_4 D_4} \right)} \quad (45)$$

donde:

$$\sigma = \text{constante de Stefan-Boltzmann} = 5,67 \cdot 10^{-8} \left(\frac{W}{m^2 \cdot K^4} \right)$$

D_3 = Diámetro exterior del tubo absorbedor (m)

D_4 = Diámetro interior de la cubierta (m)

T_3 = Temperatura del exterior del tubo absorbedor (K)

T_4 = Temperatura del interior de la cubierta (K)

ε_3 = emisividad de la superficie selectiva del tubo absorbedor (adimensional)

ε_4 = emisividad de la superficie interior de la cubierta (adimensional)

La emisividad de la cubierta es un valor conocido que no suele variar demasiado, se va a utilizar $\varepsilon_4 = 0,86$. El exterior del tubo absorbedor es la superficie que se encuentra a más temperatura de todo el colector. Es por esto que una emisividad baja aumenta el rendimiento del colector. En este proyecto se va a utilizar la ecuación de la superficie Solel UVAC Cermet avg dada en [18]:

$$\varepsilon_3 = (1,907 \cdot 10^{-7}) T_3 + (1,208 \cdot 10^{-4}) T_3^2 + 6,282 \cdot 10^{-2} \quad (46)$$

donde:

T_3 = Temperatura del exterior del tubo absorbedor (°C)

4.3.2.4 Transmisión de calor por conducción a través de la cubierta

La transmisión de calor por conducción a través del espesor de la cubierta viene dada por la ecuación de Fourier particularizada para el caso de geometría cilíndrica y se da porque la parte interna está más caliente que la externa [36]:

$$q_{45cond}' = \frac{2\pi k_{45} (T_4 - T_5)}{\ln\left(\frac{D_5}{D_4}\right)} \quad (47)$$

donde:

$$k_{45} = \text{conductividad térmica del vidrio pirex} = 1.04 \left(\frac{W}{m \cdot K} \right)$$

T_4 = Temperatura del interior del tubo absorbedor (K)

T_5 = Temperatura del exterior del tubo absorbedor (K)

D_4 = Diámetro interior de la cubierta (m)

D_5 = Diámetro exterior de la cubierta (m)

4.3.2.4 Transmisión de calor de la cubierta a la atmósfera

A través de la cubierta se cede calor a la atmósfera por dos vías. Una de ellas es por convección que puede ser natural o forzada en función de la velocidad del viento. La otra vía es por radiación por la diferencia de temperatura entre el exterior de la cubierta y el cielo equivalente.

4.3.2.4.1 Transmisión de calor por convección

Las pérdidas de calor por convección vendrán dadas por la ecuación 48 y pueden llegar a ser grandes si hay mucho viento:

$$q'_{56conv} = h_{56}\pi D_5(T_5 - T_6) \quad (48)$$

con:

$$h_{56} = \frac{k_{56}}{D_5} Nu_{D5} \quad (49)$$

donde:

T_5 = Temperatura exterior de la cubierta (°C)

T_6 = Temperatura ambiente (°C)

h_{56} = coeficiente de transmisión de calor por convección evaluada en $T_{56} = \frac{(T_5 - T_6)}{2}$
 $\left(\frac{W}{m^2 \cdot K}\right)$

k_{56} = conductividad térmica del aire evaluada en $T_{56} = \frac{(T_5 - T_6)}{2}$ $\left(\frac{W}{m \cdot K}\right)$

D_5 = diámetro exterior de la cubierta (m)

Nu_{D5} = número de Nusselt evaluado en el exterior de la cubierta (adimensional)

La correlación para el cálculo del número de Nusselt dependerá de si la transmisión de calor es por convección natural (sin viento) o forzada (con viento)

4.3.2.4.1.1 Convección natural (sin viento)

Cuando no haya viento (velocidad del viento ≤ 0.1 m/s) la transmisión de calor entre la cubierta de cristal y el ambiente será por convección natural. Churchill y Chu desarrollaron una correlación para estimar el número de Nusselt en este caso [36].

$$Nu_{D_5} = \left\{ 0,6 + \frac{0,387Ra_{D_5}^{1/6}}{\left[1 + \left(\frac{0,559}{Pr_{56}} \right)^{9/16} \right]^{8/27}} \right\}^2 \quad (50)$$

con:

$$Ra_{D_5} = \frac{g\beta(T_5 - T_6)D_5^3}{(\alpha_{56}\nu_{56})} \quad (51)$$

$$\beta = \frac{1}{T_{56}} \quad (52)$$

$$Pr_{56} = \frac{\nu_{56}}{\alpha_{56}} \quad (53)$$

donde:

Ra_{D_5} = número de Rayleigh, evaluado en el diámetro D_5 (adimensional)

g = constante de la gravedad = $9,81 \left(\frac{m}{s^2} \right)$

T_{56} = temperatura media de película = $\frac{T_5 + T_6}{2}$ (K)

α_{56} = difusividad térmica del aire evaluada para T_{56} $\left(\frac{m^2}{s} \right)$

β = coeficiente de expansión térmica $\left(\frac{1}{K} \right)$

Pr_{56} = número de Prandtl del aire evaluada para T_{56} (adimensional)

ν_{56} = viscosidad cinemática del aire evaluada para T_{56} $\left(\frac{m^2}{s} \right)$

Hay que tener en cuenta que esta correlación es válida para $10^5 \leq Ra_{D_5} \leq 10^{12}$ y se supone como hipótesis que se trata de un cilindro largo, horizontal e isoterma. Todas las propiedades del aire están evaluadas con la temperatura media de película.

4.3.2.4.1.2 Convección forzada (con viento)

La transmisión de calor entre el exterior de la cubierta y el ambiente cuando existe viento (velocidad del viento > 0.1 m/s) es convección forzada. Para el cálculo del número de Nusselt se utiliza la correlación de Zhukauskas para convección forzada de un flujo externo y normal a un cilindro isoterma [36] como se muestra en la ecuación 54:

$$Nu_{D5} = C Re_{D5}^m Pr_6^n \left(\frac{Pr_6}{Pr_5} \right)^{1/4} \quad (54)$$

con:

Re_D	C	m
1-40	0.75	0.4
40-1000	0.51	0.5
1000-200000	0.26	0.6
200000-1000000	0.076	0.7

Tabla 2. Valores de C y m en función del Reynolds

y:

$$n = 0,37, \text{ para } Pr \leq 10$$

$$n = 0,36, \text{ para } Pr > 10$$

Hay que tener en cuenta que esta correlación es válida para $0,7 < Pr_6 < 500$ y para $1 < Re_{D5} < 10^6$. Todas las propiedades del fluido se evalúan a la temperatura atmosférica, T_6 excepto Pr_5 , que se evalúa a la temperatura T_5 .

4.3.2.4.2 Transmisión de calor por radiación

Las pérdidas de calor por radiación se producen por la diferencia de temperaturas entre el exterior de la cubierta y el cielo. Se supone que la cubierta es un objeto gris convexo en una gran cavidad negra, el cielo. De esta forma, la transmisión de calor se define de acuerdo con la ecuación 54 [36]:

$$q'_{57rad} = \sigma D_5 \pi \varepsilon_5 (T_5^4 - T_7^4) \quad (55)$$

donde:

$$\sigma = \text{constante de Stefan-Boltzmann} = 5,67 \cdot 10^{-8} \left(\frac{W}{m^2 \cdot K^4} \right)$$

D_5 = diámetro exterior de la cubierta (m)

ε_5 = emisividad de la superficie exterior de la cubierta = 0,86 (adimensional)

T_5 = Temperatura de la superficie exterior de la cubierta (K)

T_7 = temperatura del cielo equivalente $T_7 = T_6 - 8$ (K)

En esta ecuación hay que tener en cuenta que se utiliza la temperatura de cielo equivalente (T_7) como 8 ° menos que la temperatura ambiente [19].

4.3.2.5 Transmisión de calor a través de los soportes

La sujeción del tubo absorbedor se realiza mediante unos brazos soporte que van desde la estructura del colector. Se colocan en el tubo absorbedor cada 4 metros.



Figura 36. Ejemplos de uniones del brazo soporte y tubo receptor [19]

A través de estos soportes se va a producir una pérdida de calor por conducción y posteriormente al ambiente por convección. Para hacer esto se supone que el soporte es una aleta infinita conectada a la pared exterior del absorbedor. Pero la temperatura que se va a dar al inicio de la aleta no es la del exterior del tubo absorbedor T_3 , sino 10°C menos porque las pérdidas de calor en la distancia entre la unión soporte-tubo y el área transversal mínima son 5 cm aproximadamente, de los cuales 4 cm son aislantes. La pérdida a través de los soportes sigue la siguiente ecuación [36].

$$q'_{cond,bracket} = \sqrt{h_b P_b k_b A_{cs,b}} \frac{(T_{base} - T_6)}{L_{HCE}} \quad (56)$$

donde:

h_b = coeficiente medio de convección del soporte $(\frac{W}{m^2 \cdot K})$

P_b = perímetro del soporte (m)

k_b = coeficiente de conducción del soporte $(\frac{W}{m \cdot K})$

$A_{cs,b}$ = área de la sección transversal mínima del soporte (m²)

T_{base} = temperatura en la base del soporte ($^\circ\text{C}$)

L_{HCE} = longitud del tubo receptor (m)

Para poder trabajar con esta ecuación hay que saber que el perímetro de soporte es $P_b = 0,2032$ m, que el área de la sección mínima del soporte es $A_{cs,b} = 1,613 \cdot 10^{-4}$ m y que el soporte está hecho de acero al carbono por lo que su $k_b = 48 \frac{W}{m \cdot K}$. Todos estos datos extraídos de la bibliografía [18].

Además hay que calcular el coeficiente medio de convección del soporte que depende de la velocidad del viento. Se calculará como en el punto 4.3.2.4.1 teniendo en cuenta que el diámetro efectivo de los soportes es $D_{sop} = 0,0508$ m y la temperatura media isoterma de la cubierta se estima como $\frac{T_{base} + T_6}{3}$ (una estimación basada en datos experimentales) [19].

4.4 Ciclo de potencia

El ciclo de potencia es el encargado de convertir la energía en forma de calor en energía eléctrica. Para realizar este proceso se emplea un ciclo de vapor que transfiere la energía del aceite a un flujo de agua que es evaporado y expandido en una turbina.

El ciclo de potencia define la cantidad de masa de vapor necesaria para que la turbina trabaje a máxima potencia por lo que afecta al dimensionado del campo solar. Un mayor rendimiento en el ciclo de potencia hace que se necesite un campo solar de menor tamaño. Como el coste del campo solar es el más grande dentro de la instalación es muy importante tener un ciclo con buen rendimiento. Para obtener mejor rendimiento se dotará al ciclo Rankine de un recalentamiento intermedio y una serie de regeneraciones para incrementar la temperatura del agua que entra en el generador de vapor.

4.4.1 Ciclo

El ciclo de potencia de este proyecto se ha realizado según los datos tomados en la bibliografía [24]. El ciclo que se ha propuesto consta de una turbina que está dividida en dos etapas, una de alta presión y otra de baja.

El agua es calentada por el generador de vapor y llevada a la turbina de alta donde se expande. Después el vapor pasa por el recalentador donde se eleva su temperatura hasta su valor inicial pero esta vez a la presión de baja desde donde se lleva a la segunda etapa de la turbina. El vapor sale de la turbina de baja como una mezcla líquido y vapor que pasa a un condensador de donde sale en forma de líquido saturado. Una vez sale del condensador se eleva su presión hasta la del generador de vapor para realizar de nuevo el ciclo.

Entre las dos etapas de la turbina se realizan seis extracciones intermedias a diferentes presiones que se envían a intercambiadores cerrados. Estos flujos pasan su

energía al agua que viene del condensador. Una vez realizada esta función el flujo baja su presión con una válvula y se envía al intercambiador de la siguiente extracción. La primera extracción de la etapa de baja presión es enviada a un desaireador donde confluyen todos los flujos del ciclo. Su función es eliminar el oxígeno y otros gases disueltos aumentando la eficiencia del generador de vapor. A partir de ahí se bombea el agua al generador de vapor aumentando la presión. En el condensador y en el desaireador se tiene líquido saturado.

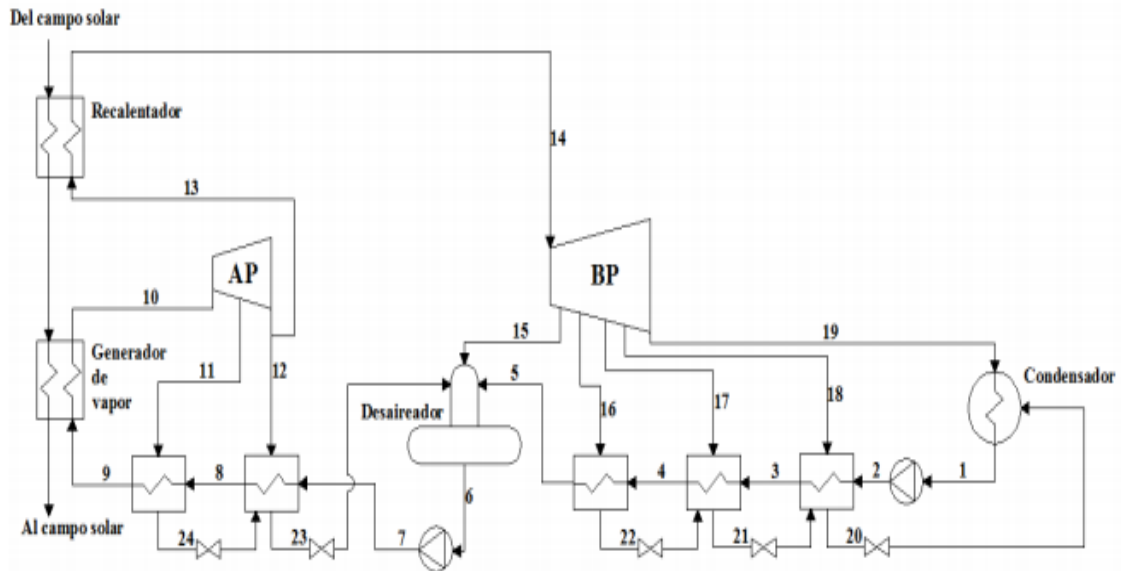


Figura 37. Ciclo de vapor [24]

4.4.2 Estados termodinámicos del ciclo de vapor

Para el proceso de cálculo del ciclo de vapor se han de definir una serie de parámetros como son la presión de alta y baja de la turbina, las presiones de cada extracción y la del condensador. Además hay que determinar la temperatura de entrada del vapor a la turbina y la de los intercambiadores. En la figura 37 cada número que aparece hace referencia a un estado termodinámico diferente por la acción de los diferentes elementos.

Con estos datos se conocerán las presiones y temperaturas de varios puntos, suficientes para conocer su estado termodinámico. Los demás puntos se calcularán a través de ellos. Para estos cálculos se ha utilizado la herramienta STEAM. Tiene dos versiones, una de pago y otra gratuita. Con la versión gratuita se puede calcular propiedades termodinámicas del agua en función de dos variables de estado sin tener que interpolar [35].

Para calcular puntos que vienen de una expansión o una compresión se realizará una transformación del estado ideal “s” al real teniendo en cuenta el rendimiento isentrópico de la turbina o la bomba:

$$h_{11} = h_{10} - \eta_{turb}(h_{10} - h_{11s}) \quad (57)$$

$$h_2 = h_1 + \frac{h_{2s} - h_1}{\eta_{bomb}} \quad (58)$$

donde:

h_i = entalpía específica del punto termodinámico por unidad de masa ($\frac{KJ}{kg}$)

η_{turb} = rendimiento isentrópico de la turbina (adimensional)

η_{bomb} = rendimiento isentrópico de la bomba (adimensional)

4.4.3 Fracción másica de cada elemento

La fracción másica es la relación entre una de las masas parciales y la masa total del ciclo:

$$y_i = \frac{m_i}{m_{total}} \quad (59)$$

Para calcular cada fracción másica que recorre el ciclo se va a realizar un balance de energía en cada uno de los intercambiadores:

$$y_{11}(h_{11} - h_{24}) = h_9 - h_8 \quad (60)$$

$$y_{11}(h_{24} - h_{23}) + y_{12}(h_{12} - h_{23}) = h_8 - h_7 \quad (61)$$

$$y_{11}h_{23} + y_{12}h_{23} + y_{15}h_{15} + h_5(y_{16} + y_{17} + y_{18} + y_{19}) = h_6 \quad (62)$$

$$y_{16}(h_{16} + h_4 - h_{22} - h_5) + (y_{17} + y_{18} + y_{19})(h_4 - h_5) = 0 \quad (63)$$

$$y_{16}(h_{22} + h_3 - h_4 - h_{21}) + y_{17}(h_{17} + h_3 - h_4 - h_{21}) + (y_{18} + y_{19})(h_3 - h_4) = 0 \quad (64)$$

$$(y_{16} + y_{17})(h_{21} + h_2 - h_3 - h_{20}) + y_{18}(h_{18} + h_2 - h_3 - h_{20}) + y_{19}(h_2 - h_3) = 0 \quad (65)$$

Una vez planteadas las ecuaciones en los intercambiadores se aprecia que tenemos seis ecuaciones para siete incógnitas. La ecuación que falta la obtenemos de la continuidad de las fracciones másicas, es decir, la suma de todas las todas ellas debe ser uno.

$$y_{11} + y_{12} + y_{15} + y_{16} + y_{17} + y_{18} + y_{19} = 1 \quad (66)$$

Con estas siete ecuaciones ya se puede obtener las siete fracciones másicas de cada extracción.

4.4.4 Potencias específicas y caudal másico de vapor a máxima potencia

Se realiza un balance de energía en cada elemento para obtener su potencia específica:

- Turbina: la potencia de la turbina será la suma de las potencias extraídas en cada una de las expansiones.

$$\begin{aligned}
 w_{turb} = & (h_{10} - h_{11}) + (1 - y_{11})(h_{11} - h_{12}) + (1 - y_{11} - y_{12})(h_{14} - h_{15}) + \\
 & + (1 - y_{11} - y_{12} - y_{15})(h_{15} - h_{16}) + (1 - y_{11} - y_{12} - y_{15} - y_{16})(h_{16} - h_{17}) + \\
 & + (1 - y_{11} - y_{12} - y_{15} - y_{16} - y_{17})(h_{17} - h_{18}) + \\
 & + (1 - y_{11} - y_{12} - y_{15} - y_{16} - y_{17} - y_{18})(h_{18} - h_{19})
 \end{aligned} \tag{67}$$

- Condensador: la potencia de este elemento se obtendrá de:

$$q_{cond} = (1 - y_{11} - y_{12} - y_{15})(h_{19} - h_1) \tag{68}$$

- Bomba: la potencia específica consumida por las dos bombas del ciclo será:

$$w_{bomb} = (h_7 - h_6) + (1 - y_{11} - y_{12} - y_{15})(h_2 - h_1) \tag{69}$$

- Generador de vapor: hay dos generadores de vapor, el principal y el recalentamiento por lo que hay que sumar las dos potencias para conocer la potencia global del elemento.

$$q_{gen} = (h_{10} - h_9) + (1 - y_{11} - y_{12})(h_{14} - h_{13}) \tag{70}$$

Para saber cuál es el caudal másico necesario para que la turbina trabaje a máxima potencia hay que fijar la potencia eléctrica que se quiere en la central. Además hay que conocer la potencia específica de la turbina. En este cálculo se va añadir el rendimiento electromecánico de conversión de energía mecánica a eléctrica a través de un generador de electricidad.

$$m_{total} = \frac{W_{eléctrica}}{w_{turb} \eta_{em}} \tag{71}$$

donde:

$W_{eléctrica}$ = potencia eléctrica de la central (w)

η_{turb} = rendimiento electromecánico del generador de electricidad (adimensional)

4.4.5 Rendimiento total del ciclo de potencia

Con todos los cálculos anteriores se podrá obtener el rendimiento de la conversión de calor a energía mecánica y luego en energía eléctrica. Este rendimiento, conocido como rendimiento térmico, será:

$$\eta_{térmico} = \frac{W_{eléctrica}}{q_{gen}} = \frac{W_{turb} - W_{bomb}}{q_{gen}} \tag{72}$$

4.5 Proceso iterativo de cálculo

Una vez conocidas todas las características y ecuaciones que afectan a una central termosolar cilíndrico-parabólica se va a realizar un proceso iterativo de cálculo para conocer la energía generada por este tipo de centrales en un determinado lugar. Para este proceso de cálculo se ha utilizado el programa Matlab.

En parte del método iterativo se han seguido las pautas del proceso de cálculo del programa SAM (System Advisor Model) de NREL [19]. Este programa es uno de los más utilizados para el diseño de centrales de energía renovables.

Hay que tener en cuenta que es muy frecuente el uso de propiedades de fluidos que se encuentran en tablas. Para poder utilizar los valores que se necesitan se hará una interpolación lineal de los valores de las tablas.

Para comenzar el proceso habrá que dar al programa la latitud de la instalación, el día del año, la hora del día. Además de la temperatura, velocidad del viento y radiación directa normal a esa hora.

En el proceso hay que fijar aspectos técnicos de la instalación: dimensiones del tubo absorbedor y reflectores, propiedades de los materiales absorbente, temperatura de trabajo... Un aspecto muy importante que hay que fijar es la velocidad máxima del fluido de trabajo en el campo solar. Este valor afectará al dimensionamiento del campo solar.

En principio se tomará la velocidad más alta que se ha definido en el diseño para ver si llega a la temperatura deseada. Habrá tres opciones posibles de valores de la temperatura a la salida del campo solar:

1. Que no llegue a la temperatura de diseño, 393°C, por lo que se reducirá la velocidad del fluido hasta llegar a la temperatura de diseño o llegar a la velocidad mínima sin llegar a dicha temperatura. En este segundo supuesto el sistema no es capaz de generar potencia con la radiación que llega.
2. La segunda opción es que llegue a la temperatura de diseño con un margen de 1°C, es decir, la temperatura este entre 393 °C y 394 °C.
3. Finalmente la tercera opción es que a la velocidad más rápida a la que puede ir el fluido se superen los 394 °C lo que provocará un desenfoque de los colectores hasta llegar a la temperatura deseada.

El proceso comienza suponiendo las temperaturas del tubo absorbedor en sus diferentes partes (Figura 34). Todas las temperaturas estarán en función de la temperatura del fluido que va por dentro del tubo absorbedor, T_1 . Para suponer valores coherentes y no realizar iteraciones innecesarias se han supuesto temperaturas extraídas de la bibliografía [19]:

$$T_2 = T_1 + 2 \quad (73)$$

$$T_3 = T_2 + 5 \quad (74)$$

$$T_4 = T_3 - (0,8 \cdot (T_3 - T_{amb})) \quad (75)$$

$$T_5 = T_4 - 2 \quad (76)$$

$$T_7 = T_{amb} - 8 \quad (77)$$

Se calculan los calores que absorben la cubierta ($q'_{5SolAbs}$) y el tubo ($q'_{3SolAbs}$) como se explicó en el punto 4.2.4.1 y 4.2.4.2 respectivamente.

A partir de este momento se inicia el proceso para recalculer las temperaturas del tubo absorbedor y poder calcular el calor útil que se cederá al fluido de trabajo. Este proceso se basa en las ecuaciones del punto 4.3.2.

Se calculan las resistencias térmicas R_{34conv} , R_{34rad} a partir de las temperaturas supuestas y se realiza un paralelo de estas resistencias (R_{34T}):

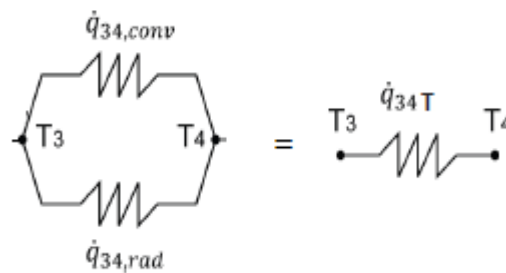


Figura 38. Paso de resistencia en paralelo a una resistencia equivalente

$$R_{34T} = \frac{1}{(R_{34conv} + R_{34rad}) / (R_{34conv} R_{34rad})} \quad (78)$$

Con la R_{34T} se puede calcular el calor que circula por el paralelo q_{34T} . Este calor servirá para calcular el calor de conducción de la cubierta:

$$q_{45cond} = q_{34T} + q_{5solAbs} \quad (79)$$

Se puede calcular la R_{45cond} que es independiente de la temperatura para calcular la nueva T_{5N} :

$$T_{5N} = T_4 - (q_{45cond} R_{45cond}) \quad (80)$$

Ahora solo queda calcular R_{56conv} y R_{57rad} a partir de la T_{5N} para poder obtener las pérdidas térmicas (q_{hl}). El q_{hl} será el calor que vaya por el circuito de la figura 39 desde el punto 3 al ambiente.

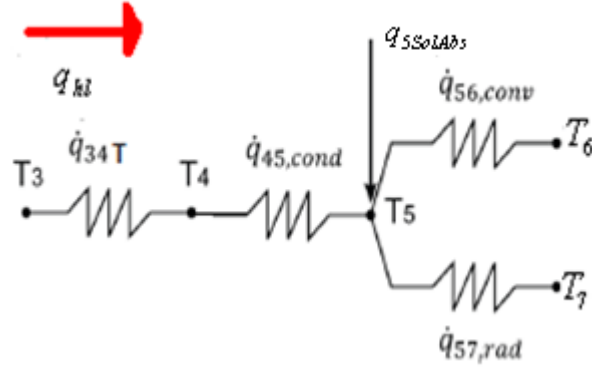


Figura 39. Resistencias desde el punto 3 al ambiente

Con todas las resistencias calculadas y las dos siguientes ecuaciones (81 y 82) se puede obtener las pérdidas q_{hl} :

$$q_{hl} = \frac{T_3 - T_5}{R_{34T} + R_{45cond}} \quad (81)$$

$$q_{hl} = \frac{T_5 - T_6}{R_{56conv}} + \frac{T_5 - T_7}{R_{57rad}} - q_{abs} \quad (82)$$

Despejando T_5 de la ecuación 81, sustituyéndola en la 82 y operando se obtiene q_{hl} :

$$q_{hl} = \frac{(T_3 - T_6)R_{57rad} + (T_3 - T_7)R_{56conv} - q_{5SolAbs}R_{56conv}R_{57rad}}{R_{56conv}R_{57rad} + R_{45cond}R_{57rad} + R_{45cond}R_{56conv} + R_{34T}R_{57rad} + R_{34T}R_{56conv}} \quad (83)$$

A q_{hl} falta añadirle el calor que se pierde en los soportes ($q_{cond,bracket}$) que se calcula como se explicó en el punto 4.3.2.4. Con esto, se obtienen las pérdidas térmicas del tubo absorbedor.

El calor útil (q_{12conv}) será lo que absorbe el tubo restandole las pérdidas térmicas:

$$q_{12conv} = q_{3SolAbs} - q_{hl} \quad (84)$$

Para calcular las temperaturas nuevas que faltan, T_{2N}, T_{3N}, T_{4N} , se iguala q_{12conv} a q_{23cond} y se calcula el Nu_{12} como se explicó en el punto 4.3.2.1:

$$T_{2N} = T_1 + \frac{q_{12conv}}{\pi k_f Nu_{12}} \quad (85)$$

$$T_{3N} = T_{2N} + \left(\frac{q_{23cond}}{2\pi k_{23}} \log\left(\frac{D_3}{D_2}\right) \right) \quad (86)$$

$$T_{4N} = T_{3N} - (q_{34T} R_{34T}) \quad (87)$$

Solo queda comparar las temperaturas nuevas con las antiguas:

$$error = \sqrt{\left(\frac{T_4 - T_{4N}}{T_{4N}}\right)^2 + \left(\frac{T_3 - T_{3N}}{T_{3N}}\right)^2} \quad (88)$$

Si el error $> 0,05$ se volverá a recalcular todo poniendo las temperaturas nuevas en las supuestas y se obtendrá otras temperaturas nuevas hasta que se cumpla el error.

Una vez que se tienen las temperaturas del tubo absorbedor se puede calcular el aumento de temperatura de cada módulo. Se supondrá que $T_{ent} = T_1$.

$$T_{sal} = T_{ent} + \frac{q_{12conv} l_{col}}{v_f A_{abs} \rho_1 c p_1} \quad (89)$$

donde:

l_{col} = longitud del colector (m)

A_{abs} = área interior del tubo absorbedor (m²)

En el punto 3.2 se comentó que cuanto más baja la velocidad del fluido, más se calentará el fluido en el tubo absorbedor y saldrá a mayor temperatura del módulo. Esto se aprecia muy bien en la ecuación 89. Como está en el denominador de la ecuación 89, cuanto más baja la velocidad, esa división será mayor por lo que mayor será la temperatura de salida.

Con esto ya se tendría la temperatura de salida del primer módulo pero hay que tener en cuenta que se han tomado las propiedades en T_1 a su paso por el módulo. Es más correcto tomar las propiedades como una media de la temperatura de entrada y de salida. Para ello se hace la media y se vuelve a realizar todo el proceso hasta que haya muy poca diferencia entre las medias de temperatura de entrada y salida del módulo, en nuestro caso se ha tomado $\pm 0,5^\circ\text{C}$.

En este momento solo queda pasar el fluido por tantos módulos como se haya fijado la planta, realizar de nuevo el proceso y comprobar a la temperatura que sale. Si sale entre 393°C y 394°C , es correcto, si sale a mayor temperatura se desenfoca y se realiza el proceso de nuevo y si sale a menor temperatura se reduce la velocidad hasta llegar a la temperatura deseada o a la velocidad mínima.

Con todos estos cálculos se consigue determinar el caudal másico de un lazo a la temperatura de diseño. Para conseguir el caudal másico total del aceite que intercambiará la energía con el agua simplemente habrá que multiplicar por el número de lazos que sean necesarios.

Una vez se tiene el caudal másico total del aceite se ha de calcular el caudal másico de vapor de agua que se conseguirá para mover la turbina. El intercambiador será:

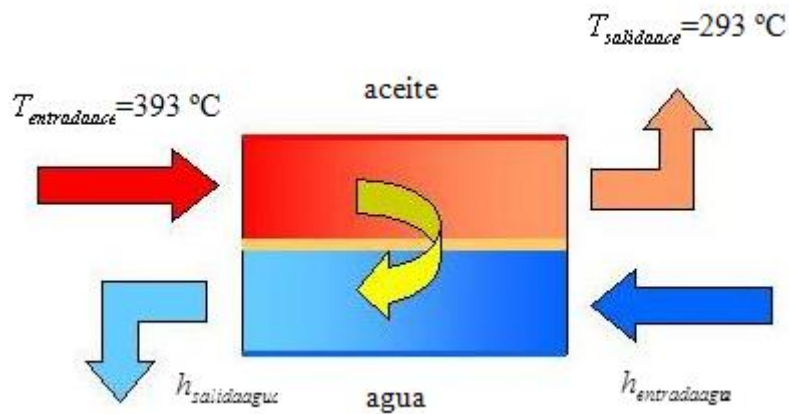


Figura 40. Generador de vapor

Las temperaturas de entrada y salida del aceite están fijadas por el campo solar. La temperatura de salida del agua está fijada por la temperatura de operación de la turbina y la de entrada por el ciclo de vapor. Como se observa en la figura 37 el intercambio de calor se realiza en dos partes, el generador de vapor y recalentador. Se ha comprobado que entre el generador de vapor y el recalentador no se producen bajas temperaturas que impedirían el normal funcionamiento de los intercambiadores. El caudal másico de agua se obtiene despejándolo de estas dos fórmulas:

$$Q = m_{ace} c p_{entradaace} (T_{entradaace} - T_{salidaace}) \quad (90)$$

$$Q = m_{agua} (h_{salidaaguaenvapor} - h_{entradaaguaenvapor}) + m_{agua} (h_{salidaaguarecalentador} - h_{entradaaguarecalentador}) \quad (91)$$

donde:

$$Q = \text{calor intercambiado} \left(\frac{KJ}{s} \right)$$

$$h_i = \text{entalpia del agua a la temperatura de cada punto} \left(\frac{KJ}{kg} \right)$$

El proceso de intercambio de energía en un generador de vapor es mucho más complejo pero se hará así por simplicidad, ya que no es el objetivo del proyecto el estudio de los intercambiadores.

Finalmente con el caudal másico de agua y calculando el ciclo de potencia se obtiene la potencia producida (kW):

$$\text{Potencia} = m_{agua} (w_{turb} - w_{bomba}) \eta_{em} \quad (92)$$

donde:

$$w_{turb} = \text{potencia generada por la turbina} \left(\frac{KJ}{kg} \right)$$

w_{bomba} = potencia consumida por las bombas ($\frac{KJ}{kg}$)

η_{em} = rendimiento electromecánico (adimensional)

CAPÍTULO 5. Cálculo y análisis de los resultados de la central sin almacenamiento.

5. Análisis de los resultados

Se ha explicado que elementos forman las centrales de colectores cilíndrico-parabólicos, como funcionan y se ha desarrollado un proceso de cálculo para su diseño. Solo queda introducir una localización y seleccionar las características de la instalación para obtener los resultados y analizarlos.

5.1 Ubicación y datos meteorológicos

España es un buen lugar para este tipo de centrales por lo que se ha elegido nuestro país para el estudio. Dentro de España la mejor zona para colocar la central por la radiación que le llega y el clima que tiene es Andalucía. Se ha elegido poner la planta junto a un pueblo de la provincia de Sevilla, Las Cabezas de San Juan con una latitud de 37,017 y una longitud de -5,884.

Los datos de radiación que se van a utilizar están extraídos de la Agencia Andaluza de la Energía [25]. Se utiliza una aplicación desarrollada por el Grupo de Termodinámica y Energías Renovables (GTER) de la Asociación de Investigación y Cooperación Industrial de Andalucía (AICIA). Esta aplicación proporciona datos del recurso solar en varios puntos de Andalucía a través de 94 estaciones meteorológicas de la Red de Información Agroclimática de Andalucía (RIA) junto con otras estaciones de diferentes instituciones como el INTA o la Planta Solar de Almería.

Los valores que se proporcionan pertenecen a años típicos meteorológicos y radiométricos obtenidos a partir de las bases de datos de valores medidos en estaciones de tierra y valores estimados a partir de imágenes de satélite. Para el proyecto se ha elegido utilizar un año tipo ya que se descartan problemas como años o datos raros que afectan mucho al estudio.

Es importante saber que datos de radiación directa se van a utilizar. Los cálculos realizados son con radiación directa normal, es decir, medidos en la dirección perpendicular al haz de incidencia. Esta radiación directa normal es mayor que la radiación directa en superficie horizontal. Si solo se disponen de datos de radiación directa en superficie horizontal habría que dividir entre el coseno del ángulo cenital para pasarlos a radiación directa normal. En este proyecto se cuenta con datos de radiación directa normal por lo que no hará falta dividir por el coseno del ángulo cenital.

Para saber rápidamente si es una buena localización hay que mirar su valor de radiación directa normal anual. Este tipo de plantas necesitan valores mayores de 2000 (Kwh/m²) al año de radiación directa normal.

Mes	Radiación directa normal (Kwh/m ²)
Enero	111,6
Febrero	130,4
Marzo	157
Abril	188,5
Mayo	231,3
Junio	279,2

Julio	298,1
Agosto	254,6
Septiembre	195,9
Octubre	132,3
Noviembre	109,2
Diciembre	83
TOTAL	2171,1

Tabla 3. Datos de radiación directa normal de Las Cabezas de San Juan

Como se puede observar en la tabla 3 su radiación directa normal anual es bastante alta. Para realizar un estudio se necesitan los datos horarios de radiación directa normal de cada día. Realizar un estudio de todos los días del año sería muy largo y no aportaría mucho más que si se cogiera un día representativo de cada mes, en nuestro caso se ha elegido el día 15 de cada mes.

Radiación directa normal horaria ($\frac{Wh}{m^2}$)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	390,3	426,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
06:00	0,0	0,0	0,0	262,5	368,1	459,7	500,4	445,5	374,5	0,0	0,0	0,0
07:00	0,0	223,7	298,3	341,2	439,7	529,1	574,2	527,9	470,5	216,2	172,1	0,0
08:00	283,6	321	385,2	414,5	506,5	593,8	642,9	604,8	559,9	305,2	274	130,9
09:00	376,4	404,6	459,8	477,5	563,8	649,4	701,9	670,7	636,7	381,6	361,5	212,1
10:00	447,6	468,8	517,1	525,8	607,7	692	747,2	721,3	695,7	440,2	428,7	274,5
11:00	492,4	509,1	553,1	556,2	635,4	718,8	775,7	753,1	732,7	477	470,9	313,7
12:00	507,7	522,8	565,3	566,6	644,8	728	785,4	764	745,4	489,6	485,3	327,1
13:00	492,4	509,1	553,1	556,2	635,4	718,8	775,7	753,1	732,7	477	470,9	313,7
14:00	447,6	468,8	517,1	525,8	607,7	692	747,2	721,3	695,7	440,2	428,7	274,5
15:00	376,4	404,6	459,8	477,5	563,8	649,4	701,9	670,7	636,7	381,6	361,5	212,1
16:00	283,6	321	385,2	414,5	506,5	593,8	642,9	604,8	559,9	305,2	274	130,9
17:00	0,0	223,7	298,3	341,2	439,7	529,1	574,2	527,9	470,5	216,2	172,1	0,0
18:00	0,0	0,0	0,0	262,5	368,1	459,7	500,4	445,5	374,5	0,0	0,0	0,0
19:00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	390,3	426,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla 4. Radiación directa normal horaria en Las Cabezas de San Juan para el día 15 del mes

Además de los datos de radiación hay que conocer la velocidad del viento y la temperatura exterior. Se va a realizar el estudio con datos medios a lo largo de todo el día.

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Velocidad del viento (m/s)	2	2	2	3	2	2	2	2	2	2	2	2
Temperatura (°C)	9	11	14	16	20	24	24	25	23	18	12	11

Tabla 5. Valores medios de la velocidad del viento y de la temperatura exterior para el día 15 de cada mes

Para realizar el estudio se tienen que conocer las propiedades del aire para diferentes temperaturas. Si se necesita alguna propiedad a una temperatura que no aparece en la tabla 6 se realizará una interpolación lineal:

$$f(T|T_1;T_2) = f(T_1) + \frac{f(T_2) - f(T_1)}{(T_2 - T_1)}(T - T_1) \quad (93)$$

T (°C)	ρ (kg/m ³)	c_p (kJ/kg·K)	$\mu \cdot 10^6$ (N·s/m ²)	$\nu \cdot 10^6$ (m ² /s)	$k \cdot 10^3$ (W/m·K)	$\alpha \cdot 10^6$ (m ² /s)	Pr
-150	2.867	0.9825	8.636	3.013	11.71	4.157	0.7246
-100	2.039	0.9656	11.9	5.835	15.82	8.034	0.7263
-90	1.927	0.9753	12.49	6.482	16.62	8.842	0.733
-80	1.828	0.9835	13.07	7.153	17.42	9.692	0.7381
-70	1.738	0.9901	13.64	7.85	18.22	10.59	0.7414
-60	1.656	0.9952	14.2	8.572	19.01	11.53	0.7433
-50	1.582	0.999	14.74	9.317	19.79	12.52	0.744
-40	1.514	1.002	15.27	10.08	20.57	13.56	0.7436
-30	1.452	1.004	15.79	10.88	21.34	14.65	0.7425
-20	1.394	1.005	16.3	11.69	22.11	15.78	0.7408
-10	1.341	1.006	16.8	12.52	22.88	16.96	0.7387
0	1.292	1.006	17.29	13.38	23.64	18.17	0.7362
5	1.269	1.006	17.54	13.82	24.01	18.8	0.735
10	1.247	1.006	17.78	14.26	24.39	19.44	0.7336
15	1.225	1.007	18.02	14.71	24.76	20.08	0.7323
20	1.204	1.007	18.25	15.16	25.14	20.74	0.7309
25	1.184	1.007	18.49	15.61	25.51	21.4	0.7296
30	1.164	1.007	18.72	16.08	25.88	22.08	0.7282
35	1.146	1.007	18.95	16.54	26.25	22.76	0.7268
40	1.117	1.007	19.18	17.02	26.62	23.45	0.7255
45	1.11	1.007	19.41	17.49	26.99	24.16	0.7241
50	1.092	1.007	19.63	17.97	27.35	24.87	0.7228
55	1.076	1.007	19.86	18.46	27.72	25.59	0.7215
60	1.06	1.007	20.08	18.95	28.08	26.31	0.7202
65	1.044	1.007	20.3	19.45	28.45	27.05	0.719
70	1.029	1.007	20.52	19.95	28.81	27.79	0.7177
75	1.014	1.008	20.74	20.45	29.17	28.55	0.7166
80	0.9996	1.008	20.96	20.97	29.53	29.31	0.7154
85	0.9857	1.008	21.17	21.48	29.88	30.07	0.7143
90	0.9721	1.008	21.39	22	30.24	30.85	0.7132
95	0.9589	1.009	21.6	22.52	30.6	31.63	0.7121
100	0.946	1.009	21.81	23.05	30.95	32.42	0.7111
110	0.9213	1.01	22.23	24.12	31.65	34.02	0.7092
120	0.8979	1.011	22.64	25.21	32.35	35.64	0.7073
130	0.8756	1.012	23.05	26.32	33.05	37.3	0.7057
140	0.8544	1.013	23.45	27.44	33.74	38.98	0.7041
150	0.8343	1.014	23.85	28.59	34.43	40.68	0.7027
160	0.815	1.016	24.24	29.74	35.11	42.4	0.7014
170	0.7966	1.017	24.63	30.92	35.79	44.15	0.7003
180	0.779	1.019	25.01	32.11	36.46	45.92	0.6992
190	0.7622	1.021	25.39	33.32	37.13	47.71	0.6983
200	0.7461	1.023	25.77	34.54	37.79	49.53	0.6974
210	0.7306	1.025	26.14	35.78	38.45	51.36	0.6967
220	0.7158	1.027	26.51	37.04	39.1	53.21	0.696
230	0.7016	1.029	26.88	38.31	39.75	55.08	0.6955
240	0.6879	1.031	27.24	39.6	40.4	56.97	0.695
250	0.6748	1.033	27.6	40.9	41.04	58.88	0.6946
260	0.6621	1.035	27.95	42.22	41.67	60.81	0.6942
270	0.6499	1.037	28.3	43.55	42.31	62.75	0.694
280	0.6382	1.04	28.65	44.9	42.93	64.72	0.6938
290	0.6269	1.042	29	46.26	43.56	66.69	0.6936
300	0.6159	1.044	29.34	47.64	44.18	68.69	0.6935

Tabla 6. Propiedades del aire [26]

5.2 Sistema de concentración

5.2.1 Colector

El modelo de colector utilizado es el Siemens SunField 6 con unas dimensiones de 5,776 m de ancho, 11,9 metros de longitud y 1,53 metros de distancia focal. Este modelo es una de las opciones que da el programa SAM para el diseño de este tipo de centrales.

5.2.2 Tubo receptor

Para el tubo receptor se ha utilizado el UVAC 2010 de la misma marca que el colector, Siemens. Las dimensiones del tubo son:

Dimensiones tubo receptor	
Diámetro interior del tubo absorbedor (m)	0,066
Diámetro exterior del tubo absorbedor (m)	0,07
Diámetro interior de la cubierta (m)	0,109
Diámetro exterior de la cubierta (m)	0,115

Tabla 7. Dimensiones del tubo receptor, UVAC 2010

En el programa que se ha diseñado es muy sencillo cambiar las dimensiones y propiedades tanto del tubo receptor como del colector si se quiere hacer un estudio del impacto de estos componentes en la instalación.

5.2.3 Fluido de transferencia

Como ya se ha comentado a lo largo del proyecto el fluido de trabajo será el aceite VP-1. Sus propiedades se muestran en la siguiente tabla:

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

Tabla 8. Propiedades del aceite VP-1 [27]

Al igual que el aire si se necesita alguna propiedad del aceite que no aparece en la tabla se realizará una interpolación lineal.

5.3 Eficiencia óptica y geométrica

La eficiencia óptica y geométrica depende principalmente del ángulo de incidencia. Este ángulo de incidencia varía cada hora del día, con el ángulo horario, y cada día del año, con la declinación, como se puede ver en la tabla 9:

Angulo de incidencia θ°												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	8,31	1,83	6,66	16,51	23,87	27,32	25,97	19,97	10,76	1,18	113,12	9,98
06:00	16,84	10,58	2,26	7,5	14,9	18,42	17,03	10,97	1,77	7,65	101,39	18,44
07:00	25,77	19,59	11,24	1,33	6,29	9,96	8,51	2,22	7,16	16,66	15,18	27,35
08:00	34,76	28,46	19,78	9,58	1,59	2,27	0,74	5,86	15,65	25,46	33,11	36,35
09:00	43,34	36,72	27,68	16,82	8,39	4,28	5,92	12,89	23,23	33,56	41,61	45
10:00	50,85	43,71	34,06	22,57	13,68	9,37	11,08	18,43	29,34	40,33	48,97	52,66
11:00	56,26	48,55	38,82	26,3	17,06	12,59	14,37	21,99	33,37	44,95	54,22	58,24
12:00	58,29	50,31	39,84	27,6	18,23	13,7	15,5	23,23	34,8	46,62	56,16	60,35
13:00	56,26	48,55	38,82	26,3	17,06	12,59	14,37	21,99	33,37	44,95	54,22	58,24
14:00	50,85	43,71	34,06	22,57	13,68	9,37	11,08	18,43	29,34	40,33	48,97	52,66
15:00	43,34	36,72	27,68	16,82	8,39	4,28	5,92	12,89	23,23	33,56	41,61	45
16:00	34,76	28,46	19,78	9,58	1,59	2,27	0,74	5,86	15,65	25,46	33,11	36,35
17:00	25,77	19,59	11,24	1,33	6,29	9,96	8,51	2,22	7,16	16,66	15,18	27,35
18:00	16,84	10,58	2,26	7,5	14,9	18,42	17,03	10,97	1,77	7,65	101,39	18,44
19:00	8,31	1,83	6,68	16,51	23,87	27,32	25,97	19,97	10,76	1,18	113,12	9,98

Tabla 9. Ángulo de incidencia de la radiación solar en el colector

Se aprecia que el ángulo a primeras horas del día es mínimo y posteriormente va aumentando hasta las 12 del mediodía donde es el más desfavorable, es decir, el más elevado. Esto es debido al sistema de seguimiento. La diferencia entre los meses de verano e invierno es bastante notable.

Otro ángulo importante es el ángulo cenital, que influye en la inclinación del colector y varía según el movimiento del sol:

Angulo cenital θ_z°												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	114,27	109,85	103,65	96,05	90,1	87,22	88,36	93,28	100,59	107,71	113,12	115,36
06:00	102,61	97,95	91,7	84,35	78,82	76,22	77,24	81,75	88,67	95,76	101,39	103,8
07:00	91,48	86,4	79,82	72,4	67,07	64,66	65,6	69,87	76,72	84,07	90,13	92,8
08:00	81,16	75,51	68,34	60,51	55,12	52,78	53,58	57,92	65,03	72,95	79,65	82,64
09:00	72,07	65,73	57,7	49,04	43,24	40,82	41,75	46,23	54,02	62,85	70,37	73,74
10:00	64,79	57,68	48,62	38,68	31,94	29,16	30,22	35,41	44,42	54,45	62,89	66,64

11:00	59,98	52,25	42,21	30,76	22,47	18,82	20,23	26,81	37,44	46,61	57,92	61,99
12:00	58,29	50,31	39,84	27,6	18,23	13,7	15,5	23,23	34,8	46,62	56,16	60,35
13:00	59,98	52,25	42,21	30,76	22,47	18,82	20,23	26,81	37,44	48,7	57,92	61,99
14:00	64,79	57,68	48,68	38,68	31,94	29,16	30,22	35,41	44,42	54,45	62,89	66,64
15:00	72,07	65,73	57,7	49,04	43,24	40,82	41,75	46,23	54,02	62,85	70,37	73,74
16:00	81,16	75,51	68,34	60,51	55,12	52,78	53,58	57,92	65,03	72,95	79,65	82,34
17:00	91,48	86,4	79,82	72,4	67,07	64,66	65,6	69,87	76,72	84,07	90,13	92,8
18:00	102,61	97,95	91,7	84,35	78,82	76,22	77,24	81,75	88,67	95,79	101,39	103,8
19:00	114,27	109,85	103,65	96,05	90,1	87,22	88,36	93,28	100,59	107,71	113,12	115,36

Tabla 10. Ángulo cenital

Este ángulo se crea de la vertical al haz de incidencia de la radiación. El ángulo a medida que se va acercando al medio día va siendo más pequeño ya que el sol está más arriba. En verano el ángulo es más pequeño que en invierno por la altura del sol como se aprecia en la siguiente figura:



Figura 41. Solsticio de verano e invierno

El ángulo cenital es muy importante también a la hora de calcular las sombras a primeras y últimas horas del día cuando el sol está muy bajo.

El ángulo de inclinación del colector se calcula como se explicó en el punto 4.2.1:

Ángulo de inclinación del colector ε°												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	-----	-----	-----	-----	-----	86,87	88,17	-----	-----	-----	-----	-----
06:00	-----	-----	-----	84,3	78,42	75,46	76,65	81,6	88,66	-----	-----	-----
07:00	-----	86,18	79,61	72,4	66,93	64,24	65,31	69,85	76,6	83,8	-----	-----
08:00	79,22	73,47	66,89	60,05	55,1	52,74	53,68	57,72	63,98	71,4	77,61	80,84
09:00	64,97	59,15	52,89	46,79	42,58	40,63	41,4	44,79	50,25	56,79	63,3	66,67
10:00	47,57	42,31	37,07	32,29	29,15	27,73	28,29	30,79	34,97	40,29	46,02	49,19
11:00	25,74	22,36	19,24	16,55	14,85	14,1	14,39	15,73	18,04	21,14	24,72	26,84
12:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13:00	25,74	22,36	19,24	16,55	14,85	14,1	14,39	15,73	18,04	21,14	24,72	26,84
14:00	47,57	42,31	37,07	32,29	29,15	27,73	28,29	30,79	34,97	40,29	46,02	49,19

15:00	64,97	59,15	52,89	46,79	42,58	40,63	41,4	44,79	50,25	56,79	63,3	66,67
16:00	79,22	73,47	66,89	60,05	55,1	52,74	53,68	57,72	63,98	71,4	77,61	80,84
17:00	-----	86,18	79,61	72,4	66,93	64,24	65,31	69,85	76,6	83,8	-----	-----
18:00	-----	-----	-----	84,3	78,42	75,46	76,65	81,6	88,66	-----	-----	-----
19:00	-----	-----	-----	-----	-----	86,87	88,17	-----	-----	-----	-----	-----

Tabla 11. Ángulo de inclinación del colector

Como se puede apreciar el ángulo de inclinación del colector es 0° a las 12 del mediodía esto es así porque el sol estará justo enfrente del colector por lo que no habrá que girarlo para orientarlo. A primeras horas del día en el ángulo no tiene sentido porque el sol todavía no ha salido por lo que ángulos mayores de 90° no se colocan en la tabla. Se comparan dos días diferentes, uno de verano y otro de invierno:

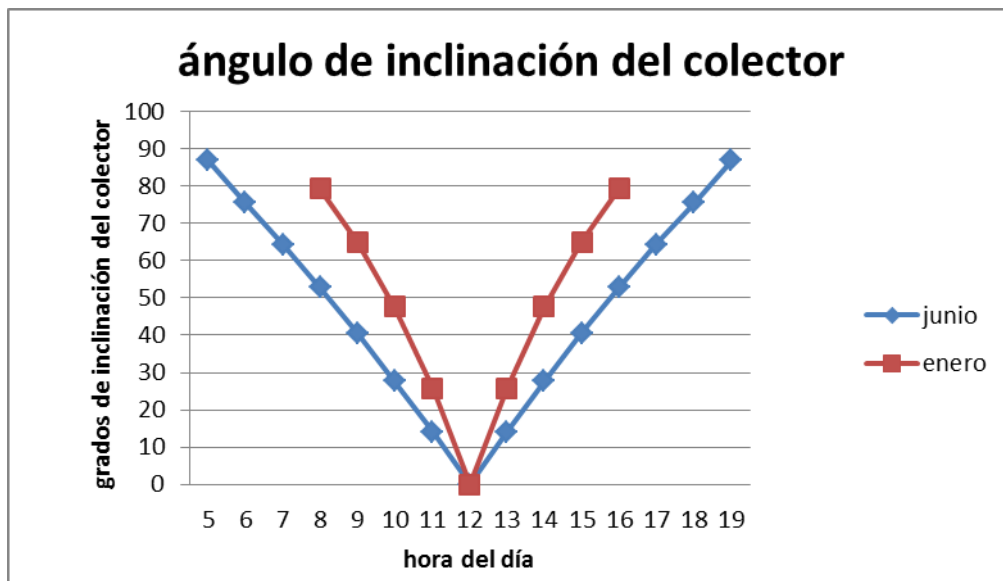


Figura 42. Comparación ángulo de inclinación del colector

En los meses de invierno el ángulo de inclinación del colector será mayor que en los meses de verano a la misma hora. Esto es así por la trayectoria que describe el sol en cada estación como se puede comprobar en la figura 41.

A partir del ángulo de incidencia se puede calcular el modificador K. Este modificador tiene en cuenta las pérdidas de radiación por bloqueo de los soportes del tubo absorber, la influencia del ángulo de incidencia en la absorptividad y transmisividad del tubo y la reflectividad de los espejos.

Es interesante ver cómo afecta el ángulo de incidencia y ver cómo afecta el efecto coseno en el modificador.

Modificador (K)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0,99	1	0,99	0,96	0,9	0,87	0,89	0,94	0,99	1	1	0,99
06:00	0,96	0,99	1	0,99	0,97	0,95	0,96	0,98	1	0,99	0,97	0,95
07:00	0,88	0,94	0,98	1	0,99	0,99	0,99	1	1	0,96	0,9	0,87
08:00	0,79	0,86	0,94	0,98	1	1	1	1	0,96	0,89	0,81	0,77

09:00	0,66	0,76	0,87	0,96	0,99	1	1	0,98	0,91	0,8	0,69	0,64
10:00	0,54	0,66	0,8	0,92	0,97	0,99	0,98	0,95	0,85	0,71	0,57	0,5
11:00	0,44	0,58	0,74	0,88	0,96	0,98	0,97	0,92	0,8	0,64	0,47	0,4
12:00	0,39	0,55	0,72	0,87	0,95	0,97	0,96	0,91	0,79	0,61	0,44	0,35
13:00	0,44	0,58	0,74	0,88	0,96	0,98	0,97	0,92	0,8	0,64	0,47	0,4
14:00	0,54	0,66	0,8	0,92	0,97	0,99	0,98	0,95	0,85	0,71	0,57	0,5
15:00	0,66	0,76	0,87	0,96	0,99	1	1	0,98	0,91	0,8	0,69	0,64
16:00	0,79	0,86	0,94	0,98	1	1	1	1	0,96	0,89	0,81	0,77
17:00	0,88	0,94	0,98	1	0,99	0,99	0,99	1	1	0,96	0,9	0,87
18:00	0,96	0,99	1	0,99	0,97	0,95	0,96	0,98	1	0,99	0,97	0,95
19:00	0,99	1	0,99	0,96	0,9	0,87	0,89	0,94	0,99	1	1	0,99

Tabla 12. Modificador del ángulo de incidencia (K)

Se observa que el modificador aumenta a medida que el ángulo de incidencia disminuye. Esto es así porque cuanto más perpendicular sea el rayo incidente respecto a la normal del plano del colector menos pérdidas se tendrán. En ángulos muy pequeños el modificador es uno y se aprovecha toda la radiación que le llega, en teoría es así, pero esto no ocurre porque luego hay otros factores que afectan como se analizó en el punto 4.2.

Como el modificador está muy relacionado con el ángulo de incidencia, en verano los valores son mucho más altos que en invierno ya que el ángulo de incidencia es menor y su relación es inversa, a menor ángulo mayor eficiencia. El efecto coseno se aprecia muy bien, a primeras horas del día el valor del modificar es máximo y en el mediodía es mínimo.

A continuación se mostrará la eficiencia conjunta, óptima y geométrica:

Eficiencia óptica y geométrica												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	0,08	0,05	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0,18	0,34	0,42	0,39	0,26	0,05	0	0	0
07:00	0	0,11	0,32	0,68	0,71	0,78	0,75	0,63	0,63	0,18	0	0
08:00	0,25	0,42	0,64	0,79	0,82	0,82	0,82	0,81	0,75	0,5	0,29	0,2
09:00	0,45	0,56	0,66	0,75	0,8	0,81	0,81	0,78	0,7	0,6	0,5	0,41
10:00	0,37	0,47	0,6	0,71	0,77	0,79	0,79	0,74	0,65	0,52	0,4	0,34
11:00	0,29	0,4	0,54	0,68	0,75	0,78	0,77	0,72	0,6	0,46	0,32	0,26
12:00	0,26	0,38	0,53	0,66	0,74	0,77	0,76	0,7	0,59	0,43	0,29	0,22
13:00	0,29	0,4	0,54	0,68	0,75	0,78	0,77	0,72	0,6	0,46	0,32	0,26
14:00	0,37	0,47	0,6	0,71	0,77	0,79	0,79	0,74	0,65	0,52	0,4	0,34
15:00	0,45	0,56	0,66	0,75	0,8	0,81	0,81	0,78	0,7	0,6	0,5	0,41
16:00	0,25	0,42	0,64	0,79	0,82	0,82	0,82	0,81	0,75	0,5	0,29	0,2
17:00	0	0,11	0,32	0,68	0,71	0,78	0,75	0,63	0,63	0,18	0	0
18:00	0	0	0	0,18	0,34	0,42	0,39	0,26	0,05	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0,08	0,05	0	0	0	0	0

Tabla 13. Eficiencia óptica y geométrica

La eficiencia óptica y geométrica alcanza valores hasta del 82 % una vez pasadas las primeras horas del día en verano. A lo largo del día van disminuyendo hasta un mínimo en las horas centrales del día. En las primeras y últimas horas del día se ve disminuida su eficiencia por el efecto de las sombras como se muestra a continuación:

x (factor de sombras)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	0,12	0,07	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0,22	0,45	0,57	0,52	0,33	0,05	0	0	0
07:00	0	0,15	0,41	0,68	0,88	0,98	0,94	0,77	0,79	0,24	0	0
08:00	0,42	0,64	0,88	1	1	1	1	1	0,99	0,73	0,48	0,36
09:00	0,95	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,89
10:00	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11:00	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
12:00	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
13:00	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
14:00	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
15:00	0,95	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,89
16:00	0,42	0,64	0,41	1	1	1	1	1	0,99	0,73	0,48	0,36
17:00	0	0,15	0,88	0,68	0,88	0,98	0,94	0,77	0,79	0,24	0	0
18:00	0	0	0	0,22	0,45	0,57	0,52	0,33	0,05	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	0,12	0,07	0	0	0	0	0

Tabla 14. Factor de sombras

Este factor x es 1 cuando los colectores están sin ningún tipo de sombra y 0 cuando están totalmente tapados. Es por esto que a primeras o últimas horas del día, aunque el ángulo de incidencia disminuya la eficiencia del colector no aumente, ya que está ensombrecido.

Para comprender mejor el efecto coseno y como varía la eficiencia del colector según la estación del año se va a mostrar la siguiente figura:

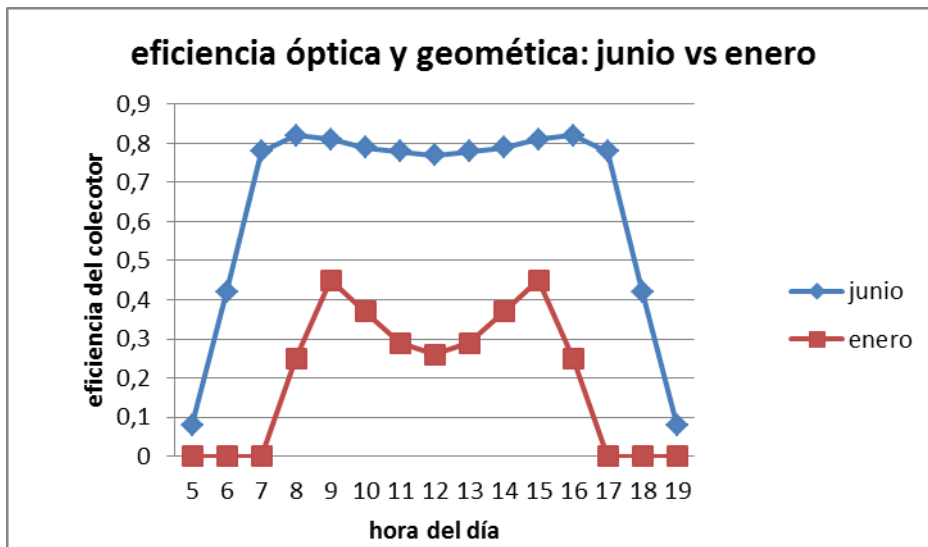


Figura 43. Comparación de la eficiencia óptica y geométrica del colector en junio y enero

De un mes de verano a uno de invierno la eficiencia se reduce hasta la mitad. Se aprecia cómo afecta a esta eficiencia las sombras a primeras y últimas horas del día ya que el ángulo de incidencia no aumenta o decrece tan bruscamente. Además se aprecia el efecto coseno, más acusado en invierno que en verano.

5.4 Ciclo de potencia

5.4.1 Turbina

Se ha elegido la turbina SST-700 de Siemens capaz de trabajar al 10 % de carga. Este tipo de turbina es muy utilizada en centrales termosolares y en centrales de ciclo combinado.

Es una turbina con dos etapas que dispone de siete tomas intermedias para extraer vapor. Sus principales datos técnicos son [22]:

- Potencia entregada hasta 175 MW.
- Presión de entrada (con recalentamiento) de hasta 165 bar.
- Temperatura de entrada (con recalentamiento) de hasta 585 °C.
- Temperatura de recalentamiento de hasta 415 °C.
- Velocidad de giro 3.000-13.200 rpm.
- Extracción controlada de hasta 40 bar y 415 °C.
- Hasta 7 tomas; hasta 120 bar.
- Presión del vapor de salida: contrapresión de hasta 40 bar o condensación hasta 0,6 bar.
- Presión del vapor de escape (recalentado) de hasta 3 bar.

5.4.2 Parámetros de operación

Para el cálculo de los estados termodinámicos de la figura 37 hay que definir las características iniciales del ciclo. Hay que definir la temperatura de entrada de la turbina, las presiones en entrada en el condensador y en las extracciones de vapor y los rendimientos isentrópicos de la turbina y las bombas.

La temperatura de entrada de la turbina será 373 °C ya que el aceite entra a 393 °C y en el generador de vapor se intercambia el calor con el vapor hasta esa temperatura. En cuanto a las presiones para el generador de vapor se pondrá a una presión de 100 bar mientras que el condensador a 0,08 bar.

El rendimiento que se ha tomado para la turbina es 89,5% mientras que para la bomba 1 es de 75% y para la bomba 2 es de 78% [24].

Para el cálculo de las presiones intermedias hay que realizar un estudio más amplio. Por simplicidad y como no es el objetivo del proyecto se han tomado los datos de la bibliografía [24] y se muestran en la siguiente tabla:

Parámetros de operación	
Temperatura de entrada de la turbina (°C)	373
Presión generador de vapor (bar)	100
Presión condensador (bar)	0,08
Presión 1ª extracción (bar)	45,4
Temperatura de saturación 1ª extracción (°C)	258,02
Presión 2ª extracción (bar)	20,6
Temperatura de saturación 2ª extracción (°C)	213,97
Presión 3ª extracción (bar)	8,75
Temperatura de saturación 3ª extracción (°C)	174,15
Presión 4ª extracción (bar)	3,63
Temperatura de saturación 4ª extracción (°C)	140,12
Presión 5ª extracción (bar)	1,22
Temperatura de saturación 5ª extracción (°C)	104,81
Presión 6ª extracción (bar)	0,346
Temperatura de saturación 6ª extracción (°C)	72,15
Rendimiento isentrópico turbina	89,5
Rendimiento isentrópico bomba 1	75
Rendimiento isentrópico bomba 2	78

Tabla 15. Parámetros de operación del ciclo de potencia

5.4.3 Estados termodinámicos del ciclo de potencia

Una vez dado los parámetros de operación del ciclo de potencia se pueden calcular todos los estados termodinámicos. Se va a mostrar la presión, temperatura, entalpía y entropía necesarias para obtener el rendimiento del ciclo.

Los datos sombreados en azul son las propiedades conocidas del estado y a partir de los cuales se calculan los demás. Los datos escritos en rojo son datos de líquido saturado.

Punto	P (bar)	T (°C)	Entalpía (KJ/kg)	Entropía (KJ/kgK)	Punto	P (bar)	T (°C)	Entalpía (KJ/kg)	Entropía (KJ/kgK)
1	0,08	41,51	173,88	0,5926	14	20,6	373	3187,57	7,0242
2s	8,75	41,54	174,73	0,5926	15s	8,75	257,09	2963,37	7,0242
2	8,75	41,61	175,73		15	8,75	268,08	2986,91	
3	8,75	70,7	296,64		16s	3,63	158,31	2774,44	7,0242
4	8,75	103,51	434,47		16	3,63	168,68	2796,75	
5	8,75	138,62	583,54		17s	1,22	105,26	2582,42	7,0242
6	8,75	174,5	737,4	2,0825	17	1,22	105,26	2604,92	
7s	100	175,36	747,57	2,0825	18s	0,346	72,41	2390,27	7,0242
7	100	176,03	750,44		18	0,346	72,41	2412,81	
8	100	212,46	911,74		19s	0,08	41,51	2197,64	7,0242
9	100	256,52	1117,24		19	0,08	41,51	2200,23	
10	100	373	3009,28	6,0808	20	0,346	36,55	153,07	
11s	45,4	266,69	2832,58	6,0808	21	1,22	65,47	274,11	
11	45,4	271,8	2851,13		22	3,63	98,51	413,61	
12s	20,6	213,88	2678,44	6,0808	23	20,6	179,75	762,58	
12	20,6	213,88	2696,57		24	45,4	207,47	887,18	
13	20,6	213,88	2696,57						

Tabla 16. Estados termodinámicos

5.4.4 Fracciones másicas en cada elemento

A partir de las ecuaciones 4.4.3 y los resultados de la tabla 16 se obtienen las fracciones másicas del ciclo de potencia en cada extracción:

y_{11}	y_{12}	y_{15}	y_{16}	y_{17}	y_{18}	y_{19}
0,1046	0,0767	0,0505	0,0481	0,0426	0,0365	0,6411

Tabla 17. Fracciones másicas en cada extracción

La mayor parte del vapor se expande completamente en la turbina de baja presión, y_{19} , donde se obtiene la mayor parte de la potencia útil. El resto de fracciones másicas son más pequeñas y sirven principalmente para elevar la temperatura del agua de alimentación antes de su entrada en el generador de vapor. De este modo se consigue elevar el rendimiento total del ciclo.

5.4.5 Potencias específicas, caudal másico máximo y rendimiento del ciclo de potencia

Una vez que ya se han calculado todos los puntos termodinámicos del ciclo y las fracciones másicas se puede calcular la potencia específica de cada elemento. Con ello, se puede calcular el caudal másico para operar a máxima potencia y obtener el rendimiento del ciclo.

Todo esto se calcula a partir de las ecuaciones de los puntos 4.4.4 y 4.4.5. Para el cálculo del caudal másico de vapor hay que definir el nivel de potencia a la que operará la central. En España las instalaciones de este tipo tienen una potencia instalada de 50 MW para poder acogerse a subvenciones. Por este motivo, en el proyecto se cogerá 50 MW de potencia. Hay que tener en cuenta que en función del caudal másico de vapor se tendrán diferentes potencias extraída de la turbina. El caudal másico que se va a calcular es en régimen de máxima potencia.

Solo falta definir el rendimiento electromecánico para realizar los cálculos. En nuestro caso se ha tomado un 98%.

ω_{turb} (KJ/kg)	q_{cond} (KJ/kg)	ω_{bomb} (KJ/kg)	q_{gen} (KJ/kg)	m_{total} (kg/s)	η_{ciclo}
998,62	1572	13,91	2785,24	51,81	0,353

Tabla 18. Potencias específicas, caudal másico de vapor y rendimiento del ciclo

5.5 Diseño de la planta

Habitualmente el punto de diseño de la planta se escoge para el día y la hora que más radiación se va a tener, el 21 de Junio a las 12 del mediodía. La razón por la cual se elige este punto para el diseño la planta es porque no se desenfoca nada el colector. Se piensa que como el campo solar es uno de los elementos de la instalación con mayor coste cuanto menos se desenfoca y se sobredimensione, mejor. Para realizar el diseño

con el día que más radiación hay lo que se hace es definir el número de colectores que se quiere instalar. Una vez definido se calcula la velocidad máxima y el número de lazos necesarios para que se alcance la máxima carga en la turbina ese día a esa hora.

En este proyecto se va a estudiar en más profundidad este tema. Quizás un poco de sobredimensionamiento hará que haya que desenfocar algunas horas en verano pero hará que se produzca más durante el resto del año. El inconveniente de sobredimensionar el campo solar es que es uno de los elementos más caros de toda la planta por lo que puede no ser rentable.

Para realizar el estudio se va a variar la velocidad máxima a la que puede ir el fluido. Esta variación hace que el número de lazos varíe para poder alcanzar la masa suficiente de aceite para que la turbina trabaje a máxima carga. Se realizará el estudio con la velocidad del punto óptimo clásico y a diferentes velocidades para ver la rentabilidad económica en cada caso. El punto óptimo clásico en nuestro caso será el 15 de Julio a las 12 del mediodía ya que es el momento que más radiación se tiene.

El estudio se va a realizar con un campo de colectores de 48 y 72 módulos por lazo. Se ha elegido este número de módulos porque los colectores suelen ser de 8 o 12 módulos por colector y se instalan 4 o 6 colectores en serie. De esta manera se van a estudiar los casos más parecidos posibles a los que se están instalando en realidad.

Además de ver qué punto de diseño es el óptimo se va a ver qué número de módulos es más rentable para las características que se impusieron.

Para poder comparar y obtener el punto óptimo hay que ver cuanto produce cada configuración y cuánto cuesta todo ello para analizar la rentabilidad. La rentabilidad se va a obtener a partir del valor del kWh producido a través del LEC (Levelized Cost of Energy) que se calcula:

$$LEC = \frac{fcr \cdot C_{inver} + C_{om} + C_{fuel}}{E_{gen}} \quad (94)$$

con:

$$fcr = \frac{i}{1 - (1 + i)^{-n}} \quad (95)$$

donde:

fcr = factor de amortización

C_{inver} = coste de la inversión

C_{om} = coste de operación y mantenimiento

C_{fuel} = coste del combustible fósil consumida

E_{gen} = energía generada

i = tasa de interés del préstamo

n = número de años a los que se solicita el préstamo

La tasa de interés del préstamo que se suele utilizar es del 8% y el número de años a los que se solicita serán 20 (años de vida de la central). Con estos valores obtenemos un fcr de 0,1018. El coste de combustible en este caso será nulo ya que no tenemos caldera auxiliar.

Saber el coste de cada elemento es bastante complicado ya que las empresas no dan datos detallados del valor de cada elemento en su central. Para el proyecto se han cogido los datos de la tesis [23] que ha extraído los datos de [40]; [41]; [42].

inversión	
Coste específico de inversión en el campo solar (euros/m ²)	190
Coste específico de inversión en el bloque de potencia (euros/kW _e)	700
Coste específico de inversión en el generador de vapor (euros/kW _e)	17,834
Coste específico de inversión del terreno (euros/m ²)	2
Recargo por construcción, ingeniería y contingencias (%)	20
operación y mantenimiento	
Coste por empleado al año (euros/año)	48000
Número de personas para la operación de la planta	30
Número de personas para el mantenimiento de la planta	10
Porcentaje del coste de inversión en mantenimiento de equipos (%)	1

Tabla 19. Costes de inversión y mantenimiento de la instalación

Una vez conocemos todos los datos económicos podemos empezar el estudio.

5.5.1 Estudio para un lazo de 48 módulos

En primer lugar se va a analizar la producción de energía de una central de 48 módulos por lazo desde el punto óptimo clásico y posteriormente se va ir sobredimensionado la instalación para ver su rentabilidad. Para encontrar el punto óptimo clásico se va aumentando progresivamente la velocidad máxima hasta que a las 12 del mediodía de julio se llega a 50 MW sin desenfocar nada. Para esta configuración se necesita una velocidad de 2,56 m/s y 77 lazos para producir 50 MW en la central.

Hay que explicar que los “no llega” de la tabla significa que aunque hay radiación que llega a la tierra no es suficiente para alcanzar la temperatura de diseño de salida del campo solar.

Energía producida para 48 módulos, $v_{max}=2,56$ m/s y 77 lazos (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	no llega	no llega	13,09	13,29	no llega	no llega	0	0	0
07:00	0	no llega	no llega	12,51	23,84	32,83	34,59	25,79	13,29	no llega	no llega	0
08:00	no llega	7,62	17,98	25,21	33,02	39,67	43,38	39,86	33,8	9,38	no llega	no llega
09:00	11,14	16,22	23,25	28,14	36,34	43,38	47,09	42,99	36,34	16,22	11,92	no llega
10:00	10,55	15,63	23,45	29,31	38,1	45,53	49,05	44,16	36,34	16,22	10,94	no llega
11:00	8,4	14,07	22,86	29,51	38,88	46,51	49,83	44,55	35,76	15,24	8,99	no llega

12:00	7,23	13,48	22,47	29,51	39,08	46,7	50	44,55	35,37	14,66	8,21	no llega
13:00	8,4	14,07	22,86	29,51	38,88	46,51	49,83	44,55	35,76	15,24	8,99	no llega
14:00	10,55	15,63	23,15	29,31	38,1	45,53	49,05	44,16	36,34	16,22	10,94	no llega
15:00	11,14	16,22	23,25	28,14	36,34	43,38	47,09	42,99	36,34	16,22	11,92	no llega
16:00	no llega	7,62	17,98	25,21	33,02	39,67	43,38	39,86	33,8	9,38	no llega	no llega
17:00	0	no llega	no llega	12,51	23,84	32,83	34,59	25,79	13,29	no llega	no llega	0
18:00	0	0	0	no llega	no llega	13,09	13,29	no llega	no llega	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
Total	67,41	120,56	197,25	278,87	379,44	488,72	524,46	439,25	346,43	128,78	71,91	0
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	2089,7	3375,7	6114,8	8366,1	11762,6	14661,6	16258,3	13616,8	10392,9	3992,2	2157,3	0,0
TT en MWh	92787,87											
TT en GWh	92,78787											

Tabla 20. Producción de energía para 48 módulos, $v_{\max}=2,56$ m/s y 77 lazos

La producción de energía para esta configuración es de 92,79 GWh al año y la inversión es de 101,69 millones de euros. Se observa como en el punto de diseño óptimo clásico solo se alcanzan los 50 MW de potencia de la instalación en una sola hora, este es el objetivo del diseño, que no se desenfoca nada.

Para el mes de diciembre los datos de radiación directa normal son demasiado bajos como para llegar a la temperatura de diseño. Es posible que si tuviéramos días reales en lugar de días tipo, si se llegara a la temperatura de diseño, pero al hacer la media de los días que si hay radiación con los que no, no se alcanza. Para entenderlo mejor se va a poner un ejemplo con dos días diferentes, uno con 100 Wh/m^2 y otro con 500 Wh/m^2 . En una central real se produciría energía el segundo día pero el primero no. Al hacer una media de la radiación incidente se tendrían dos días con 300 Wh/m^2 con lo que no produciríamos ninguno de los dos días. Esta es una posible razón por la que en diciembre no se produce ningún día en nuestro estudio.

La radiación directa normal aumenta durante el día hasta las 12 horas donde empieza a disminuir. Es por esto que resulta raro que durante algunos meses, sobre todo otoño e invierno, la producción energía empieza aumentar a primeras horas y luego disminuye en las horas centrales. Posteriormente vuelve a aumentar para disminuir en las horas finales del día. Este fenómeno está producido por el efecto coseno. Es más importante la disminución de la eficiencia que el aumento de la radiación directa normal en algunas horas. Para entenderlo mejor se van a mostrar dos meses, marzo y julio mostrando la radiación directa normal (DNI) y el DNI multiplicado por la eficiencia, en la cual se encuentra el efecto coseno.

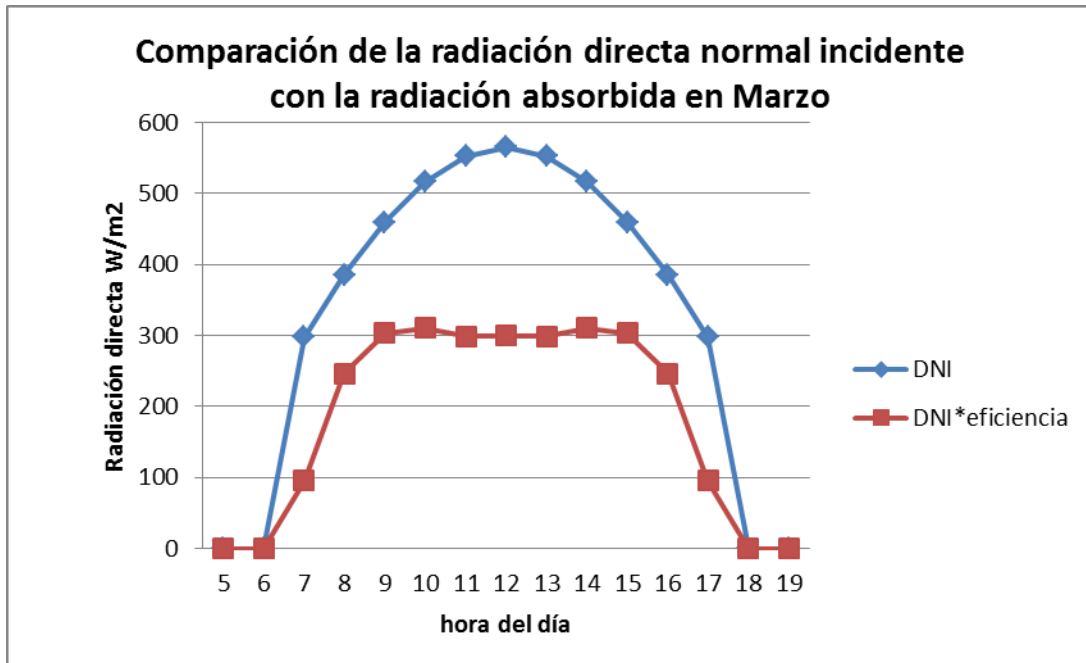


Figura 44. Comparación de la radiación directa normal con la radiación absorbida en Marzo

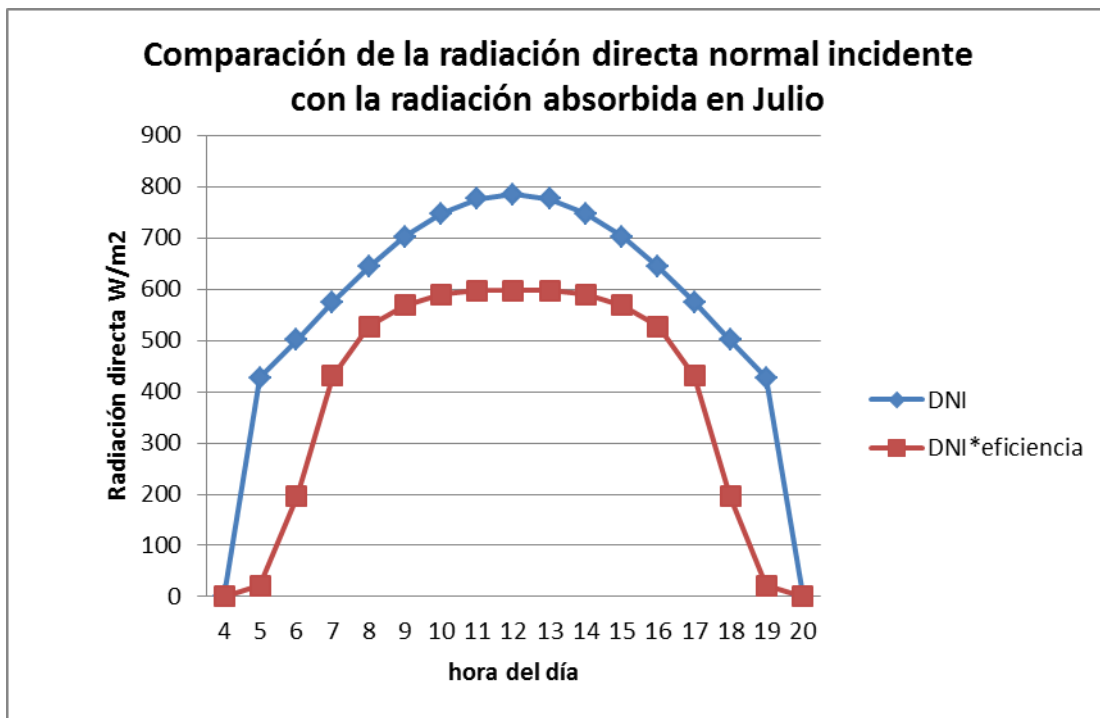


Figura 45. Comparación de la radiación directa normal con la radiación absorbida en Julio

En estas dos figuras se aprecia muy bien lo explicado anteriormente. En Marzo el efecto coseno es más acusado y en Julio el efecto se aprecia muy poco.

Con los datos de producción y aplicando la fórmula del LEC, se obtiene un coste por kWh de:

Coste del kWh para 48 módulos, $v_{max}=2,56$ m/s y 77 lazos (euros/kWh)	0,143
--	-------

Tabla 21. Coste del kWh para 48 módulos, $v_{max}=2,56$ m/s y 77 lazos

Se varía la velocidad máxima, ahora es de 2,25 m/s por lo que se necesitan 88 lazos para producir 50 MW en la central.

Energía producida para 48 módulos, $v_{\max}=2,25$ m/s y 88 lazos (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	no llega	no llega	14,96	15,19	no llega	no llega	0	0	0
07:00	0	no llega	no llega	14,29	27,24	37,52	39,53	29,48	15,19	no vale	no llega	0
08:00	no llega	8,71	20,54	28,81	37,74	45,33	49,58	45,56	38,63	10,72	no llega	no llega
09:00	12,51	18,54	26,57	32,16	41,54	49,58	50	49,13	41,54	18,54	13,62	no llega
10:00	11,84	17,87	26,8	33,5	43,55	50	50	50	41,54	18,54	12,51	no llega
11:00	9,38	16,08	26,13	33,72	44,44	50	50	50	40,87	17,42	10,27	no llega
12:00	8,26	15,41	25,68	33,72	44,66	50	50	50	40,42	16,75	9,38	no llega
13:00	9,38	16,08	26,13	33,72	44,44	50	50	50	40,87	17,42	10,27	no llega
14:00	11,84	17,87	26,8	33,5	43,55	50	50	50	41,54	18,54	12,51	no llega
15:00	12,51	18,54	26,57	32,16	41,54	49,58	50	49,13	41,54	18,54	13,62	no llega
16:00	no llega	8,71	20,54	28,81	37,74	45,33	49,58	45,56	38,63	10,72	no llega	no llega
17:00	0	no llega	no llega	14,29	27,24	37,52	39,53	29,48	15,19	no vale	no llega	0
18:00	0	0	0	no llega	no llega	14,96	15,19	no llega	no llega	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
Total	75,72	137,81	225,76	318,68	433,68	544,78	558,6	498,34	395,96	147,19	82,18	0
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	2347,3	3858,7	6998,6	9560,4	13444,1	16343,4	17316,6	15448,5	11878,8	4562,9	2465,4	0,0
TT en MWh	104224,7											
TT en GWh	104,2247											

Tabla 22. Producción de energía para 48 módulos, $v=2,25$ m/s y 88 lazos

En esta configuración la producción es de 104,22 GWh al año con una inversión de 110,06 millones de euros. A medida que vamos disminuyendo la velocidad máxima aumentamos la producción ya que estará más sobredimensionada la instalación por lo que se desenfocará más y se tendrá más lazos. A partir de estos datos y aplicando la fórmula del LEC, se obtiene un coste por kWh de:

Coste del kWh para 48 módulos, $v_{\max}=2,25$ m/s y 88 lazos (euros/kWh)	0,136
---	-------

Tabla 23. Coste del kWh para 48 módulos, $v_{\max}=2,25$ m/s y 88 lazos

En el siguiente caso se va a disminuir la velocidad 0,25 m/s por lo que queda en 2 m/s. Para esta configuración se necesitan 99 lazos para producir 50 MW en la central.

Energía producida para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s y 99 lazos (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	no llega	no llega	16,83	17,09	no llega	no llega	0	0	0
07:00	0	no llega	no llega	16,08	30,65	42,21	44,4	33,16	17,08	no llega	no llega	0
08:00	no llega	9,8	23,11	32,41	42,46	50	50	50	43,46	12,06	no llega	no llega

09:00	14,07	20,85	29,89	36,18	46,73	50	50	50	46,73	20,85	15,33	no llega
10:00	13,32	20,1	30,15	37,68	48,99	50	50	50	46,73	20,85	14,07	no llega
11:00	10,55	18,09	29,39	37,94	50	50	50	50	45,98	19,6	11,56	no llega
12:00	9,3	17,33	28,89	37,94	50	50	50	50	45,47	18,42	10,55	no llega
13:00	10,55	18,09	29,39	37,94	50	50	50	50	45,98	19,6	11,56	no llega
14:00	13,32	20,1	30,15	37,68	48,99	50	50	50	46,73	20,85	14,07	no llega
15:00	14,07	20,85	29,89	36,18	46,73	50	50	50	46,73	20,85	15,33	no llega
16:00	no llega	9,8	23,11	32,41	42,46	50	50	50	43,46	12,06	no llega	no llega
17:00	0	no llega	no llega	16,08	30,65	42,21	44,44	33,16	17,08	no llega	no llega	0
18:00	0	0	0	no llega	no llega	16,83	17,09	no llega	no llega	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
Total	85,18	155,01	253,97	358,52	487,66	568,08	573,02	516,32	445,43	165,14	92,47	0
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	2640,6	4340,3	7873,1	10755,6	15117,5	17042,4	17763,6	16005,9	13362,9	5119,3	2774,1	0,0
TT en MWh	112795,3											
TT en GWh	112,7953											

Tabla 24. Producción de energía para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s y 99 lazos

Con esta configuración se aprecia que hay una mayor producción a máxima potencia. Para esta configuración la producción es de 112,8 GWh al año y una inversión de 118,43 millones de euros con lo que se obtiene el coste por kWh de:

Coste del kWh para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s y 99 lazos (euros/kWh)	0,134
--	-------

Tabla 25. Coste del kWh para 48 módulos, $v_{\max}=2,25$ m/s y 99 lazos

Se sitúa la velocidad máxima en 1,75 m/s con lo que se necesitan 113 lazos para producir 50 MW en la central.

Energía producida para 48 módulos, $v_{\max}=1,75$ m/s y 113 lazos (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	no llega	no llega	19,21	19,5	no llega	no llega	0	0	0
07:00	0	no llega	no llega	18,35	34,98	48,18	50	37,85	19,5	no llega	no llega	0
08:00	no llega	11,18	26,38	36,99	48,46	50	50	50	49,61	13,76	no llega	no llega
09:00	16,06	23,8	34,12	41,29	50	50	50	50	50	23,8	17,49	no llega
10:00	15,2	22,94	34,41	43,01	50	50	50	50	50	23,8	16,06	no llega
11:00	12,04	20,65	33,55	43,3	50	50	50	50	50	22,37	13,19	no llega
12:00	10,61	19,79	32,98	43,3	50	50	50	50	50	21,51	12,04	no llega
13:00	12,04	20,65	33,55	43,3	50	50	50	50	50	22,37	13,19	no llega
14:00	15,2	22,94	34,41	43,01	50	50	50	50	50	23,8	16,06	no llega
15:00	16,06	23,8	34,12	41,29	50	50	50	50	50	23,8	17,49	no llega
16:00	no llega	11,18	26,38	36,99	48,46	50	50	50	49,61	13,76	no llega	no llega
17:00	0	no llega	no llega	18,35	34,98	48,18	50	37,85	19,5	no llega	no llega	0
18:00	0	0	0	no llega	no llega	19,21	19,5	no llega	no llega	0	0	0

19:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
Total	97,21	176,93	289,9	409,18	516,88	584,78	589	525,7	488,22	188,97	105,52	0
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	3013,5	4954,0	8986,9	12275,4	16023,3	17543,4	18259,0	16296,7	14646,6	5858,1	3165,6	0,0
TT en MWh	121022,5											
TT en GWh	121,0225											

Tabla 26. Producción de energía para 48 módulos, $v_{max}=1,75$ m/s y 113 lazos

Para esta configuración se aprecia claramente que la instalación está bastante sobredimensionada alcanzando durante mucho tiempo la potencia máxima. La producción se sitúa en 121,02 GWh al año y la inversión en 129,09 millones de euros con lo que se obtiene un coste por kWh de:

Coste del kWh para 48 módulos, $v_{max}=1,75$ m/s y 113 lazos (euros/kWh)	0,135
---	-------

Tabla 27. Coste del kWh para 48 módulos, $v=1,75$ m/s y 113 lazos

Por último se disminuye la velocidad máxima hasta 1,5 m/s con lo que se necesitan 132 lazos para producir 50 MW en la central.

Energía producida para 48 módulos, $v_{max}=1,5$ m/s y 132 lazos (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	no llega	no llega	22,44	22,78	no llega	no llega	0	0	0
07:00	0	no llega	no llega	21,44	40,87	50	50	44,21	22,77	no llega	no llega	0
08:00	no llega	13,06	30,81	43,21	50	50	50	50	50	16,08	no llega	no llega
09:00	18,76	27,8	39,86	48,24	50	50	50	50	50	27,8	20,43	no llega
10:00	17,75	26,8	40,2	50	50	50	50	50	50	27,8	18,46	no llega
11:00	14,07	24,12	39,19	50	50	50	50	50	50	26,13	15,41	no llega
12:00	13,39	23,11	38,52	50	50	50	50	50	50	25,12	14,07	no llega
13:00	14,07	24,12	39,19	50	50	50	50	50	50	26,13	15,41	no llega
14:00	17,75	26,8	40,2	50	50	50	50	50	50	27,8	18,76	no llega
15:00	18,76	27,8	39,86	48,24	50	50	50	50	50	27,8	20,43	no llega
16:00	no llega	13,06	30,81	43,21	50	50	50	50	50	16,08	no llega	no llega
17:00	0	no llega	no llega	21,44	40,87	50	50	44,21	22,77	no llega	no llega	0
18:00	0	0	0	no llega	no llega	22,44	22,78	no llega	no llega	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
Total	114,55	206,67	338,64	475,78	531,74	594,88	595,56	538,42	495,54	220,74	122,97	0
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	3551,05	5786,76	10497,8	14273,4	16483,9	17846,4	18462,4	16691,0	14866,2	6842,94	3689,1	0
TT en MWh	128991,01											
TT en GWh	128,99101											

Tabla 28. Producción de energía para 48 módulos, $v_{max}=1,5$ m/s y 132 lazos

La producción para esta configuración es de 128,99 GWh al año y la inversión es de 143,56 millones de euros con lo que se obtiene un coste por kWh de:

Coste del kWh para 48 módulos, $v_{\max}=1,5$ m/s y 132 lazos (euros/kWh)	0,139
---	-------

Tabla 29. Coste del kWh para 32 módulos, $v_{\max}=1,5$ m/s y 132 lazos

Para poder comparar mejor los datos se exponen en una tabla y se representan en una gráfica:

Velocidad (m/s)	Coste (euros/kWh)
1,5	0,139
1,75	0,135
2	0,134
2,25	0,136
2,56	0,143

Tabla 30. Comparación de los costes por kWh para 48 módulos para distintas velocidades

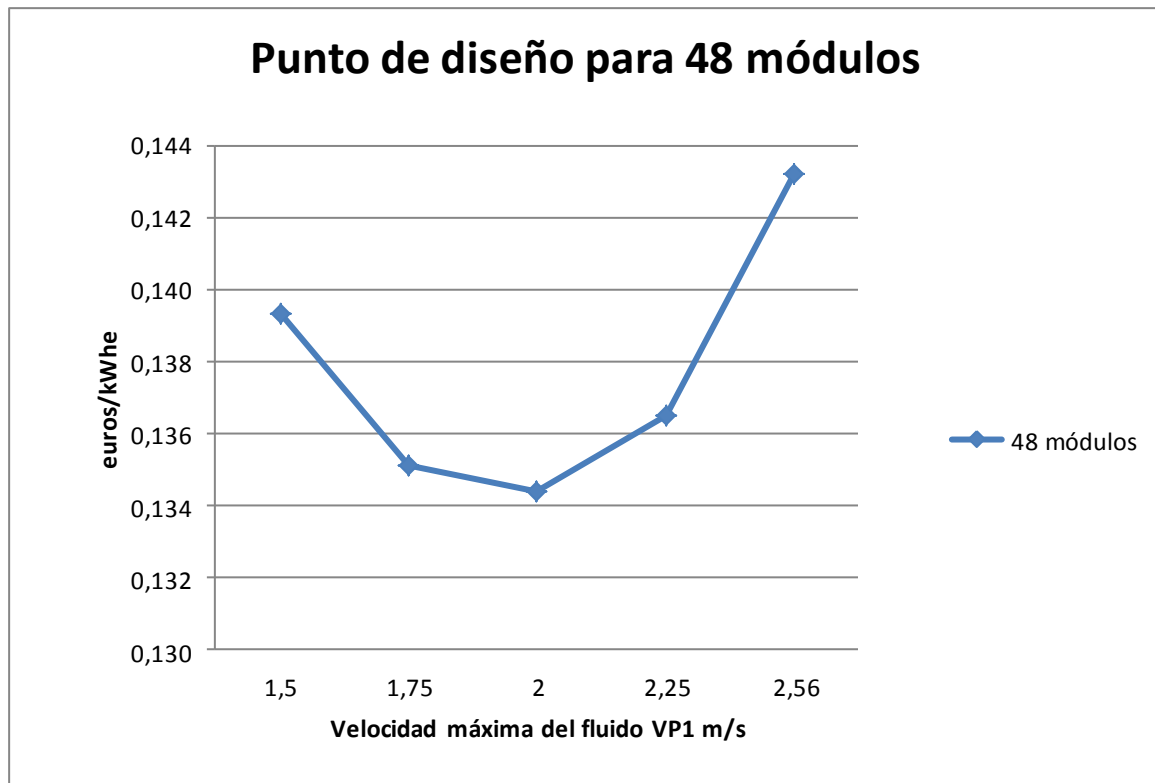


Figura 46. Gráfica del punto de diseño para 48 módulos

A partir de los resultados se puede concluir que el punto óptimo para esta configuración es para una velocidad de 2 m/s, diferente al del punto de diseño que se solía coger, $v=2,56$ m/s. Por lo tanto, en principio se puede decir que un pequeño sobredimensionamiento de la instalación es rentable desde el punto de vista económico. Se va a ver si se confirma esto mismo para una configuración de 72 módulos.

5.5.2 Estudio para un lazo de 72 módulos

Se analiza la producción de energía de una central de 72 módulos cada lazo. Al aumentar el número de módulos por lazo el fluido necesita que se eleve menos la temperatura por módulo por lo que la velocidad óptima aumentará. Se parte de la velocidad óptima clásica que al igual que anteriormente para encontrarla se ha ido aumentando la velocidad progresivamente hasta que no se desenfoca nada y se produzca 50 MW a las 12 del mediodía en Julio. Por lo que el punto de partida es de 3,84 m/s y 52 lazos para producir 50 MW en la central.

Energía producida para 72 módulos, $v_{max}=3,84$ m/s y 52 lazos (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	no llega	7,12	13,2	13,46	6,07	no llega	0	0	0
07:00	0	no llega	no llega	12,8	24,28	33,25	35,23	26,26	13,59	no llega	no llega	0
08:00	no llega	7,79	18,34	25,73	33,65	40,25	44,07	40,51	34,31	9,5	no llega	no llega
09:00	11,22	14,49	23,62	28,5	36,95	44,07	47,77	43,54	36,95	16,63	12,14	no llega
10:00	10,69	15,84	23,88	29,82	38,8	46,19	49,75	44,87	37,08	16,49	11,08	no llega
11:00	8,45	14,38	23,22	30,09	39,59	47,11	50	45,13	36,29	15,57	9,24	no llega
12:00	7,26	13,72	22,83	30,09	39,72	47,37	50	45,13	35,89	14,91	8,31	no llega
13:00	8,45	14,38	23,22	30,09	39,59	47,11	50	45,13	36,29	15,57	9,24	no llega
14:00	10,69	15,84	23,88	29,82	38,8	46,19	49,75	44,87	37,08	16,49	11,08	no llega
15:00	11,22	14,49	23,62	28,5	36,95	44,07	47,77	43,54	36,95	16,63	12,14	no llega
16:00	no llega	7,79	18,34	25,73	33,65	40,25	44,07	40,51	34,31	9,5	no llega	no llega
17:00	0	no llega	no llega	12,8	24,28	33,25	35,23	26,26	13,59	no llega	no llega	0
18:00	0	0	0	no llega	7,12	13,2	13,46	6,07	no llega	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
Total	67,98	118,72	200,95	283,97	400,5	495,51	530,56	457,89	352,33	131,29	73,23	0
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	2107,4	3324,2	6229,5	8519,1	12415,5	14865,3	16447,4	14194,6	10569,9	4070,0	2196,9	0,0
TT en MWh	94939,63											
TT en GWh	94,93963											

Tabla 31. Producción de energía para 72 módulos, $v_{max}=3,84$ m/s y 52 lazos

Como se puede observar la producción para esta configuración es de 94,94 GWh al año y la inversión es de 102,45 millones de euros. Para 72 módulos, las velocidades son mucho mayores para alcanzar el óptimo. Esto puede ocasionar problemas de pérdida de carga elevada. Para esta configuración en diciembre tampoco se alcanza la temperatura mínima de diseño. Aplicando la fórmula del LEC, se obtiene un coste por kWh de:

Coste del kWh para 72 módulos, $v_{max}=3,84$ m/s y 52 lazos (euros/kWh)	0,141
--	-------

Tabla 32. Coste del kWh para 72 módulos, $v_{max}=3,84$ m/s y 52 lazos

Se disminuye la velocidad máxima, ahora es de 3,5 m/s por lo que se necesitan 57 lazos para producir 50 MW en la central.

Energía producida para 72 módulos, $v_{\max}=3,5$ m/s y 57 lazos (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	no llega	7,81	14,46	14,75	6,65	no llega	0	0	0
07:00	0	no llega	no llega	14,03	26,62	36,45	38,62	28,78	14,9	no llega	no llega	0
08:00	no llega	8,53	20,11	28,21	36,89	44,11	48,31	44,41	37,61	10,41	no llega	no llega
09:00	12,3	18,08	25,89	31,24	40,5	48,31	50	47,73	40,5	18,23	13,31	no llega
10:00	11,72	17,36	26,18	32,69	42,53	50	50	49,18	40,65	18,08	12,15	no llega
11:00	9,26	15,77	25,46	32,98	43,39	50	50	49,47	39,78	17,07	10,13	no llega
12:00	7,96	14,9	25,02	32,98	43,54	50	50	49,47	39,34	16,35	9,11	no llega
13:00	9,26	15,77	25,46	32,98	43,39	50	50	49,47	39,78	17,07	10,13	no llega
14:00	11,72	17,36	26,18	32,69	42,53	50	50	49,18	40,65	18,08	12,15	no llega
15:00	12,3	18,08	25,89	31,24	40,5	48,31	50	47,73	40,5	18,23	13,31	no llega
16:00	no llega	8,53	20,11	28,21	36,89	44,11	48,31	44,41	37,61	10,41	no llega	no llega
17:00	0	no llega	no llega	14,03	26,62	36,45	38,62	28,78	14,9	no llega	no llega	0
18:00	0	0	0	no llega	7,81	14,46	14,75	6,65	no llega	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
Total	74,52	134,38	220,3	311,28	439,02	536,66	553,36	501,91	386,22	143,93	80,29	0
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	2310,1	3762,6	6829,3	9338,4	13609,6	16099,8	17154,2	15559,2	11586,6	4461,8	2408,7	0,0
TT en MWh	103120,4											
TT en GWh	103,1204											

Tabla 33. Producción de energía para 72 módulos, $v=3,5$ m/s y 57 lazos

En esta configuración la producción es de 103,12 GWh al año y la inversión es de 108,16 millones de euros. A partir de estos datos y aplicando la fórmula del LEC, se obtiene un coste por kWh de:

Coste del kWh para 72 módulos, $v_{\max}=3,5$ m/s y 57 lazos (euros/kWh)	0,136
--	-------

Tabla 34. Coste del kWh para 72 módulos, $v_{\max}=3,5$ m/s y 57 lazos

En el siguiente caso se disminuye la velocidad hasta 3,25 m/s. Para esta configuración se necesitan 61 lazos para producir 50 MW en la central.

Energía producida para 72 módulos $v_{\max}=3,25$ m/s y 61 lazos (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	no llega	8,36	15,48	15,79	7,12	no llega	0	0	0
07:00	0	no llega	no llega	15,01	28,48	39,01	41,33	30,8	15,94	no llega	no llega	0
08:00	no llega	9,13	21,52	30,19	39,47	47,21	50	47,52	40,25	11,15	no llega	no llega
09:00	13,16	19,35	27,71	33,44	43,34	50	50	50	43,34	19,5	14,24	no llega
10:00	12,54	18,57	28,02	34,98	45,51	50	50	50	43,5	19,35	13	no llega
11:00	9,91	16,87	27,24	35,29	46,44	50	50	50	42,57	18,27	10,84	no llega

12:00	8,51	16,1	26,78	35,29	46,59	50	50	50	42,11	17,49	9,75	no llega
13:00	9,91	16,87	27,24	35,29	46,44	50	50	50	42,57	18,27	10,84	no llega
14:00	12,54	18,57	28,02	34,98	45,51	50	50	50	43,5	19,35	13	no llega
15:00	13,16	19,35	27,71	33,44	43,34	50	50	50	43,34	19,5	14,24	no llega
16:00	no llega	9,13	21,52	30,19	39,47	47,21	50	47,52	40,25	11,15	no llega	no llega
17:00	0	no llega	no llega	15,01	28,48	39,01	41,33	30,8	15,94	no llega	no llega	0
18:00	0	0	0	no llega	8,36	15,48	15,79	7,12	no llega	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
Total	79,73	143,94	235,76	333,11	469,79	553,4	564,24	520,88	413,31	154,03	85,91	0
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	2471,6	4030,3	7308,6	9993,3	14563,5	16602,0	17491,4	16147,3	12399,3	4774,9	2577,3	0,0
TT en MWh	108359,6											
TT en GWh	108,3596											

Tabla 35. Producción de energía para 72 módulos, $v_{max}=3,25$ m/s y 61 lazos

Para esta configuración la producción es de 108,36 GWh al año y la inversión es 112,72 millones de euros. Con estos datos se obtiene el coste por kWh:

Coste del kWh para 72 módulos, $v_{max}=3,25$ m/s y 61 lazos (euros/kWh)	0,134
--	--------------

Tabla 36. Coste del kWh para 72 módulos, $v_{max}=3,25$ m/s y 61 lazos

Se sitúa la velocidad máxima en 3 m/s con lo que se necesitan 66 lazos para producir 50 MW en la central.

Energía producida para 72 módulos, $v_{max}=3$ m/s y 66 lazos (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	no llega	9,04	16,75	17,08	7,7	no llega	0	0	0
07:00	0	no llega	no llega	16,25	30,82	42,21	44,72	33,33	17,25	no llega	no llega	0
08:00	no llega	9,88	23,28	32,66	42,71	50	50	50	43,55	12,06	no llega	no llega
09:00	14,24	20,94	29,98	36,18	46,9	50	50	50	46,9	21,1	15,41	no llega
10:00	13,57	20,1	30,32	37,85	49,24	50	50	50	47,06	20,94	14,07	no llega
11:00	10,72	18,26	29,48	38,19	50	50	50	50	46,06	19,76	11,72	no llega
12:00	9,21	17,42	28,98	38,19	50	50	50	50	45,56	18,93	10,55	no llega
13:00	10,72	18,26	29,48	38,19	50	50	50	50	46,06	19,76	11,72	no llega
14:00	13,57	20,1	30,32	37,85	49,24	50	50	50	47,06	20,94	14,07	no llega
15:00	14,24	20,94	29,98	36,18	46,9	50	50	50	46,9	21,1	15,41	no llega
16:00	no llega	9,88	23,28	32,66	42,71	50	50	50	43,55	12,06	no llega	no llega
17:00	0	no llega	no llega	16,25	30,82	42,21	44,72	33,33	17,25	no llega	no llega	0
18:00	0	0	0	no llega	9,04	16,75	17,08	7,7	no llega	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
Total	86,27	155,78	255,1	360,45	507,42	567,92	573,6	532,06	447,2	166,65	92,95	0
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	2674,4	4361,8	7908,1	10813,5	15730,0	17037,6	17781,6	16493,9	13416,0	5166,2	2788,5	0,0

TT en MWh	114171,5
TT en GWh	114,1715

Tabla 37. Producción de energía para 72 módulos, $v_{\max}=3$ m/s y 66 lazos

La producción se sitúa en 114,17 GWh al año y una inversión de 118,43 millones de euros con lo que se obtiene un coste por kWh de:

Coste del kWh para 72 módulos, $v_{\max}=3$ m/s y 66 lazos (euros/kWh)	0,133
--	-------

Tabla 38. Coste del kWh para 72 módulos, $v=3$ m/s y 66 lazos

Por último se aumenta la velocidad máxima hasta 2,75 m/s con lo que se necesitan 72 lazos para producir 50 MW en la central.

Energía producida para 72 módulos, $v_{\max}=2,75$ m/s y 72 lazos (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	no llega	9,87	18,27	18,64	8,4	no llega	0	0	0
07:00	0	no llega	no llega	17,72	33,62	46,04	48,78	6,39	18,81	no llega	no llega	0
08:00	no llega	10,78	25,4	35,62	46,59	50	50	13,7	47,5	13,16	no llega	no llega
09:00	15,53	22,84	32,71	39,47	50	50	50	48,05	50	23,02	16,81	no llega
10:00	14,8	21,93	33,07	41,29	50	50	50	50	50	22,84	15,35	no llega
11:00	11,69	19,92	32,16	41,66	50	50	50	50	50	21,56	12,79	no llega
12:00	10,05	19	31,61	41,66	50	50	50	50	49,7	20,65	11,51	no llega
13:00	11,69	19,92	32,16	41,66	50	50	50	50	50	21,56	12,79	no llega
14:00	14,8	21,93	33,07	41,29	50	50	50	50	50	22,84	15,35	no llega
15:00	15,53	22,84	32,71	39,47	50	50	50	48,05	50	23,02	16,81	no llega
16:00	no llega	10,78	25,4	35,62	46,59	50	50	13,7	47,5	13,16	no llega	no llega
17:00	0	no llega	no llega	17,72	33,62	46,04	48,78	6,39	18,81	no llega	no llega	0
18:00	0	0	0	no llega	9,87	18,27	18,64	8,4	no llega	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
Total	94,09	169,94	278,29	393,18	530,16	578,62	584,84	403,08	482,32	181,81	101,41	0
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	2916,8	4758,3	8627,0	11795,4	16435,0	17358,6	18130,0	12495,5	14469,6	5636,1	3042,3	0,0
TT en MWh	115664,59											
TT en GWh	115,66459											

Tabla 39. Producción de energía para 72 módulos, $v=2,75$ m/s y 72 lazos

La producción para esta configuración es de 115,66 GWh al año y la inversión es de 125,29 millones de euros con lo que se obtiene un coste por kWh de:

Coste del kWh para 72 módulos, $v_{\max}=2,75$ m/s y 72 lazos (euros/kWh)	0,138
---	-------

Tabla 40. Coste del kWh para 72 lazos, $v_{\max}=2,75$ m/s y 72 lazos

Para poder comparar mejor los datos se exponen en una tabla y se representan en una gráfica:

Velocidad (m/s)	Coste (euros/kWhe)
2,75	0,138
3	0,133
3,25	0,134
3,5	0,136
3,84	0,141

Tabla 41. Comparación de los costes por kWhe para 72 módulos para distintas velocidades

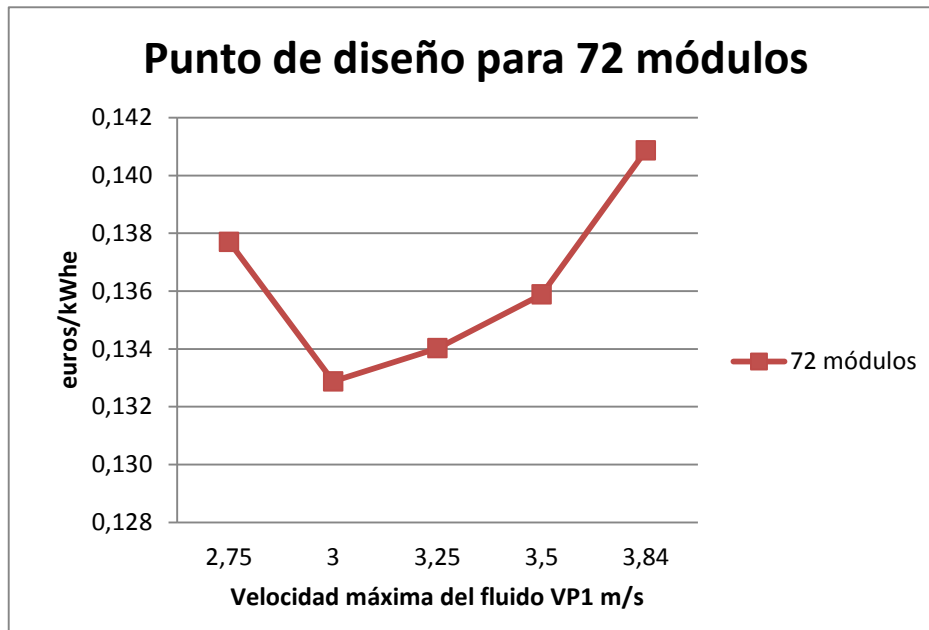


Figura 47. Gráfica del punto de diseño para 72 módulos

Como se puede observar el punto de diseño para 72 módulos se sitúa a una velocidad de 3 m/s, menor que la velocidad de diseño clásica, $v=3,84$ m/s. Se aprecia como era de esperar que el punto de diseño se sitúa a una velocidad más elevada que para 48 módulos, ya que a mayor número de módulos por lazo, mayor facilidad de alcanzar la temperatura de diseño.

Como en el caso de 48 módulos por lazo un pequeño sobredimensionamiento hace que la instalación produzca a un coste más bajo. Por lo tanto, la idea de desenfocar algunos módulos durante las horas centrales del día en verano o primavera para obtener mayor producción durante el resto del año y una mayor rentabilidad era acertada según los resultados obtenidos.

5.5.3 Comparación de las dos configuraciones

Una vez analizamos los datos por separado se van a juntar para seleccionar el número de módulos por lazo adecuado para el diseño final. Esta configuración se utilizará más adelante para una central con almacenamiento y caldera auxiliar.

Velocidad (m/s)	Coste con 48 módulos (euros/kWhe)	Coste con 72 módulos (euros/kWhe)
1,5	0,139	-
1,75	0,135	-
2	0,134	-
2,25	0,136	-
2,56	0,143	-
2,75	-	0,138
3	-	0,133
3,25	-	0,134
3,5	-	0,136
3,84	-	0,141

Tabla 42. Comparación de los costes por kWhe para 48 y 72 módulos para distintas velocidades

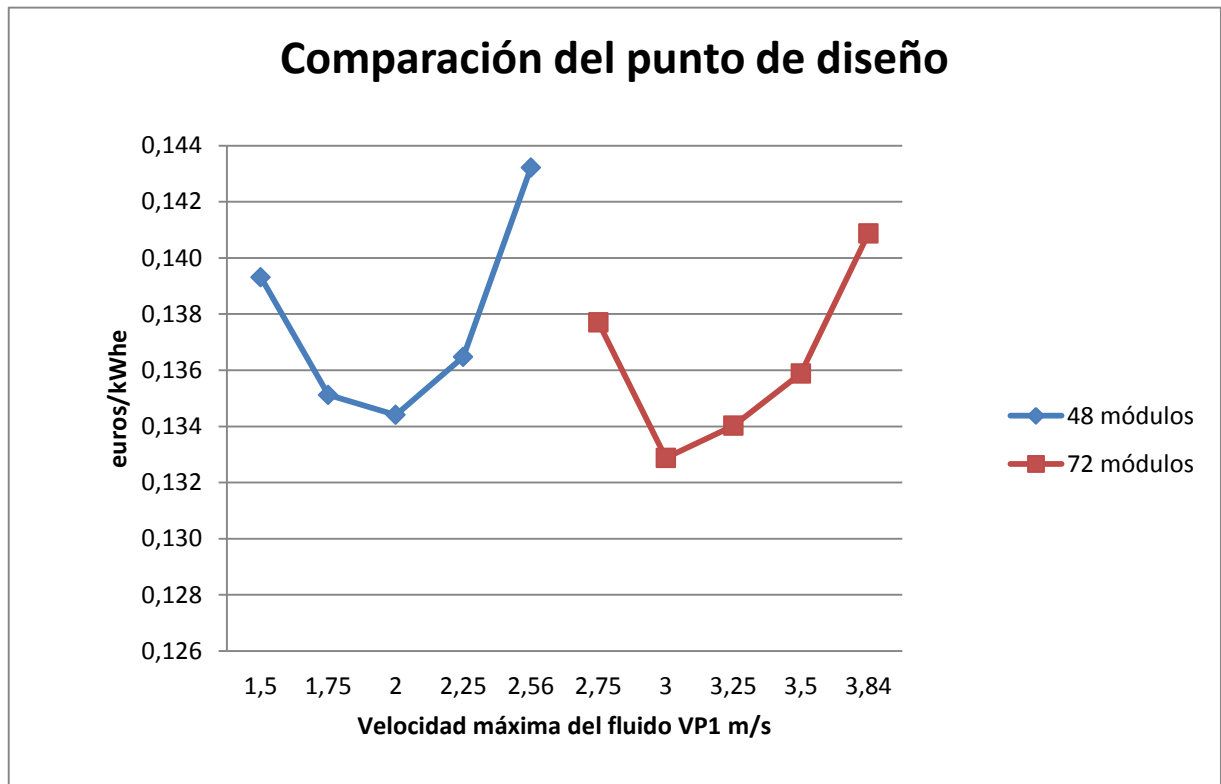


Figura 48. Gráfica del punto de diseño para 48 y 72 módulos

Para seleccionar cual es la configuración más idónea para las características seleccionadas debemos fijarnos en varios aspectos. En el primero que habría que fijarse es en el coste de producción de electricidad en euros/kWhe en el punto óptimo que se ha obtenido. Se puede observar que este coste es muy parecido. La configuración de 72 módulos tiene un coste de 0,133 euros/kWhe mientras que con 48 módulos se ha

obtenido un coste de 0,134 euros/kWhe. La diferencia es muy poca 0,001 euros. Por lo tanto hay que fijarse en otros aspectos.

Para 72 módulos por lazo la velocidad es muy elevada y a mayor velocidad mayor pérdida de carga lo que implica mayores potencias de bombeo y mayor gasto. Esta configuración es más idónea para trabajar con sales orgánicas como fluido de trabajo ya que se trabajan a mayores temperaturas. Al trabajar a mayores temperaturas hace que la velocidad del fluido baje para poder alcanzar las temperaturas deseadas.

Por lo tanto la configuración más adecuada y que se utilizará para el almacenamiento y la caldera auxiliar será 48 módulos con una velocidad máxima de 2 m/s.

CAPÍTULO 6. Cálculo y análisis una central con almacenamiento.

6. Central con almacenamiento de energía

La mayoría de centrales que se están construyendo en la actualidad son con almacenamiento de energía. Es interesante entender cómo opera la central con almacenamiento y qué beneficios tiene frente a una central sin este elemento.

Los beneficios que aporta el sistema de almacenamiento son el aumento de la producción de la central, absorción de las variaciones de radiación suministrando calor constante al generador de vapor, reducción de los transitorios, las paradas y arranques. Además hace que la turbina trabaje a máxima carga un mayor número de horas. Esto es importante porque a medida que baja la carga en la turbina el rendimiento baja. Este factor se puede tener en cuenta para futuros proyectos.

También genera complicaciones ya que al utilizar aceite como fluido de trabajo en el campo solar hay que instalar un intercambiador de calor para transferir el calor a otro fluido que lo almacene mejor, en este caso una sal.

El sistema de funcionamiento es el que se explicó en el punto 3.1.2. Se va a utilizar un sistema de calor sensible con sales fundidas, un intercambiador y dos tanques de almacenamiento, uno frío y otro caliente.

El punto de diseño que se va a utilizar es el que se eligió en el capítulo anterior, 48 módulos y una velocidad máxima de 2 m/s.

6.1 Cálculo de almacenamiento

Para poder almacenar energía se necesita una cantidad adicional que se conseguirá sobredimensionando el campo solar. Cuando se llega al máximo de energía para que la turbina trabaje a máxima carga se deriva el resto de energía producida en el campo solar al sistema de almacenamiento.

Para su dimensionamiento hay que definir el múltiplo solar. Este se define como la potencia térmica total en el campo solar dividido por la potencia térmica de diseño del ciclo Rankine:

$$SM = \frac{Q_{\text{térmica, camposolar}}}{Q_{\text{térmica, bloquepotencia}}} \quad (96)$$

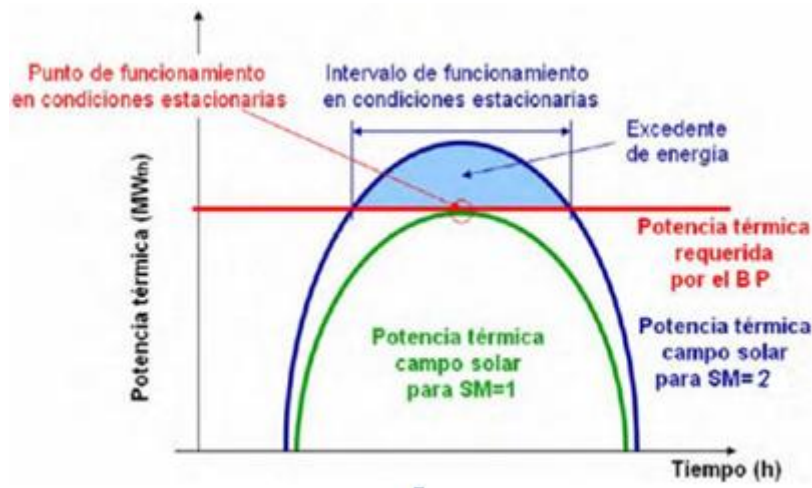


Figura 49. Esquema del excedente de energía que supone dimensionar el campo solar con un SM=2[24]

Otra manera de saber cuánto hay que dimensionar el campo solar es con la capacidad de almacenamiento. La capacidad de almacenamiento es el tiempo que la central opera ante la falta de Sol.

El procedimiento desarrollado trata de obtener el valor de la capacidad de almacenamiento conociendo el número de lazos. Es un procedimiento de prueba y error, variando el número de lazos, hasta conseguir el valor del tiempo de almacenamiento que se desee. Se ha preferido utilizar este sistema para ver cuantas horas de almacenamiento es mejor instalar para una central de este tipo.

Una vez que se conoce el caudal máximo de aceite que necesita la turbina para trabajar a máxima carga y que viene impuesto por la velocidad máxima se puede saber el caudal de aceite a 393 °C que sobra con una simple resta. Este caudal sobrante va al intercambiador de calor del sistema de almacenamiento. Entonces se inicia el proceso de carga del almacenamiento. Para saber la cantidad de masa de sal que se almacena se utilizan las fórmulas siguientes en el intercambiador:

$$Q_{carga} = m_{almacenamiento\ aceite} c_{p\ aceite\ entrada} (T_{entrada\ aceite} - T_{salida\ aceite}) \quad (97)$$

$$m_{sal} = \frac{Q_{carga}}{c_{p\ sal\ entrada} (T_{salida\ sal} - T_{entrada\ sal})} \quad (98)$$

$$c_{p\ sal} = 1443 + 0,172T \quad (99)$$

donde:

Q_{carga} = Potencia térmica que se intercambia en el proceso de carga ($\frac{KJ}{s}$)

$m_{almacenamiento\ aceite}$ = flujo másico de aceite sobrante ($\frac{kg}{s}$)

m_{sal} = flujo másico de sal ($\frac{kg}{s}$)

$T_{entrada\ aceite}$ = temperatura de entrada del aceite al intercambiador = 393 °C

$T_{salida\ aceite}$ = temperatura de salida del aceite del intercambiador = 293 °C

$T_{entradasal}$ = temperatura de entrada de la sal intercambiador = 293 °C

$T_{salidasal}$ = temperatura de salida de la sal del intercambiador = 386 °C

Para saber la potencia que se tiene almacenada se realiza el proceso de descarga en el que el intercambiador funciona en sentido inverso, la sal calienta el aceite:

$$Q_{descarga} = m_{sal} cp_{entradasal} (T_{entradasal} - T_{salidasal}) \quad (100)$$

$$m_{aceite} = \frac{Q_{descarga}}{cp_{entradaaceite} (T_{salidaaceite} - T_{entradaaceite})} \quad (101)$$

donde:

$Q_{descarga}$ = calor que se intercambia en el proceso de descarga ($\frac{KJ}{s}$)

m_{aceite} = flujo másico de aceite que se dirige al generador de vapor ($\frac{kg}{s}$)

m_{sal} = flujo másico de sal ($\frac{kg}{s}$)

$T_{entradaaceite}$ = temperatura de entrada del aceite al intercambiador = 293 °C

$T_{salidaaceite}$ = temperatura de salida del aceite del intercambiador = 379 °C

$T_{entradasal}$ = temperatura de entrada de la sal intercambiador = 386 °C

$T_{salidasal}$ = temperatura de salida de la sal del intercambiador = 293 °C

Con esto se obtiene el caudal de aceite para producir vapor con lo que se puede despejar la masa de vapor para mover la turbina:

$$Q_{generador} = m_{aceite} cp_{entradaaceite} (T_{entradaaceite} - T_{salidaaceite}) \quad (102)$$

$$Q_{generador} = m_{agua} (h_{entradaagua} - h_{salidaagua}) \quad (103)$$

donde:

$Q_{generador}$ = calor intercambiado en el generador de vapor ($\frac{KJ}{s}$)

$T_{entradaaceite}$ = temperatura de entrada del aceite al intercambiador = 379 °C

$T_{salidaaceite}$ = temperatura de salida del aceite del intercambiador = 293 °C

h_i = entalpia del agua a la temperatura de cada punto ($\frac{KJ}{kg}$)

Finalmente con el caudal másico de agua y calculando el ciclo de potencia se obtiene la potencia de almacenamiento producida (kW):

$$Potencia_{almacenada} = m_{agua} (w_{turb} - w_{bomba}) \eta_{em} \quad (104)$$

donde:

w_{turb} = potencia generada por la turbina ($\frac{KJ}{kg}$)

w_{bomba} = potencia consumida por la bomba ($\frac{KJ}{kg}$)

η_{em} = rendimiento electromecánico (adimensional)

Como el objetivo del almacenamiento es que se produzca energía a máxima carga, el tiempo de almacenamiento se obtendrá dividiendo la potencia obtenida entre 50 MW.

Es importante mencionar que el aceite cuando sale del intercambiador lo tiene que hacer a la temperatura de entrada del campo solar para mantener el circuito cerrado. Es por eso que en el proceso de descarga del almacenamiento el aceite entra a 293 °C.

6.2 Análisis de los resultados de una central con almacenamiento

Se han elegido tres tiempos de almacenamiento 4, 8 y 12 horas para ver cuál es más rentable. El sistema de funcionamiento es el siguiente: la central a primeras horas del día empieza a producir sin llegar a la carga máxima. Una vez que se excede la carga máxima de la turbina se empieza a bombear el aceite sobrante al sistema de almacenamiento. Cuando ya no hay suficiente radiación para producir a máxima carga se realiza el proceso de descarga para completar el caudal que falta para producir a máxima carga. Cuando no hay radiación suficiente para producir algo de carga en la turbina el sistema de almacenamiento se hace con el control completo para producir a máxima carga hasta que se descargue.

Se ha elegido este sistema de funcionamiento para que la turbina este el máximo de horas posibles trabajando a máxima carga. De esta manera el rendimiento de la turbina es máximo el mayor tiempo posible.

Para poder conocer el precio por kilovatio eléctrico hay que conocer el coste del sistema de almacenamiento. Este coste se ha situado en 31,6 euros/MWh_{térmicos} [24]. Para obtener este coste, es necesario obtener $Q_{t\acute{e}rmico}$:

$$Q_{t\acute{e}rmico} = \frac{P_{gen}}{\eta_{ciclo} \eta_{em}} \quad (105)$$

donde:

P_{gen} = potencia generada (MW)

η_{ciclo} = rendimiento del ciclo de potencia (adimensional)

η_{em} = rendimiento electromecánico (adimensional)

6.2.1 Estudio de la instalación para un almacenamiento de 4 horas

Para explicar mejor como funciona se va a exponer primero la producción de energía con el aumento del número de lazos sin almacenamiento, posteriormente se pondrá la energía almacenada y finalmente se expondrá la tabla de funcionamiento de una central con almacenamiento de 4 horas.

Se empieza con la energía producida con 137 lazos sin almacenamiento de energía:

Energía producida para 48 módulos, $v_{max}=2$ m/s y 137 lazos (NWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	no llega	no llega	23,29	23,64	no llega	no llega	0	0	0
07:00	0	no llega	no llega	22,25	42,41	50	50	45,89	23,64	no llega	no llega	0
08:00	no llega	13,56	31,98	44,85	50	50	50	50	50	16,69	no llega	no llega
09:00	19,47	28,86	41,37	50	50	50	50	50	50	28,86	21,21	no llega
10:00	18,43	27,81	41,72	50	50	50	50	50	50	28,86	19,47	no llega
11:00	14,6	25,03	40,68	50	50	50	50	50	50	27,11	15,99	no llega
12:00	12,86	23,99	39,98	50	50	50	50	50	50	23,07	14,6	no llega
13:00	14,6	25,03	40,68	50	50	50	50	50	50	27,11	15,99	no llega
14:00	18,43	27,81	41,72	50	50	50	50	50	50	28,86	19,47	no llega
15:00	19,47	28,86	41,37	50	50	50	50	50	50	28,86	21,21	no llega
16:00	no llega	13,56	31,98	44,85	50	50	50	50	50	16,69	no llega	no llega
17:00	0	no llega	no llega	22,25	42,41	50	50	45,89	23,64	no llega	no llega	0
18:00	0	0	0	no llega	no llega	23,29	23,64	no llega	no llega	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
total	117,86	214,51	351,48	484,2	534,82	596,58	597,28	541,78	497,28	226,11	127,94	0
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	3653,7	6006,3	10895,9	14526,0	16579,4	17897,4	18515,7	16795,2	14918,4	7009,4	3838,2	0,0
TT en MWh	130635,5											
TT en GWh	130,6355											

Tabla 43. Energía producida para 48 módulos, $v_{max}=2$ m/s y 137 lazos

A continuación se expone la energía almacenada:

Energía almacenada para 48 módulos, $v_{max}=2$ m/s, 137 lazos y 4 h de almacenamiento (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
06:00	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
07:00	-----	-----	-----	-----	-----	8,25	11,41	-----	-----	-----	-----	-----
08:00	-----	-----	-----	-----	8,6	19,49	19,49	19,49	10,01	-----	-----	-----
09:00	-----	-----	-----	-----	14,57	19,49	19,49	19,49	14,57	-----	-----	-----
10:00	-----	-----	-----	1,92	17,74	19,49	19,49	19,49	14,57	-----	-----	-----
11:00	-----	-----	-----	2,27	19,14	19,49	19,49	19,49	13,52	-----	-----	-----

12:00	-----	-----	-----	2,28	19,49	19,49	19,49	19,49	12,82	-----	-----	-----
13:00	-----	-----	-----	2,27	19,14	19,49	19,49	19,49	13,52	-----	-----	-----
14:00	-----	-----	-----	1,92	17,74	19,49	19,49	19,49	14,57	-----	-----	-----
15:00	-----	-----	-----	-----	14,57	19,49	19,49	19,49	14,57	-----	-----	-----
16:00	-----	-----	-----	-----	8,6	19,49	19,49	19,49	10,01	-----	-----	-----
17:00	-----	-----	-----	-----	-----	8,25	11,41	-----	-----	-----	-----	-----
18:00	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
19:00	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
E.alma (kWh)	0	0	0	10,66	139,59	191,91	198,23	175,41	118,16	0	0	0
T.alma (h)	0	0	0	0,2132	2,7918	3,8382	3,9646	3,5082	2,3632	0	0	0
Qalm (kW)	0	0	0	30,81	403,51	554,75	573,02	507,05	341,56	0	0	0

Tabla 44. Energía almacenada para 48 módulos, $v_{max}=2$ m/s, 137 lazos y 4 h de almacenamiento

Finalmente se expone la producción de una central con almacenamiento de energía para 4 horas con 137 lazos:

Energía producida para 48 módulos, $v_{max}=2$ m/s, 137 lazos y 4h de almacenamiento (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0	0	23,29	23,64	0	0	0	0	0
07:00	0	0	0	22,25	42,41	50	50	45,89	23,64	0	0	0
08:00	0	13,56	31,98	44,85	50	50	50	50	50	16,69	0	0
09:00	19,47	28,86	41,37	50	50	50	50	50	50	28,86	21,21	0
10:00	18,43	27,81	41,72	50	50	50	50	50	50	28,86	19,47	0
11:00	14,6	25,03	40,68	50	50	50	50	50	50	27,11	15,99	0
12:00	12,86	23,99	39,98	50	50	50	50	50	50	23,07	14,6	0
13:00	14,6	25,03	40,68	50	50	50	50	50	50	27,11	15,99	0
14:00	18,43	27,81	41,72	50	50	50	50	50	50	28,86	19,47	0
15:00	19,47	28,86	41,37	50	50	50	50	50	50	28,86	21,21	0
16:00	0	13,56	31,98	50	50	50	50	50	50	16,69	0	0
17:00	0	0	0	27,76	50	50	50	50	50	0	0	0
18:00	0	0	0	0	50	50	50	50	50	0	0	0
19:00	0	0	0	0	50	50	50	50	41,8	0	0	0
20:00	0	0	0	0	32	50	50	50	0	0	0	0
21:00	0	0	0	0	0	50	50	21,3	0	0	0	0
22:00	0	0	0	0	0	15,2	21,87	0	0	0	0	0
total	117,86	214,51	351,48	494,86	674,41	788,49	795,51	717,19	615,44	226,11	127,94	0
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	3653,7	6006,3	10895,9	14845,8	20906,7	23654,7	24660,8	22232,9	18463,2	7009,4	3838,2	0,0
TT en MWh	156167,5											
TT en GWh	156,1675											

Tabla 45. Energía producida para 48 módulos, $v_{max}=2$ m/s, 137 lazos y 4 h de almacenamiento

La producción para esta configuración con 4 horas de almacenamiento es de 156,17 GWh al año y la inversión es de 169,09 millones de euros con lo que se obtiene un coste por kWh de:

Coste del kWh para 48 módulos, $v_{max}=2$ m/s , 137 lazos y 4 horas de almacenamiento (euros/kWh)	0,133
--	-------

Tabla 46. Coste del kWh para 48 módulos, $v_{max}=2$ m/s, 137 lazos y 4 h de almacenamiento

Como se puede apreciar en la tabla 55, el almacenamiento de energía se produce sobre todo en verano y primavera. En las otras estaciones no se almacenará energía pero si se aumenta la producción eléctrica por el aumento del número de lazos.

Se aprecia el aumento de número de horas en las que la producción es constante a 50 MW. Este es un factor muy importante para el rendimiento de la turbina y para el mantenimiento de toda la planta. Tener que estar parando y arrancando es muy malo para toda la central, dilataciones térmicas enormes, reducción del tiempo de funcionamiento de los componentes,...

Hay que tener en cuenta que se ha pasado de una producción de 112,8 GWh al año sin almacenamiento a 156,17 GWh al año con él, lo que hace que aumente los ingresos por la venta de energía. Además se mantiene prácticamente constante el coste de producción de la electricidad. Todo esto hace que sea conveniente poner almacenamiento de energía

6.2.2 Estudio de la instalación para un almacenamiento de 8 horas

Se va a realizar el mismo proceso pero ahora para 8 horas de almacenamiento. Para obtener mayor tiempo de almacenamiento el número de lazos tiene que aumentar.

Se comienza con la energía producida con 172 lazos sin almacenamiento de energía:

Energía producida para 48 módulos, $v_{max}=2$ m/s y 172 lazos (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	no llega	no llega	28,81	32,74	no llega	no llega	0	0	0
07:00	0	no llega	no llega	27,93	50	50	50	50	29,68	no llega	no llega	0
08:00	no llega	17,02	40,16	50	50	50	50	50	50	20,95	no llega	no llega
09:00	24,44	36,23	50	50	50	50	50	50	50	36,23	26,63	no llega
10:00	23,13	34,92	50	50	50	50	50	50	50	36,23	24,44	no llega
11:00	18,33	31,43	50	50	50	50	50	50	50	34,05	20,08	no llega
12:00	16,15	30,12	50	50	50	50	50	50	50	32,74	18,33	no llega
13:00	18,33	31,43	50	50	50	50	50	50	50	34,05	20,08	no llega
14:00	23,13	34,92	50	50	50	50	50	50	50	36,23	24,44	no llega
15:00	24,44	36,23	50	50	50	50	50	50	50	36,23	26,63	no llega
16:00	no llega	17,02	40,16	50	50	50	50	50	50	20,95	no llega	no llega
17:00	0	no llega	no llega	27,93	50	50	50	50	29,68	no llega	no llega	0

18:00	0	0	0	no llega	no llega	28,81	32,74	no llega	no llega	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
total	147,95	269,32	430,32	505,86	550	607,62	615,48	550	509,36	287,66	160,63	0
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	4586,5	7541,0	13339,9	15175,8	17050,0	18228,6	19079,9	17050,0	15280,8	8917,5	4818,9	0,0
TT en MWh	141068,8											
TT en GWh	141,0688											

Tabla 47. Energía producida para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s y 172 lazos

A continuación se expone la energía almacenada:

Energía almacenada para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 172 lazos y 8 h de almacenamiento (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
06:00	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
07:00	-----	-----	-----	-----	3,04	23,33	30,39	7,45	-----	-----	-----	-----
08:00	-----	-----	-----	6,12	23,77	37,45	37,45	37,45	25,54	-----	-----	-----
09:00	-----	-----	1,71	12,74	31,27	37,45	37,45	37,45	31,27	-----	-----	-----
10:00	-----	-----	2,15	15,39	35,24	37,45	37,45	37,45	31,71	-----	-----	-----
11:00	-----	-----	0,83	15,83	35,24	37,45	37,45	37,45	29,95	-----	-----	-----
12:00	-----	-----	-----	15,83	37,45	37,45	37,45	37,45	29,06	-----	-----	-----
13:00	-----	-----	0,83	15,83	35,24	37,45	37,45	37,45	29,95	-----	-----	-----
14:00	-----	-----	2,15	15,39	35,24	37,45	37,45	37,45	31,71	-----	-----	-----
15:00	-----	-----	1,71	12,74	31,27	37,45	37,45	37,45	31,27	-----	-----	-----
16:00	-----	-----	-----	6,12	23,77	37,45	37,45	37,45	25,54	-----	-----	-----
17:00	-----	-----	-----	-----	3,04	23,33	30,39	7,45	-----	-----	-----	-----
18:00	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
19:00	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
E.alma (kWh)	0	0	9,38	115,99	294,57	383,71	397,83	351,95	266	0	0	0
T.alma (h)	0	0	0,1876	2,3198	5,8914	7,6742	7,9566	7,039	5,32	0	0	0
Qalm (kW)	0	0	27,1	335,3	851,5	1109,2	1150,0	1017,4	768,9	0	0	0

Tabla 48. Energía almacenada para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s y 172 lazos y 8 h de almacenamiento

Finalmente se expone la producción de una central con almacenamiento de energía para 8 horas con 172 lazos:

Energía producida para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 172 lazos y 8 h de almacenamiento (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0	0	28,81	32,74	0	0	0	0	0
07:00	0	0	0	27,93	50	50	50	50	29,68	0	0	0
08:00	0	17,02	40,16	50	50	50	50	50	50	20,95	0	0
09:00	24,44	36,23	50	50	50	50	50	50	50	36,23	26,63	0
10:00	23,13	34,92	50	50	50	50	50	50	50	36,23	24,44	0

11:00	18,33	31,43	50	50	50	50	50	50	50	34,05	20,08	0
12:00	16,15	30,12	50	50	50	50	50	50	50	32,74	18,33	0
13:00	18,33	31,43	50	50	50	50	50	50	50	34,05	20,08	0
14:00	23,13	34,92	50	50	50	50	50	50	50	36,23	24,44	0
15:00	24,44	36,23	50	50	50	50	50	50	50	36,23	26,63	0
16:00	0	17,02	49,54	50	50	50	50	50	50	20,95	0	0
17:00	0	0	0	50	50	50	50	50	50	0	0	0
18:00	0	0	0	50	50	50	50	50	50	0	0	0
19:00	0	0	0	43,92	50	50	50	50	50	0	0	0
20:00	0	0	0	0	50	50	50	50	50	0	0	0
21:00	0	0	0	0	50	50	50	50	50	0	0	0
22:00	0	0	0	0	50	50	50	50	45,68	0	0	0
23:00	0	0	0	0	44,57	50	50	50	0	0	0	0
24:00	0	0	0	0	0	50	50	50	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	50	50	1,95	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	12,52	30,57	0	0	0	0	0
total	147,95	269,32	439,7	621,85	844,57	991,33	1013,31	901,95	775,36	287,66	160,63	0
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	4586,5	7541,0	13630,7	18655,5	26181,7	29739,9	31412,6	27960,5	23260,8	8917,5	4818,9	0,0
TT en MWh	196705,4											
TT en GWh	196,7054											

Tabla 49. Energía producida para 48 módulos, $v_{max}=2$ m/s, 172 lazos y 8 h de almacenamiento

La producción para esta configuración con 8 horas de almacenamiento es de 196,71 GWh al año y la inversión es de 217,61 millones de euros, con lo que se obtiene un coste por kWh de:

Coste del kWh para 48 módulos, $v_{max}=2$ m/s, 172 lazos y 8 horas de almacenamiento (euros/kWh)	0,133
---	-------

Tabla 50. Coste kWh para 48 módulos, $v_{max}=2$ m/s, 172 lazos y 8 h de almacenamiento

Con 8 horas de almacenamiento se produce energía hasta ya bien entrada la noche, las 2 de la mañana. Es un aumento considerable del tiempo y del total de producción. Además se consigue que la producción sea constante a 50 MW durante la mayor parte del tiempo en la que la turbina produce energía.

El coste por euros/kWh se ha mantenido constante en comparación con el almacenamiento de 4 horas pero la producción ha aumentado de 156,17 MW a 196,71 MW de potencia.

6.2.3 Estudio de la instalación para un almacenamiento de 12 horas

Por último se va a realizar el mismo proceso pero ahora para 12 horas de almacenamiento. Se comienza con la energía producida con 208 lazos sin almacenamiento de energía:

Energía producida para 48 módulos, $v_{max}=2$ m/s y 208 lazos (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	no llega	no llega	35,37	35,89	no llega	no llega	0	0	0
07:00	0	no llega	no llega	33,78	50	50	50	50	35,89	no llega	no llega	0
08:00	no llega	20,59	48,56	50	50	50	50	50	50	25,34	no llega	no llega
09:00	29,56	43,81	50	50	50	50	50	50	50	43,81	32,2	no llega
10:00	27,98	42,23	50	50	50	50	50	50	50	43,81	29,56	no llega
11:00	22,17	38	50	50	50	50	50	50	50	41,17	24,28	no llega
12:00	19,53	36,42	50	50	50	50	50	50	50	39,59	22,17	no llega
13:00	22,17	38	50	50	50	50	50	50	50	41,17	24,28	no llega
14:00	27,98	42,23	50	50	50	50	50	50	50	43,81	29,56	no llega
15:00	29,59	43,81	50	50	50	50	50	50	50	43,81	32,2	no llega
16:00	no llega	20,59	48,56	50	50	50	50	50	50	25,34	no llega	no llega
17:00	0	no llega	no llega	33,78	50	50	50	50	35,89	no llega	no llega	0
18:00	0	0	0	no llega	no llega	35,37	35,89	no llega	no llega	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0	no llega	no llega	0	0	0	0	0
total	178,98	325,68	447,12	517,56	550	620,74	621,78	550	521,78	347,85	194,25	0
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	5548,4	9119,0	13860,7	15526,8	17050,0	18622,2	19275,2	17050,0	15653,4	10783,4	5827,5	0,0
TT en MWh	148316,6											
TT en GWh	148,3166											

Tabla 51. Energía producida para 48 módulos, $v_{max}=2$ m/s y 208 lazos

A continuación se expone la energía almacenada:

Energía almacenada para 48 módulos, $v_{max}=2$ m/s, 208 lazos y 12 h de almacenamiento (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
06:00	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
07:00	-----	-----	-----	-----	14,3	38,84	47,38	19,64	-----	-----	-----	-----
08:00	-----	-----	-----	18,04	39,38	55,91	55,91	55,91	41,51	-----	-----	-----
09:00	-----	-----	12,7	26,04	48,44	55,91	55,91	55,91	48,44	-----	-----	-----
10:00	-----	-----	13,23	29,24	53,25	55,91	55,91	55,91	48,44	-----	-----	-----
11:00	-----	-----	11,63	29,77	55,38	55,91	55,91	55,91	46,84	-----	-----	-----
12:00	-----	-----	10,56	29,77	55,91	55,91	55,91	55,91	45,78	-----	-----	-----
13:00	-----	-----	11,63	29,77	55,38	55,91	55,91	55,91	46,84	-----	-----	-----
14:00	-----	-----	13,23	29,24	53,25	55,91	55,91	55,91	48,44	-----	-----	-----
15:00	-----	-----	12,7	26,04	48,44	55,91	55,91	55,91	48,44	-----	-----	-----
16:00	-----	-----	-----	18,04	39,38	55,91	55,91	55,91	41,51	-----	-----	-----
17:00	-----	-----	-----	-----	14,3	38,84	47,38	19,64	-----	-----	-----	-----
18:00	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
19:00	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----
E.alma (kWh)	0	0	85,68	235,95	477,41	580,87	597,95	542,47	416,24	0	0	0

T.alma (h)	0	0	1,7136	4,719	9,5482	11,6174	11,959	10,8494	8,3248	0	0	0
Qalm (kW)	0,0	0,0	247,7	682,1	1380,0	1679,1	1728,5	1568,1	1203,2	0,0	0,0	0,0

Tabla 52. Energía almacenada para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 208 lazos y 12 h de almacenamiento

Finalmente se expone la producción de una central con almacenamiento de energía para 12 horas con 208 lazos:

Energía producida para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 208 lazos y 12 h de almacenamiento (MWh)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0	0	35,37	35,89	0	0	0	0	0
07:00	0	0	0	33,78	50	50	50	50	35,89	0	0	0
08:00	0	20,59	48,56	50	50	50	50	50	50	25,34	0	0
09:00	29,56	43,81	50	50	50	50	50	50	50	43,81	32,2	0
10:00	27,98	42,23	50	50	50	50	50	50	50	43,81	29,56	0
11:00	22,17	38	50	50	50	50	50	50	50	41,17	24,28	0
12:00	19,53	36,42	50	50	50	50	50	50	50	39,59	22,17	0
13:00	22,17	38	50	50	50	50	50	50	50	41,17	24,28	0
14:00	27,98	42,23	50	50	50	50	50	50	50	43,81	29,56	0
15:00	29,59	43,81	50	50	50	50	50	50	50	43,81	32,2	0
16:00	0	20,59	50	50	50	50	50	50	50	25,34	0	0
17:00	0	0	50	50	50	50	50	50	50	0	0	0
18:00	0	0	34,24	50	50	50	50	50	50	0	0	0
19:00	0	0	0	50	50	50	50	50	50	0	0	0
20:00	0	0	0	50	50	50	50	50	50	0	0	0
21:00	0	0	0	50	50	50	50	50	50	0	0	0
22:00	0	0	0	19,73	50	50	50	50	50	0	0	0
23:00	0	0	0	0	50	50	50	50	50	0	0	0
24:00	0	0	0	0	50	50	50	50	50	0	0	0
1:00	0	0	0	0	50	50	50	50	50	0	0	0
2:00	0	0	0	0	50	50	50	50	2,13	0	0	0
3:00	0	0	0	0	27,41	50	50	50	0	0	0	0
4:00	0	0	0	0	0	50	50	42,47	0	0	0	0
5:00	0	0	0	0	0	50	50	0	0	0	0	0
6:00	0	0	0	0	0	16,24	33,84	0	0	0	0	0
total	178,98	325,68	532,8	753,51	1027,41	1201,61	1219,73	1092,47	938,02	347,85	194,25	0
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	5548,4	9119,0	16516,8	22605,3	31849,7	36048,3	37811,6	33866,6	28140,6	10783,4	5827,5	0,0
TT en MWh	238117,2											
TT en GWh	238,1172											

Tabla 53. Energía producida para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 208 lazos y 12 h de almacenamiento

La producción para esta configuración con 12 horas de almacenamiento es de 258,12 GWh al año y la inversión es de 266,96 millones de euros, con lo que se obtiene un coste por kWh de:

Coste del kWh para 48 módulos, $v_{max}=2$ m/s, 208 lazos y 12 horas de almacenamiento (euros/kWh)	0,133
--	-------

Tabla 54. Coste por kWh para 48 módulos, $v_{max}=2$ m/s, 208 lazos y 12 h de almacenamiento

Para un almacenamiento de 12 horas se consigue que aumente la producción hasta las 6 de la mañana. Como a esa hora ya se está produciendo energía de nuevo se tendría un problema de solapamiento. Por esto motivo esta configuración no es muy recomendable.

6.2.4 Número de horas de almacenamiento elegido

Se ha considerado que la mejor opción para instalar un sistema de almacenamiento es el de 8 horas. Ya que el coste por kWh es constante en 4 horas y 8 horas de almacenamiento y se obtiene una mayor producción de energía sin tener problemas adicionales.

Una vez elegido el almacenamiento de 8 horas se va a exponer el funcionamiento de la central gráficamente. Se va a realizar por estaciones, verano, otoño, primavera e invierno ya que por meses es demasiado confuso:

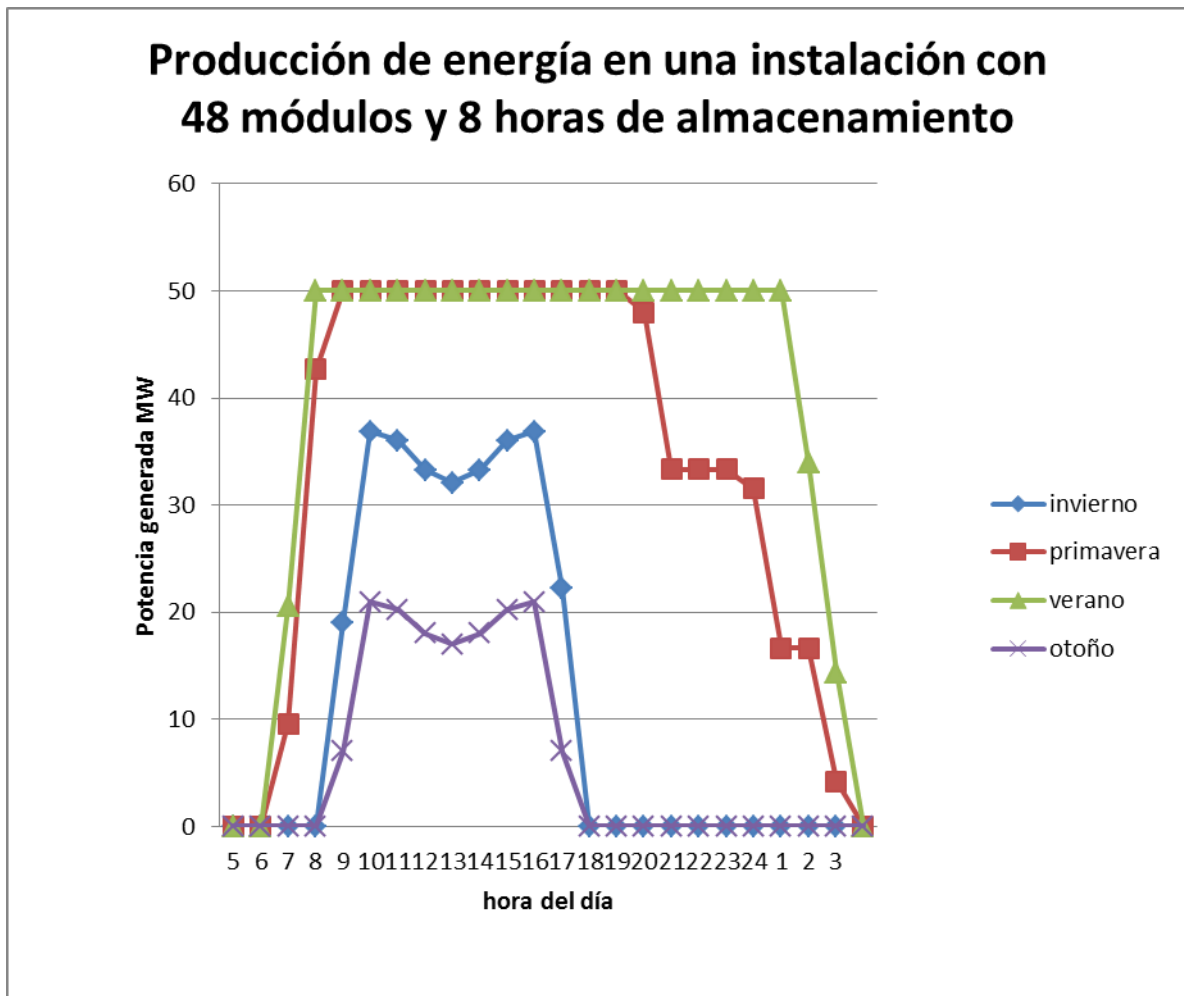


Figura 50. Producción de energía para 48 módulos y 8 h de almacenamiento

En esta gráfica se aprecia muy bien cómo afectan las estaciones a la producción de energía. En los meses de verano y primavera la producción es constante a 50 MW hasta horas después de haberse ido el sol. Sin embargo, la producción en otoño e invierno es mucho menor porque la radiación incidente es menor y los efectos ópticos y geométricos afectan en mayor medida en estos meses debido al ángulo de incidencia. En las horas centrales del día en estos meses la producción cae por el efecto coseno. Se puede observar que la potencia obtenida en otoño es menor que en invierno debido a que la radiación incidente es menor en otoño. Una posible explicación de este hecho es que otoño es una estación con muchas lluvias y por lo tanto con mucha nubosidad. Esto hace que la radiación directa baje bruscamente y provoque días sin casi radiación directa aumentando la difusa. Al realizar el estudio con un año tipo, estos días sin radiación directa no se verán en la tabla con valores muy bajos pero sí afecta reduciendo la media de radiación directa incidente en los días en que sí hay radiación.

Para subsanar los problemas de no producir a máxima carga se introduce un nuevo elemento, la caldera auxiliar que se explicará en el siguiente capítulo.

CAPÍTULO 7. Cálculo y análisis una central con almacenamiento y caldera auxiliar

7. Central con almacenamiento de energía y caldera auxiliar

En este apartado se va a comentar como afecta añadir una caldera auxiliar a una central termosolar con almacenamiento de energía. Para hacerse una idea rápidamente de cómo será la central se va a mostrar un esquema de la central de Andasol I que tiene los mismos elementos básicos que la se ha expuesto en el proyecto:

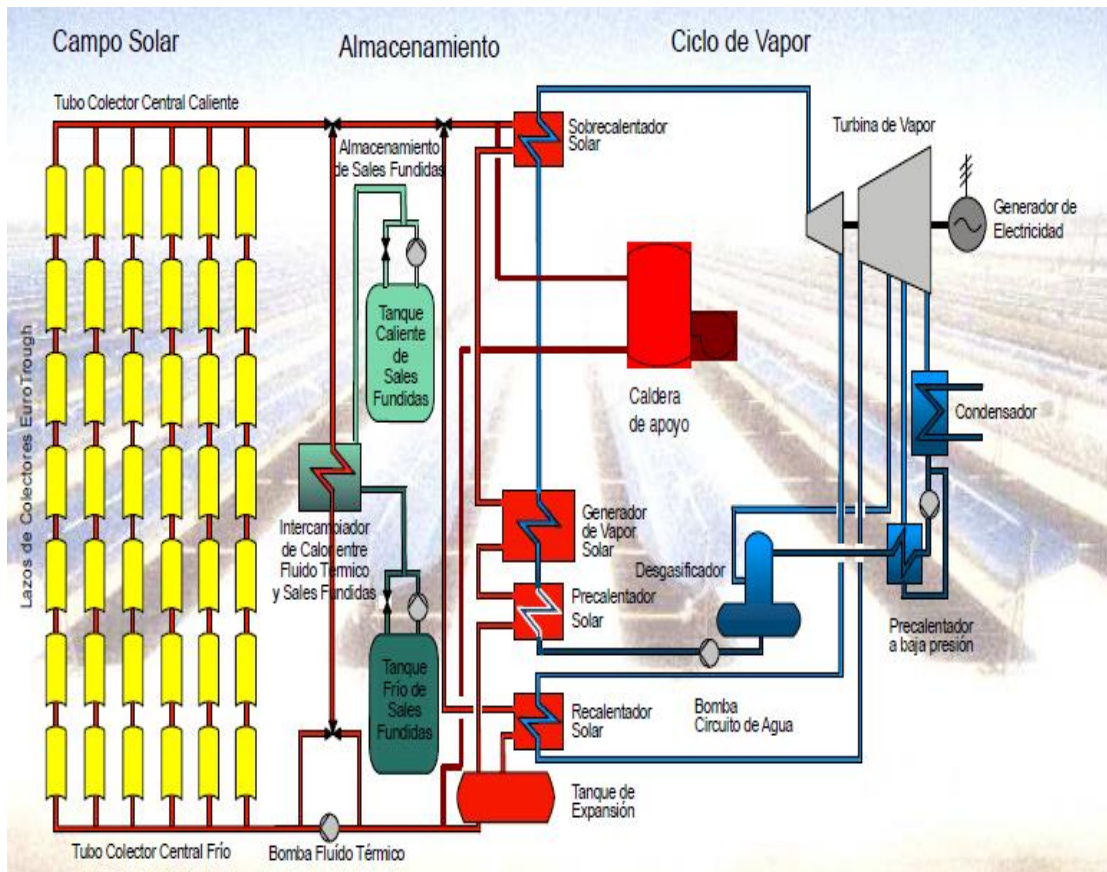


Figura 51. Esquema de los elementos básicos de la central de Andasol I [29]

Las principales ventajas de utilizar una caldera de gas natural en una instalación solar son:

- Adaptar la generación a la demanda eléctrica.
- Estabilidad de la producción en los transitorios.
- Mayor control de la producción.
- Mayor utilización de los equipos de generación eléctrica.
- Mayor rendimiento del ciclo Rankine.
- Apoyo en arranques.

7.1 Ingresos de la instalación

Los ingresos que tiene una central de este tipo son por la venta de electricidad. El precio de venta y la producción de electricidad está fijado por la legislación vigente:

Este tipo de proyectos están sujetos a las disposiciones del Real Decreto 661/2007 en el que se regula la producción de energía eléctrica sujeta al régimen especial de generación, y donde se garantiza la venta de la electricidad a un precio mínimo. Las plantas termosolares se enmarcan dentro del subgrupo b.1.2:

Dentro del Grupo b.1. “Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar”, se incluye el Subgrupo b.1.2. “Instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad”. En estas instalaciones se podrán utilizar equipos que utilicen un combustible para el mantenimiento de la temperatura del fluido transmisor de calor para compensar la falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía.

La generación eléctrica a partir de dicho combustible deberá ser inferior, en cómputo anual al 12 por ciento de la producción total de electricidad si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción a) del artículo 24.1 de este real decreto que estipula la posibilidad de ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatio hora.

En todo caso, dicho porcentaje podrá llegar a ser el 15 por ciento si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción b) del citado artículo 24.1, que posibilita vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatio hora.

La retribución que se recibirá gracias a la venta de electricidad cambia dependiendo de la opción elegida entre las dos opciones que propone el artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007:

- *Ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatio hora.*
- *Vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado, en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatio hora.*

Para el subgrupo b.1.2, existe, por tanto la posibilidad de venta a tarifa regulada o mediante prima de referencia (prima + mercado).

La prima a percibir en cada hora, se calcula de la siguiente forma:

- *Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia comprendidos entre el límite superior e inferior establecidos para un determinado grupo y subgrupo, el valor a percibir será la prima de referencia para ese grupo o subgrupo, en esa hora.*
- *Para valores del precio del mercado de referencia más la prima de referencia inferior o igual al límite inferior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite inferior y el precio horario del mercado diario en esa hora.*
- *Para valores del precio del mercado de referencia comprendidos entre el límite superior menos la prima de referencia y el límite superior, el valor de la prima a percibir será la diferencia entre el límite superior y el precio del mercado de referencia en esa hora.*
- *Para valores del precio del mercado de referencia superiores o iguales al límite superior, el valor de la prima a percibir será cero en esa hora.*

Esta legislación estaba vigente hasta el 1 de enero de 2013 ya que el pasado 2 de febrero se publicó RDL 2/2013 que elimina la opción de mercado más prima. Esta modalidad es la que se acogían la mayoría de instalaciones, permitía a las plantas vender la electricidad y recibir como contraprestación el precio que marcaba el mercado más una prima de referencia que durante el año pasado estaba establecida en 28,1894 c€/kWh [30].

La nueva norma establece que desde el 1 de enero de 2013, las centrales sólo podrían acogerse a la modalidad de tarifa regulada, pasando a esta automáticamente todas las centrales que no lo estuvieran. Incluso se establece que la liquidación de la prima por el periodo desde el 1 de enero hasta la entrada en vigor del decreto, será conforme a la modalidad de tarifa regulada para todos los casos. Durante el año pasado la tarifa regulada quedó fijada en 29,8957 c€/kWh.

Se va a analizar cómo afectan las dos formas de vender la energía del año pasado para ver el cambio que esto supone para las instalaciones termosolares.

Para calcular el precio de venta de la electricidad generada por la central, se debe de tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Precio medio del mercado: 4,862 c€/kWh el 15/04/2013
- Complemento por reactiva: Según lo dispuesto en el artículo 29 del Real Decreto 661/2007:

Toda instalación acogida al régimen especial, en virtud de la aplicación de este real decreto, independientemente de la opción elegida en el artículo 24.1, recibirá un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como porcentaje, en función del factor de potencia con el que se entregue la energía del valor de 7.8441 c€/kWh, que será revisado anualmente.

El valor que se va a tomar para dicho complemento se va a coger de la actualización realizada en la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las

instalaciones del régimen especial. En ella el complemento por energía reactiva, queda fijado en 8,2954 c€/kWh.

Por lo que el precio de venta según la opción queda fijado en:

- **Opción tarifa regulada:** $29,8957 \text{ c€/kWh} + 8,2954 \text{ c€/kWh} * 6 \% = 30,39 \text{ c/kWh}$
- **Opción prima de referencia + mercado:** $4,862 \text{ c€/kWh} + 28,1894 \text{ c€/kWh} + 8,2954 \text{ c€/kWh} * 6\% = 33,55 \text{ c€/kWh}$

Como se puede observar la diferencia es bastante considerable. El sector está muy enfadado y pide que se rectifique. Hay que pensar que además de las pérdidas que esto conlleva hay que añadir la intranquilidad que supone en el mercado la posibilidad de más cambios en el futuro.

7.2 Coste de la caldera auxiliar

El coste de la caldera auxiliar se ha fijado en 380 euros por MW_{eléctrico}, dato obtenido de la bibliografía [23]. El coste de gas natural se ha tomado como referencia el CbmpGN, coste base de la materia prima de gas natural que aparece en la Secretaría de Estado de Energía. Para el segundo trimestre de 2013 el valor es de:

$$C_{\text{bmpGn}} = 3.3875 \text{ c€/kWh PCS} \quad (106)$$

Para hacerlo más restrictivo se va a pasar a PCI, $PCS/PCI = 1,1$. Con lo que obtenemos un CbmpGn de 3,72625 c€/kWh PCI[31].

7.3 Producción final de la instalación

Con la caldera auxiliar se va a producir un 15% más ya que es el límite por ley. Este 15% más se va a utilizar para completar las horas que se produce pero no se llega a 50 MW. Una vez completada estas horas se añadirán a los meses de otoño ya que son los que menos producción tienen y así hacer la producción de la planta más constante. De esta manera la producción queda de la siguiente manera:

Energía producida para 48 módulos, $v_{\text{max}}=2 \text{ m/s}$, 172 lazos, 8h almacenamiento y caldera auxiliar (MWhe)												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
05:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0	0	28,81	32,74	0	0	0	0	0
07:00	0	0	0	27,93	50	50	50	50	29,68	0	0	0
08:00	0	17,02	40,16	50	50	50	50	50	50	20,95	0	0
09:00	24,44	50	50	50	50	50	50	50	50	50	26,63	0
10:00	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
11:00	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50

12:00	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
13:00	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
14:00	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
15:00	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	26,63	0
16:00	0	50	50	50	50	50	50	50	50	20,95	0	0
17:00	0	0	50	50	50	50	50	50	50	0	0	0
18:00	0	0	0	50	50	50	50	50	50	0	0	0
19:00	0	0	0	50	50	50	50	50	50	0	0	0
20:00	0	0	0	50	50	50	50	50	50	0	0	0
21:00	0	0	0	50	50	50	50	50	50	0	0	0
22:00	0	0	0	0	50	50	50	50	45,68	0	0	0
23:00	0	0	0	0	44,57	50	50	50	0	0	0	0
24:00	0	0	0	0	0	50	50	50	0	0	0	0
01:00	0	0	0	0	0	50	50	1,95	0	0	0	0
02:00	0	0	0	0	0	12,52	30,57	0	0	0	0	0
03:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
total	324,44	417,02	490,16	727,93	844,57	991,33	1013,31	901,95	775,36	391,9	303,26	250
Días mes	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Total mes	10057,6	11676,6	15195	21837,9	26181,7	29739,9	31412,6	27960,5	23260,8	12148,9	9097,8	7750
TT en MWh	226319,2											
TT en GWh	226,3192											

Tabla 55. Energía para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 172 lazos, 8 h de almacenamiento y caldera auxiliar

La producción para esta configuración, con 8 horas de almacenamiento y caldera auxiliar es de 226,32 GWh al año y la inversión es de 235,62 millones de euros, con lo que se obtiene un coste por kWhe de:

Coste del kWhe para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 172 lazos, 8 horas de almacenamiento y caldera auxiliar (euros/kWhe)	0,141
--	-------

Tabla 56. Coste kWhe para 48 módulos, $v_{\max}=2$ m/s, 172 lazos, 8 h de almacenamiento y caldera auxiliar

Para analizar mejor la producción se analiza por meses de manera gráfica:

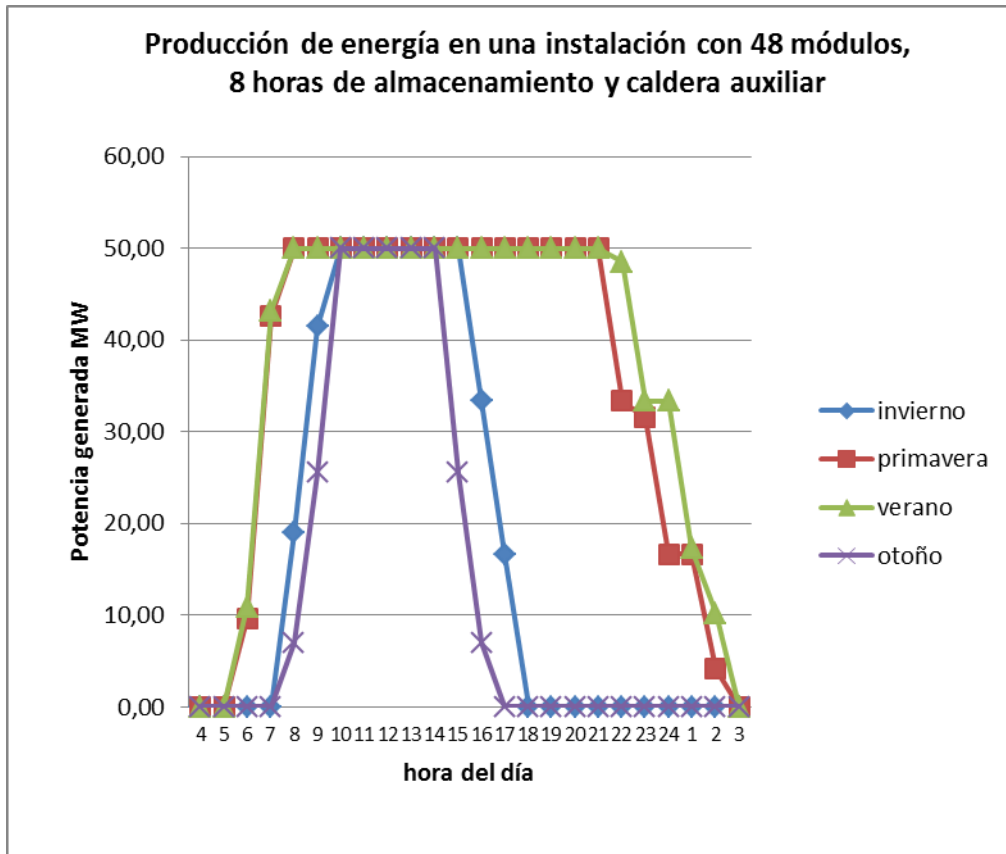


Figura 52. Producción de energía para 48 módulos, 8 h de almacenamiento y caldera auxiliar.

Se puede observar que ahora se está produciendo la mayor parte del tiempo a plena carga, fundamental para el mantenimiento de la central.

Se va a comparar el funcionamiento de la central del proyecto con la central de Andasol I. Esta central tiene los mismos elementos principales que la analizada en el proyecto. Andasol I cuenta con 48 módulos por lazo, caldera auxiliar y un tiempo de almacenamiento de 7,5 horas:

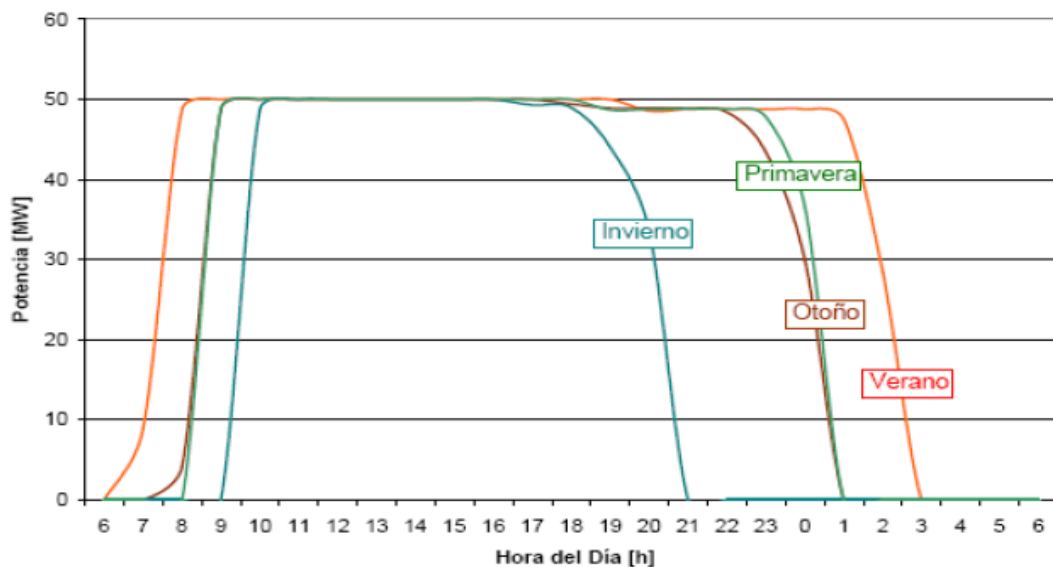


Figura 53. Producción de Andasol I para las diferentes estaciones del año

Como se puede observar el funcionamiento de la planta es muy parecido. Una diferencia apreciable es la producción en otoño, en Andasol I hay mayor producción que en nuestro proyecto, bastante más que en invierno. Además estas dos estaciones tienen una mayor producción. Este hecho puede estar provocado por haber realizado los cálculos con un año tipo el cual está muy afectado por los datos en días nublados reduciendo la radiación directa y en consecuencia la producción de la instalación.

En cuanto a las coincidencias se observa que la forma de producción es la misma. Aumenta rápidamente según se tiene radiación suficiente para operar y se mantiene en el tope de producción haciendo que la turbina trabaje a su máximo. Al final del día cuando se acaba el almacenamiento cae bruscamente, dejando de operar la turbina. Con este funcionamiento se consigue aprovechar al máximo la planta y elevar su rendimiento.

Un aspecto importante en el proyecto es el coste de la producción de electricidad. Se va a comparar con plantas con los mismos elementos principales para ver si los costes son razonables. En la siguiente figura se puede observar muy bien estos costes:

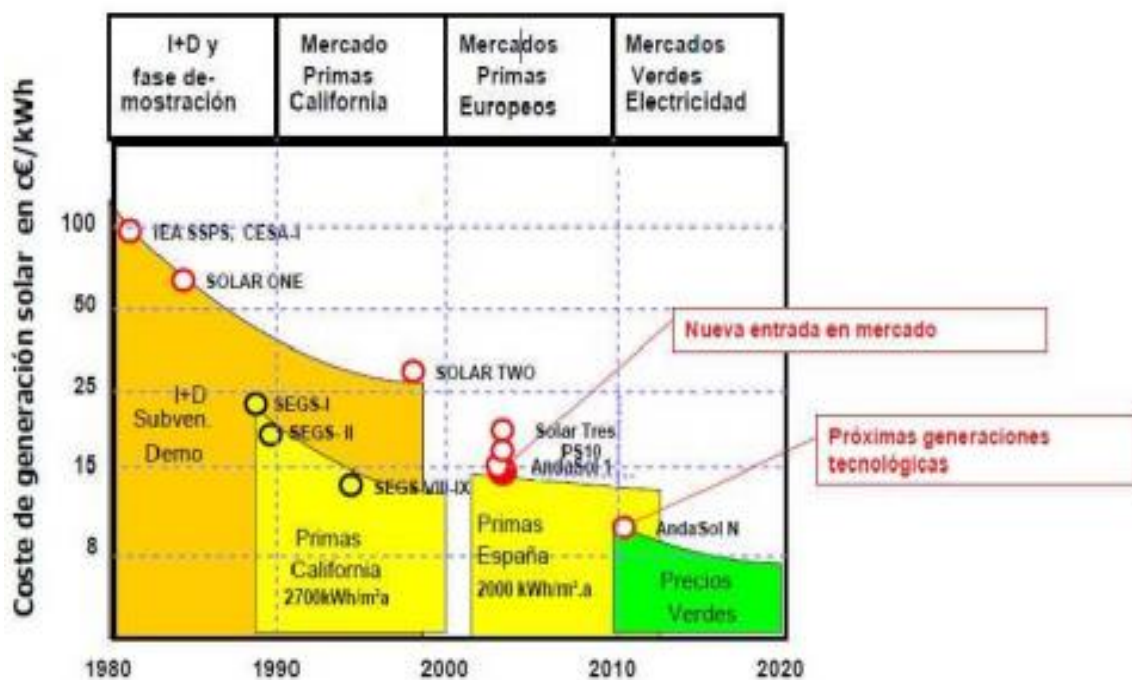


Figura 54. Coste de generación de electricidad en diferentes instalaciones [32]

Como se mencionó anteriormente, la planta de Andasol I es muy parecida a la estudiada en este proyecto. Se puede observar que el coste de producción está un poco por debajo de los 15 cé/kWh, muy similar al coste de nuestro proyecto que se sitúa en 14,1 cé/kWh. Por lo tanto parece que los costes se ajustan a la realidad.

CAPÍTULO 8. Conclusiones del proyecto

8.1 Conclusiones del proyecto

En el proyecto se ha diseñado una central termosolar cilíndrico parabólica de 50 MW en Las cabezas de San Juan, Sevilla. La instalación cuenta 48 módulos por lazo con 8 horas de almacenamiento y caldera auxiliar. La producción de la instalación obtenida es de 226,32 GWh al año.

El primer estudio que se realizó en el proyecto fue analizar el sistema de seguimiento solar y ver cómo afecta el ángulo de incidencia. Este ángulo se comprobó que es un factor muy importante en la captación de la radiación solar. El ángulo de incidencia produce el efecto coseno, el cual, altera la captación de radiación solar haciendo que haya meses en el que la radiación absorbida no aumenta progresivamente según lo hace la radiación solar incidente. Se comprobó la diferencia que existe entre la eficiencia óptica y geométrica de un mes de verano y uno de invierno. A las doce del mediodía del mes de Junio llega hasta un 77% mientras que en enero es de un 26%.

Uno de los estudios principales del proyecto era analizar el punto de diseño de la instalación. En muchos estudios se daba por hecho que el punto de diseño óptimo era el día y la hora con más radiación, el 21 de Junio a las 12 del mediodía. Este punto de diseño se realiza porque en él no se sobredimensiona la instalación. En este proyecto se ha analizado la instalación con sobredimensionamiento para estudiar si es más rentable que sin sobredimensionamiento. Para realizar este estudio se analizaron dos configuraciones diferentes de 48 y 72 módulos por lazo. Se comprobó que para ambas configuraciones sobredimensionar la planta era beneficioso en términos económicos.

También se estudió cual era la configuración más adecuada en cuanto al número de módulos por lazo, 48 o 72. Se comprobó que el coste por kilovatio hora de las dos configuraciones en el punto óptimo era muy parecido por lo que había que analizar otros aspectos para llegar a la conclusión. Para 72 módulos la velocidad a la que transcurría el fluido era muy elevada y se pensó que esta configuración podía ser mejor para sales como fluido de trabajo en lugar de aceite ya que puede alcanzar mayores temperaturas y reducir de esa forma la velocidad. Por lo tanto se llegó a la conclusión que 48 módulos podía ser la mejor configuración.

En el transcurso del proyecto se ha podido comprobar las ventajas que supone tener un sistema de almacenamiento y una caldera auxiliar.

Los beneficios que se han podido observar que aporta el sistema de almacenamiento son la reducción de los arranques y paradas y el aumento de la producción de la central que de pasa de 112,8 GWh al año a 196,71 GWh al año con 8 horas de almacenamiento, un 74,39 % más. Además hace que la turbina trabaje mayor tiempo a máxima carga con lo que aumenta el rendimiento y aumenta el tiempo de vida de los elementos. El coste de producción de electricidad por kWh se mantiene con respecto a una instalación sin almacenamiento. Por lo tanto es recomendable su instalación en la planta.

La caldera auxiliar de gas natural aporta múltiples ventajas como aumentar el control de la producción, aumentar la utilización de los equipos de generación eléctrica, etc. Su coste no es muy elevado por lo que no aumenta mucho el coste de producción de

la electricidad y aporta muchas ventajas. Por lo tanto se puede concluir que con la legislación vigente es aconsejable instalarlo.

Durante el proyecto se han ido analizando varias opciones de diseño y viendo cual era mejor. Para ver que opción era mejor se comparaba con las demás en términos económicos. Esto se consiguió haciendo un estudio del coste de los diferentes elementos que conforma la central y la producción que generaban. En una instalación con 48 módulos por lazo con almacenamiento de 8 horas y caldera auxiliar se alcanzó un coste de la producción de la electricidad de 14,1 c€/kWh. Este coste se comparó con otras plantas de 50 MW que existen en realidad y se observó que tienen un coste muy similar. Por lo tanto se puede decir que el diseño de la central puede estar cercano a la realidad.

El coste de producción de la electricidad es todavía demasiado elevado si se quiere competir en igualdad de condiciones con las tecnologías tradicionales. Se están investigando muchos elementos dentro de las instalaciones de este tipo para la disminución de su coste y se piensa que en un futuro puede llegar a ser una fuente de producción de electricidad muy importante.

8.2 Mejoras propuestas

El diseño de una central termosolar cilíndrico-parabólica es muy complejo por lo que durante el proyecto se han realizado muchas simplificaciones y se han asumido algunos errores intentando que sean los menores posibles.

Uno de los puntos en los que se podía mejorar el proyecto es en los intercambiadores de calor. Se han realizado de una manera simple ya que no era el objetivo del proyecto. Un estudio pormenorizado de estos elementos puede mejorar los resultados del proyecto.

Otro aspecto que se puede mejorar es el tener en cuenta la pérdida de carga que sufren los fluidos al circular por los tubos. Al igual que se puede incorporar al proyecto la pérdida de rendimiento de la turbina por trabajar con cargas diferentes a la máxima.

Además el análisis económico es muy simple, analizando solo el coste por kilovatio hora de producción. Se pueden realizar estudios mucho más completos analizando la rentabilidad y amortización de la central.

8.3 Futuros estudios

En futuros estudios además de incorporar las propuestas anteriores se puede analizar la rentabilidad de utilizar otros elementos en la instalación.

Un estudio interesante sería el análisis de las diferentes opciones de almacenamiento de calor. El almacenamiento de calor no es nada sencillo y hay mucho estudio por delante en este elemento.

Otro de los estudios que más se puede trabajar es la utilización de sales orgánicas como fluido de trabajo. En la actualidad se está investigando la posibilidad de este cambio en el diseño para mejorar la rentabilidad de la central.

Además se pueden investigar cada uno de los elementos de la central para reducir su coste o mejorar sus propiedades.

REFERENCIAS

- [1] <http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/curso/contenidos/docpdf/capitulo05.pdf>
- [2] http://www2.cab.cnea.gov.ar/ieds/extras/actividades/2012/art_dp_crec_dem_e.pdf
- [3] <http://naukas.com/2012/12/18/energia-sin-co2-un-problema-presente-reduccion-de-emisiones-de-co2/>
- [4] <http://www.andaluciainvestiga.com/espanol/noticias/11/5777.asp>
- [5] <http://www.centralestermosolares.com/>
- [6] <http://www.ayecertificaciones.com/2012/12/espana-tecnologia-termosolar/>
- [7] <http://www.evwind.com/2012/09/18/una-delegacion-del-gobierno-de-sudafrica-visita-la-termosolar-gemasolar/>
- [8] <http://www.ucm.es/info/fisatom/docencia/Masterfisica/aplicaciones%20termicas/temas/Tema%2003.c.%20Plantas%20termosolares%20de%20Centrales%20de%20foco%20pntual.nov2011.pdf>
- [9] Duffie, J. A.; Beckman, W. A. *Solar engineering of thermal processes*. Wiley-Interscience. 2ª Edición. 1980.919 p.
- [10] Kalogirou, S. *Solar energy engineering, processes and systems*. Elsevier Inc. 2009.760 p. ISBN: 978-0-12-3745501-9
- [11] Kalogirou, S. Solar thermal collectors and applications. Elsevier. Progress in energy and combustion science. 2004. Vol. 30, 99. 231-295
- [12] <http://www.termosolar.renovetec.com/>
- [13] <http://thefirststarg2.wordpress.com/tag/colectores-cilindro-parabolicos/>
- [14] <http://renewablengineering.blogspot.com.es/2011/05/planta-solar-termoelectrica-de-50-mw.html>
- [15] www.protermosolar.com
- [16] <http://educamevial.wordpress.com/2012/06/17/el-poder-de-los-cilindros-parabolicos-en-la-planta-termosolar-de-villena/>
- [17] <http://www.opex-energy.com/ES/>
- [18] R.Forrinstall, *Heat Transfer Analysis and Modeling of a Parabolic TroughSolar Receiver Implemented in Engineering Equation Solver*. NREL
- [19] Michael J. Wagner;Paul Gilman, *Technical Manual for the SAM Physical Trough Model*. NREL
- [20] <http://www.info-renovables.com/>
- [21] Doug A. Brosseau, Paul F. Hlava, Michael J. Kelly, *Testing Thermocline Filler Materials and Molten-Salt*. NREL
- [22] http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/steam-turbines/Industrial_Steam_Turbines_sp.pdf
- [23] M.J. Montes, (2008). “Análisis y propuestas de sistemas solares de alta exergía que emplean agua como fluido calorífero”. Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Madrid, España.
- [24] Montes, M.J. et al. *Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors* .Solar Energy 83 (2009) 2165-2176, Elsevier. Agosto, 2009.12 p.
- [25] Agencia andaluza de la energía.
- [26] http://www.esi2.us.es/~jfc/Descargas/TC/Coleccion_tablas_graficas_TC.pdf
- [27] <http://twt.mpei.ac.ru/TTHB/HEDH/HTF-VPI.PDF>
- [28] Ari Rabl. *Active solar collectors and their applications*. Oxford University Press, 1985.

- [29] <http://www.upcomillas.es/catedras/crm/report05/Comunicaciones/Mesa%20IV/D.%20Antonio%20G%C3%B3mez%20Zamora%20-%20Andasol%20I%20y%20II.%20ACS-Cobra.pdf>
- [30] <http://es.csptoday.com/mercados/la-termosolar-indefensa-tendr%C3%A1-que-esperar-marzo-de-2015-para-recurrir-los-nuevos-recortes>
- [31] http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2013-2876
- [32] <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70221/fichero/3+Situaci%C3%B3n+actual+de+la+Tecnolog%C3%ADa+Termosolar.pdf>
- [33] ANGELA M. PATNODE, (2006). “*Simulation and Performance Evaluation of Parabolic Trough Solar Power Plants*”. Tesis Doctoral, University of Wisconsin-Madison.
- [34] Gnielinski, V., 1976, “*New equations for heat and mass transfer in turbulent pipe flow and channel flow*”, International Chemical Engineering 16 (2), pp. 359–368.
- [35] <http://www.chemgoodies.com/SteamCalculator.aspx>
- [36] Frank P. Incropera, David P. DeWitt, “Introduction to heat transfer”
- [37] Y.S Touloukian, D. P. DeWitt, “Thermal radiative properties: nonmetallic solids”
- [38] Lippke, F., 1995, “Simulation of the Part-Load Behaviour of a 30 MWe SEGS Plant”, Report No. SAND95-1293, SNL, Albuquerque, NM (EEUU)
- [39] John A. Duffie, William A. Beckmann, “Solar Engineering of Thermal Processes”
- [40] Pitz-Paal, R. et al., 2007. Development Steps for Parabolic Trough Solar Power Technologies with Maximum Impact on Cost Reduction. Journal of Solar Energy Engineering, 129 (4), pp. 371-377.
- [41] Kelly, B., 2006, “Nexant Parabolic Trough Solar Power Systems Analysis. Task 1: Preferred Plant Size”, Report No. NREL/SR-550-40162, NREL, Colorado (EEUU).
- [42] Sargent & Lundy LLC Consulting Group, 2003, “Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts”, Report No. NREL/SR-550-34440, NREL, Colorado (EEUU)
- [43] <http://ocw.unia.es/>