

UNIVERSIDAD CARLOS III de MADRID

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR



PROYECTO FIN DE CARRERA

DISEÑO DE UNA CENTRAL SOLAR TERMoeLECTRICA
DE 50 MW CON 4 HORAS DE ALMACENAMIENTO CON
TECNOLOGÍA DE CANALES PARABOLICOS.

TITULACIÓN: INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL MECÁNICA.

DIRECTOR DE PROYECTO: Pedro Acisclo Rodríguez Aumente

ALUMNO: Diego Crespo Mencía

28 de Octubre de 2010

PROYECTO FIN DE CARRERA

DISEÑO DE UNA CENTRAL SOLAR TERMoeLECTRICA
DE 50 MW CON 4 HORAS DE ALMACENAMIENTO CON
TECNOLOGÍA DE CANALES PARABOLICOS.

TITULACIÓN: INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL MECÁNICA.

DIRECTOR DE PROYECTO: Pedro Acisclo Rodríguez Aumente

ALUMNO: Diego Crespo Mencía

28 de Octubre de 2010

ÍNDICE

CAPÍTULO I. JUSTIFICACIÓN DE PROYECTO	Pág. 9
1. Las energías renovables en el mix de generación eléctrica y el imprescindible papel de la termosolar	Pág. 9
2. Particularidades de las centrales termosolares	Pág. 13
3. Historia de la energía Termosolar.	Pág. 16
4. Situación actual a nivel nacional e internacional.	Pág. 20
4.1. Situación en España.	Pág. 20
4.2. Situación internacional.	Pág. 28
5. Principales tecnologías termosolares.	Pág. 33
6. Perspectivas de evolución tecnológica y de reducción de costes	Pág. 43
CAPITULO II ASPECTOS GENERALES DEL PROYECTO	Pág. 45
1. Especificaciones generales del proyecto y elección del tipo de planta	Pág. 45
2. El marco normativo de apoyo actual.	Pág. 47
3. Procedimientos administrativos y de promoción del proyecto	Pág. 49
CAPÍTULO III DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.	Pág. 52
1. Descripción del sistema.	Pág. 52
2. Componentes del sistema	Pág. 56
2.1 El campo solar	Pág. 57
2.1.1 La cimentación y la estructura soporte.	Pág. 57
2.1.2 Reflector cilindro parabólico.	Pág. 59
2.1.3 Tubo absorbedor o receptor.	Pág. 61
2.1.4 Sistema de seguimiento solar	Pág. 62
2.1.5 Fluido de transferencia	Pág. 64
2.2 Sistema de almacenamiento	Pág. 67
2.2.1 Intercambiador de calor aceite-sales	Pág. 68
2.2.2 Tanques de almacenamiento de sales fundidas	Pág. 68
2.2.3 Manejo de las sales fundidas.	Pág. 69
2.2.4 Sistemas de drenajes.	Pág. 69
2.2.5 Alternativas de fluido de trabajo.	Pág. 70
2.3 Sistema de conversión de potencia	Pág. 72
2.3.1 Generador de vapor	Pág. 73
2.3.2 Turbina	Pág. 73
2.3.3 Precalentador	Pág. 75
2.3.4 Desgasificador	Pág. 75
2.3.5 Condensador	Pág. 75
2.3.6 Caldera auxiliar	Pág. 75
2.3.7 Alternador y evacuación a la red	Pág. 77
2.4 Sistema de control	Pág. 77
2.5 Sistema eléctrico	Pág. 77
2.6 Sistemas auxiliares	Pág. 78
(Meteorológicos, traída y tratamiento del agua, limpieza de espejos, ...)	

CAPITULO IV DIMENSIONAMIENTO DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES	Pág. 81
1. Año típico de radiación solar	Pág. 81
2. Dimensionamiento y configuración del campo solar y sus componentes	Pág. 84
3. Dimensionamiento del sistema de almacenamiento	Pág. 98
4. Cálculo de potencia de bombeo.	Pág. 102
5. Cálculo del depósito de expansión de aceite.	Pág. 109
6. Elección de la turbina y análisis de prestaciones.	Pág. 110
CAPITULO V MODOS DE OPERACIÓN	Pág. 116
CAPITULO VI CALCULO DE PRODUCCION	Pág. 123
CAPITULO VII IMPACTO AMBIENTAL	Pág. 126
CAPITULO VIII ANALISIS ECONOMICO	Pág. 140
CAPÍTULO IX CONCLUSIONES.	Pág. 147
Bibliografía	Pág. 149

ÍNDICE de ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Energías renovables en el contexto energético.	Pág. 11
Ilustración 2. Zonas de insolación en los distintos continentes.	Pág. 12
Ilustración 3. Previsión de la evolución de la potencia instalada por países hasta 2014/ Fuente: Emerging Energy Research.	Pág. 12
Ilustración 4. Plantas de principios de los 80. España, USA, Francia, Italia y Japón.	Pág. 16
Ilustración 5. Primer heliostato europeo.	Pág. 17
Ilustración 6. Imagen aérea de la PSA en funcionamiento	Pág. 17
Ilustración 7. Centrales SEGS, en Mojave, California.	Pág. 19
Ilustración 8. Mapa de plantas en operación, construcción avanzada y preasignadas./ Fuente: Protermosolar	Pág. 20
Ilustración 9. PS 10	Pág. 21
Ilustración 10. PS 20.	Pág. 22
Ilustración 11. Plantas “Solnovas”.	Pág. 22
Ilustración 12. Andasol 1 y 2	Pág. 23
Ilustración 13. Puertollano, Iberdrola	Pág. 24
Ilustración 14. La Risca de Acciona	Pág. 24
Ilustración 15. Extresol 1, de ACS-Cobra	Pág. 25
Ilustración 16. PE 1, de Novatec.	Pág. 26
Ilustración 17. La Florida, de SAMCA.	Pág. 26
Ilustración 18. Previsión de entrada en operación de centrales termosolares en 2010 en España	Pág. 27
Ilustración 19. Roadmap de la Agencia Internacional de la Energía.	Pág. 28
Ilustración 20. Plantas EE.UU.	Pág. 29
Ilustración 21. Plantas en Oriente Medio y Norte de África.	Pág. 29
Ilustración 22. Potencia termosolar prevista en 2020 de acuerdo a los PAN’s de los distintos Estados Miembros	Pág. 32
Ilustración 23. Esquema de las cuatro tecnologías.	Pág. 33
Ilustración 24. Principio de funcionamiento de central de receptor central	Pág. 34
Ilustración 25. Toma frontal de receptor central.	Pág. 34
Ilustración 26. Pérdidas coseno de gamma.	Pág. 36
Ilustración 27. Concentrador de Fresnel	Pág. 38
Ilustración 28. Disco parabólico con motor Stirling.	Pág. 40
Ilustración 29. Ejemplos de las cuatro tecnologías comerciales.	Pág. 43
Ilustración 30. Curva de reducción de costes de las centrales termosolares ESTELA/ATKearney 2010	Pág. 43
Ilustración 31. Tramitación administrativa.	Pág. 50
Ilustración 32. Canal parabólico.	Pág. 52
Ilustración 33. Captación de la energía solar en un mes de invierno.	Pág. 53
Ilustración 34. Diagrama de bloques de una central de canales parabólicos con sistema de almacenamiento.	Pág. 54

Ilustración 35. Isla de potencia con sistema de almacenamiento.	Pág. 55
Ilustración 36. Componentes del sistema.	Pág. 56
Ilustración 37. Seguimiento de rayos en un CCP.	Pág. 56
Ilustración 38. Sección transversal de colector LS-2 y LS-3.	Pág. 57
Ilustración 39. Colector Eurotrough.	Pág. 58
Ilustración 40. Colector Eurotrough SKAL-ET.	Pág. 59
Ilustración 41. Getter.	Pág. 62
Ilustración 42. Movimiento de un CCP a lo largo del día.	Pág. 63
Ilustración 43. Esquema del sistema de almacenamiento.	Pág. 67
Ilustración 44. Tubería con traceado eléctrico.	Pág. 68
Ilustración 45. Turbina Siemens SST-700	Pág. 73
Ilustración 46. Diagrama unifilar.	Pág. 78
Ilustración 47. Mapa de radiación solar directa anual (España).	Pág. 81
Ilustración 48. Nubosidad.	Pág. 82
Ilustración 49. Nubosidad 2.	Pág. 82
Ilustración 50. Mapa de radiación global de Andalucía.	Pág. 83
Ilustración 51. Imagen satélite de la tierra.	Pág. 83
Ilustración 52. Planos y ángulos que describen un CCP.	Pág. 86
Ilustración 53. Tubo absorbedor con suciedad.	Pág. 87
Ilustración 54. Descripción de las pérdidas inherentes a cada colector.	Pág. 89
Ilustración 55. Descripción de las pérdidas térmicas en un tubo absorbedor.	Pág. 90
Ilustración 56. Pérdidas conjunto completo.	Pág. 91
Ilustración 57. Esquemal lay-out genérico del campo solar con nomenclatura en tramos.	Pág. 105
Ilustración 58. Esquema del lay-out de la planta. Cuadrante 32 lazos.	Pág. 106
Ilustración 59. OFWH	Pág. 111
Ilustración 60. CFWH	Pág. 111
Ilustración 61. Ciclo Rankine	Pág. 113
Ilustración 62. Diagrama T-s	Pág. 113
Ilustración 63. Modos de operación.	Pág. 117
Ilustración 64. Operación en Enero. Andasol 1.	Pág. 120
Ilustración 65. Operación en Agosto, Andasol 1	Pág. 121
Ilustración 66. Operación en noviembre, día variable. Andasol 1.	Pág. 122

ÍNDICE de TABLAS.

Tabla 1. Datos de emplazamiento, (Sevilla).	Pág. 81
Tabla 2. Características del colector Eurotrough.	Pág. 91
Tabla 3. Propiedades físicas del Therminol VP-1.	Pág. 92
Tabla 4. Resumen datos de diseño.	Pág. 97
Tabla 5. Propiedades de las sales fundidas.	Pág. 98
Tabla 6. Depósitos de almacenamiento de sales.	Pág. 101
Tabla 7. Longitudes equivalentes de diversos elementos discretos.	Pág. 104
Tabla 8. Elementos singulares presentes en las conexiones entre colectores	Pág. 105
Tabla 9. Valores de volumen específico máximo y mínimo.	Pág. 109
Tabla 10. Datos de entrada para el ciclo Rankine.	Pág. 114
Tabla 11. Entalpías de puntos significativos en el ciclo Rankine.	Pág. 114
Tabla 12. Resultados del ciclo Rankine	Pág. 115
Tabla 13. Datos de salida del programa Spower.exe	Pág. 115
Tabla 14. Matriz de impactos.	Pág. 126
Tabla 15. Factores ambientales 1	Pág. 127
Tabla 16. Factores ambientales 2	Pág. 127
Tabla 17. Caracterización cualitativa de los efectos.	Pág. 131
Tabla 18. Desglose del coste de la planta.	Pág. 141
Tabla 19. Desglose del coste del campo solar por módulo.	Pág. 141
Tabla 20. Desglose inversión del Power Block	Pág. 142
Tabla 21. Desglose inversión del almacenamiento de sales.	Pág. 142
Tabla 22. Costes1	Pág. 142
Tabla 23. Costes2	Pág. 143
Tabla 24. Costes3	Pág. 143
Tabla 25. Costes4	Pág. 143
Tabla 26. Costes5	Pág. 144
Tabla 27. Costes6	Pág. 144

ÍNDICE de GRÁFICAS

Gráfica 1. Temperatura Vs densidad (therminol VP-1)	Pág. 92
Gráfica 2. Temperatura Vs viscosidad (therminol VP-1)	Pág. 93
Gráfica 3. Temperatura Vs Cp (therminol VP-1)	Pág. 93
Gráfica 4. Flujo de la energía anual.	Pág. 123
Gráfica 5. Producción mensual a largo del año.	Pág. 124
Gráfica 6. Producción mensual vs incidencia mensual.	Pág. 125

CAPITULO I: JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

I-1.LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL MIX DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y EL IMPRESCINDIBLE PAPEL DE LA TERMOSOLAR

El crecimiento de la sociedad a nivel mundial a lo largo de la historia ha provocado una demanda energética cada vez mayor. Los hechos históricos destacables que han marcado esta evolución son los siguientes: en 1780 comenzó la revolución de la máquina de vapor, en 1839 la revolución del ferrocarril tuvo lugar y en 1899 aconteció la revolución ocasionada por el descubrimiento de la electricidad. Hoy en día se cuestiona si los recursos fósiles existirán más o menos tiempo, pero, si hay una idea clara y asentada, es que este tipo de recurso es limitado a pesar de que el desarrollo de nuevas tecnologías, permita encontrar yacimientos que anteriormente no eran tecnológicamente accesibles.

A nivel mundial la sociedad se está concienciando de la problemática ocasionada por el cambio climático debido al incremento de gases de efecto invernadero (CO₂) generados a partir de la quema de combustibles fósiles.

Desde 1972 la ONU plantea en Estocolmo el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) como organismo encargado de coordinar las actividades relacionadas con el medio ambiente, asistiendo a los países en la implementación de políticas medioambientales adecuadas así como a fomentar el desarrollo sostenible. Otro hito importante en este ámbito es el Protocolo de Kyoto, en 1997, que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases que causan el calentamiento global: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados: Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y Hexafluoruro de azufre (SF₆), en un porcentaje aproximado de al menos un 5%, dentro del periodo que va desde el año 2008 al 2012, en comparación a las emisiones al año 1990.

La última cumbre internacional sobre el cambio climático es en Copenhague en 2009. Todas estas cumbres internacionales que han acontecido a lo largo de la historia tienen como objetivo el desarrollo sostenible a nivel mundial en el que la energía es un elemento esencial para el bienestar del ser humano y para todas las actividades productivas.

Las nuevas tecnologías energéticas han jugado un papel fundamental en el reciente y acelerado desarrollo económico mundial potenciado si cabe por el ineficiente sistema energético vigente. El crecimiento de los países emergentes, responsable desde 1995 del 90% de incremento en el consumo energético, plantea nuevos problemas de alcance global, como los relativos al cambio climático, además de agudizar la preocupación por la seguridad de abastecimiento.

Las nuevas fuentes de energía generarán reestructuraciones económicas a escalas regional y global y estas fuentes han de ser respetuosas con el medio ambiente. Como

respuesta a la problemática del abastecimiento energético global tan sólo cabe una respuesta y ésta es el empleo de energías renovables.

Las ventajas fundamentales de las energías renovables son:

- No contaminan y no emiten gases de efecto invernadero.
- Garantizan el suministro al ser autóctonas
- El dinero invertido en su instalación se queda mayoritariamente en nuestro país generando empleo y no engrosa las cuentas de los países productores de gas o petróleo.
- Evita que la economía resulte alterada por bruscos cambios de precios.
- No tiene riesgo de producir catástrofes naturales.
- No genera residuos de difícil gestión en el futuro.
- Evitará la implementación de otras tecnologías que podrían llegar a utilizarse para fines bélicos

Ante esta solución surge la pregunta de cuál será el coste del empleo de esta tecnologías. En el año 2009 las primas recibidas en España por las instalaciones de generación eléctrica con energía renovable fue de 4.600 M€, habiendo generado el 25% de la electricidad. Aunque es una cifra elevada es menor que la suma de impactos positivos que produce a la economía en términos de importaciones de combustibles fósiles evitada , derechos de emisión de CO2, impuestos pagados por las empresas de renovables, empleos del sector (150.000 directos),etc. Incluso las críticas que podrían hacerse respecto al encarecimiento del coste de la electricidad tampoco tienen fundamento ya que, aunque parezca paradójico, siendo cierto que la electricidad renovable cobra primas por encima del valor del precio del pool, hace que dicho precio del pool sea menor en cada hora al evitar que los generadores convencionales más caros fijen el precio final de casación entre oferta y demanda que es con el que se paga el 75% del resto de energías del mix de generación.

Las primas a las renovables son además en cualquier caso inferiores a lo que costó la moratoria nuclear, las ayudas históricas y actuales al carbón nacional, los llamados costes de transición a la competencia o CTC's que cobraron las compañías eléctricas cuando se inició el proceso de liberalización, así como muy inferiores a las ayudas recibidas por las energías fósiles para infraestructuras y exploración o las ayudas para la generación de electricidad que reciben las energías fósiles en muchos países del mundo. El último comparativo realizado con datos de España de 2008 se recoge a continuación:

404 M € (balanza fiscal neta)
499 M € (emisiones evitadas CO2)
1.227 M € (balanza comercial neta)
2.725 M € (importaciones evitadas)
2.605 M € (primas)
4.919 M € (ahorro precio generación)

Fuente: APPA / Deloitte 1

Las Energías Renovables en el contexto energético mundial tienen un potencial físico ilimitado como demuestra la siguiente *ilustración 1* en la que se observa como la radiación solar tiene un potencial 1800 veces superior al consumo actual de energía primaria mundial.

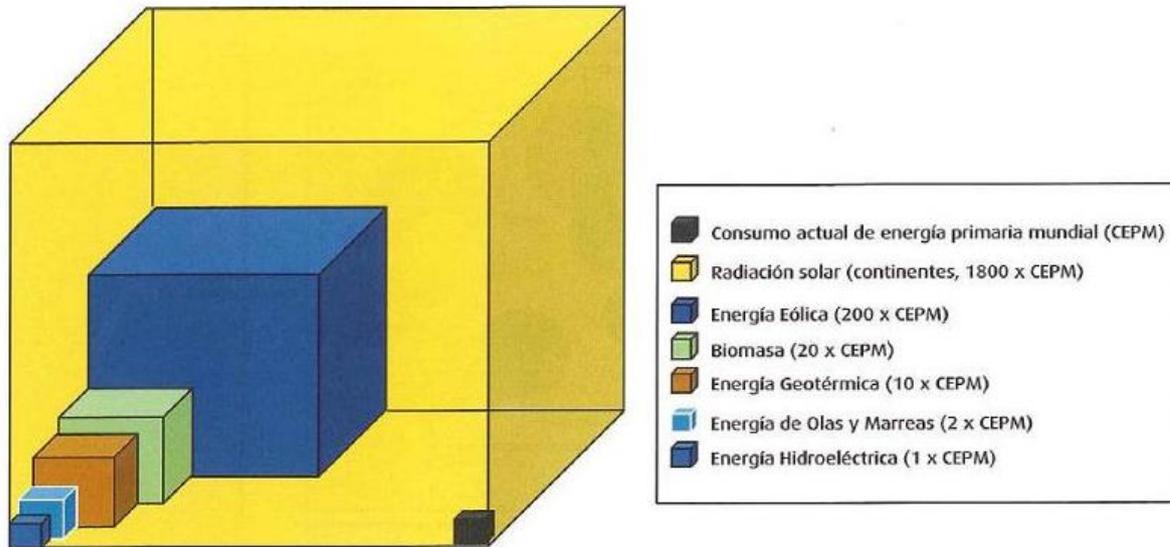


Ilustración 1: Energías renovables en el contexto energético.

Ante este contexto global en el que el desarrollo de las energías renovables es el presente y debe acaparar en gran medida el futuro, el desarrollo de este Proyecto Fin de Carrera se va a centrar en llevar a cabo un estudio sobre una determinada tecnología termosolar dado el emplazamiento de nuestro país y el enorme potencial de radiación solar del que dispone.

La tecnología termosolar, a diferencia de otras tecnologías de generación “fluyentes” como la fotovoltaica o la eólica, es gestionable mediante sistemas de almacenamiento térmico o hibridación y debe, por tanto jugar un papel muy importante en el futuro mix de generación si se quiere apostar decididamente por la reducción de emisiones en el sector eléctrico ya que esas otras tecnologías fluyentes necesitarán siempre un apoyo de otras fuentes y, si no se implementa una importante potencia en tecnologías renovables gestionables como es la termosolar, el back up de la eólica tendría que proporcionarse con combustibles fósiles.

Como puede verse en la *ilustración 2 España* se encuentra situada en una zona relativamente buena de radiación solar aunque hay otras regiones del mundo en donde la radiación directa anual puede alcanzar niveles de un 30% superior. Naturalmente en esas zonas los costes de generación serían mucho menores.

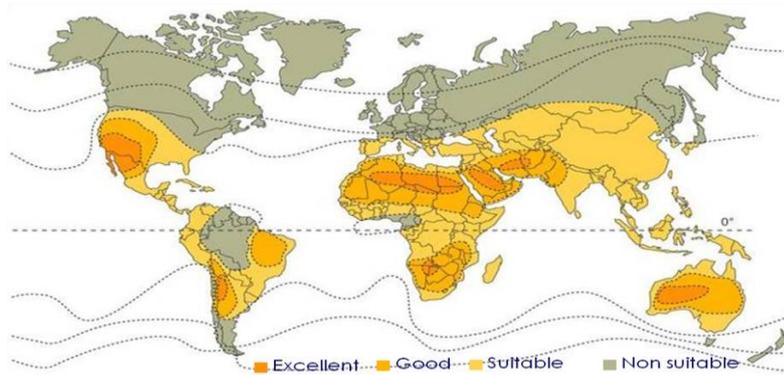


Ilustración 2. Zonas de insolación en los distintos continentes.

Asimismo las previsiones realizadas por “Global Concentrated Solar Power Markets and Strategies: 2010-2025,” IHS Emerging Energy Research, April 2010, se muestran en la ilustración 3 en la que España ocupará una potente posición en la generación de electricidad a partir de energía termosolar.

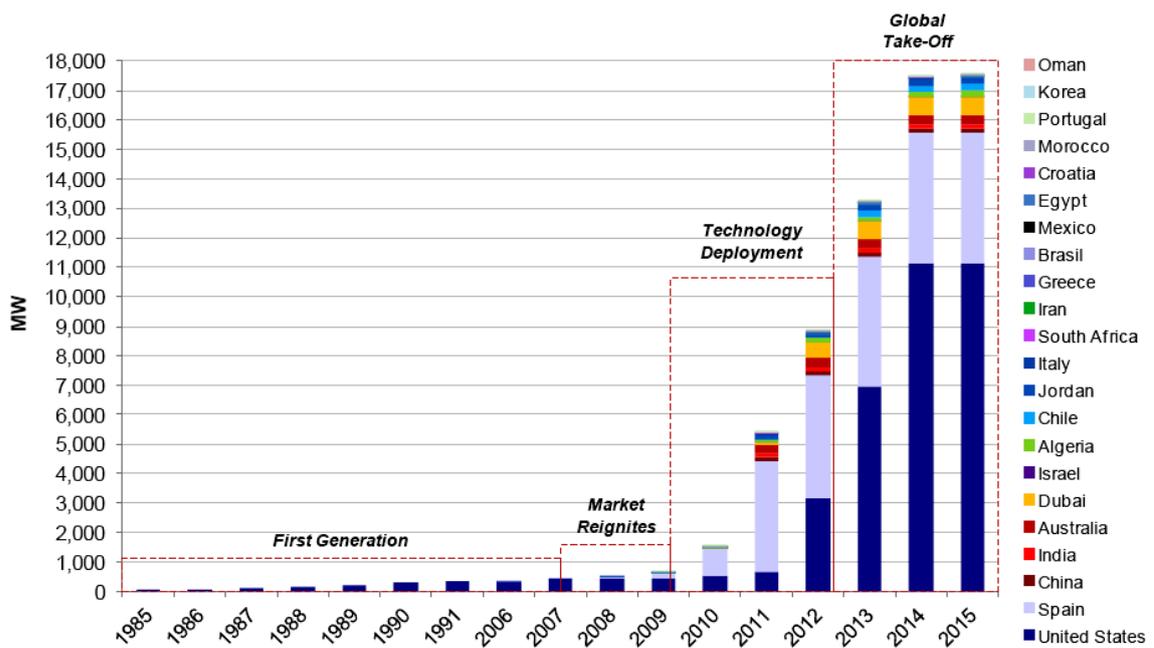


Ilustración 3. Previsión de la evolución de la potencia instalada por países hasta 2014/ Fuente: Emerging Energy Research.

Al gráfico de referencia de la consultora se le ha añadido la expresiva imagen que muestra “la larga y oscura noche termosolar” conocido como el periodo comprendido entre la última de las plantas SEGS de California conectadas a red en el año 1991 y la entrada en operación de la planta PS-10 de Abengoa en 2007.

I-2. PARTICULARIDADES DE LAS CENTRALES TERMOSOLARES

La energía termosolar concentra la radiación solar provocando un calentamiento de distintos materiales a altas temperaturas.

Hoy en día la energía termosolar de concentración conocida a nivel internacional como "CSP" - Concentrating Solar Power aunque más propiamente debería identificarse como "STE" -Solar Thermal Electric, es un hecho comercial, con 354 MW de centrales construidas en el periodo 1984-1991 y que se encuentran operativas en la actualidad, lo cual ha facilitado la confianza de los bancos para la financiación del proceso experimentado recientemente en España. A partir de 2004 se reavivó el interés por esta tecnología como consecuencia de que la prima que se puso en el Régimen Especial de Producción de Electricidad en España fue, por fin, suficiente para promover las inversiones. En USA también resurgió el interés de algunas compañías eléctricas que necesitaban incluir obligatoriamente las renovables en su mix de generación.

Las plantas de CSP ofrecen una gran flexibilidad. Pueden almacenar la energía solar a través de un barato y efectivo sistema de almacenamiento y utilizar esta energía almacenada para producir electricidad posteriormente. También pueden ser objeto de hibridación en diversas proporciones con la generación de calor de otros combustibles, ya sean de origen fósil o renovable (por ejemplo, a partir de biomasa). Esto da una inusual capacidad de CSP entre las fuentes de energía renovable para proporcionar electricidad fiable, que puede ser enviada a la red cuando sea necesario. Las plantas de CSP también pueden ser diseñadas para suministrar energía después de la puesta del sol hasta el último pico de demanda de la tarde, o incluso durante todo el día-si la producción de la carga de base es requerida.

Si bien la mayor parte de las plantas CSP serán para las grandes plantas de energía en la red, existen diversos mercados-nicho abiertos a las tecnologías CSP a diversas escalas, que van, desde el calor de proceso para la industria, la cocina y la desalinización, a la cogeneración de calefacción, refrigeración y electricidad.

Los combustibles solares son actualmente otro área de investigación avanzada y en desarrollo. Experimentos a pequeña escala han demostrado varios conceptos como la generación termoquímica de hidrógeno mediante diversas vías así como la valorización térmica de otros combustibles. Asimismo experimentos de mayor escala, están actualmente justificados para avanzar en este desarrollo. A falta de una economía del hidrógeno a gran escala, "en la actualidad, el hidrógeno generado con energía solar podría ser mezclado con gas natural (GN) en los oleoductos y redes de distribución, utilizados en las refinerías para limpiar los combustibles líquidos, o parcialmente carbonizado para formar combustibles líquidos para el transporte y otros fines, aumentando así aún más cuota de la energía solar en el mix energético mundial.

La energía termosolar comienza a despegar con fuerza. Las características tecnológicas de esta energía, unidas al importante esfuerzo inversor de los últimos años, sitúan a la termosolar como pieza clave en la reducción de la dependencia energética que sufre España, posicionándola como una tecnología energética imprescindible y muy relevante en el mix energético de los próximos años.

La termosolar es la única tecnología de generación renovable, junto a la biomasa (y la gran hidráulica que no se considera Régimen Especial), que puede contribuir a la estabilidad de la red eléctrica gracias al aporte inercial que proporciona y tiene una capacidad de seguimiento de la demanda mediante el almacenamiento o la hibridación, lo que permite gestionar su producción según las necesidades del sistema eléctrico. En el país de mayor radiación solar de Europa la termosolar es la tecnología renovable con mayor potencial de crecimiento.

Además del importante impacto que en términos de energía limpia puede suponer la termosolar en España, esta tecnología representa oportunidades muy interesantes para la industria española, en concreto, las que se crean a partir del Mecanismo de Transferencia Estadística de Energía Renovables 2009/28/CE y del Plan Solar Mediterráneo.

Por una parte, el Mecanismo de Transferencia Estadística de Energía Renovables 2009/28/CE permitirá a España albergar nuevos proyectos con apoyos económicos exteriores de aquellos países con déficit de fuentes renovables. La normativa contempla la posibilidad del "intercambio estadístico de cantidades determinadas de energía procedente de fuentes renovables de un Estado miembro a otro", restándolo en el emisor y apuntándolo en el receptor para el cumplimiento de sus objetivos. España podría situarse a la cabeza de la exportación energética verde, si cuando se acerque la fecha de 2020 los países europeos tienen necesidad de utilizar los mecanismos de flexibilidad para el cumplimiento de sus objetivos vinculantes

Adicionalmente, el Plan Solar Mediterráneo, proyecto que pretende afrontar el desarrollo sostenible ante el previsible incremento de la demanda energética en la región Euro-Mediterránea y a la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. El plan tiene por objeto la instalación de plantas de energías renovables - mayoritariamente termosolares- en los países del norte de África con una potencia total acumulada de 20.000 MW para 2020.

El Plan Solar Mediterráneo permitirá reforzar el liderazgo tecnológico de la industria española, ya reconocido por las principales potencias en inversión en energía verde, que ya han confiado en empresas nacionales para desarrollar proyectos en su territorio.

Ya se comentó que desde el punto de vista macroeconómico, la aportación de las energías renovables es muy superior a las primas que reciben ya que si se comparan las primas con los efectos positivos en ahorro en importaciones de petróleo, en evitar

emisiones de CO2 con su correspondiente coste económico, en los impuestos ingresados por la actividad de estas empresas y en el importante volumen de empleo generado y su correspondiente evitación de los subsidios de desempleo, el balance es muy superior a favor de las renovables.

Estos beneficios macroeconómicos tienen un impacto de reducción del déficit público, generación de empleo y mejora del PIB que acaban repercutiendo en toda la sociedad.

Pero, en el caso de la termosolar, esos beneficios macroeconómicos son especialmente destacables ya que los empleos-equivalentes-año directos para todo el ciclo de fabricación de componentes, ingeniería y construcción son 5.000 por cada planta de 50 MW siendo cerca del 80% de la cadena de valor completa suministrado por empresas españolas.

I-3.HISTORIA DE LA ENERGÍA TERMOSOLAR

El desarrollo de tecnologías de energías renovables recibió un impulso determinante a finales de los 70, cuando, a la vista de los efectos sobre la economía de las bruscas subidas de los precios del petróleo, los países industrializados decidieron impulsar la investigación en las tecnologías de aprovechamiento de las energías renovables.

En lo relativo a las centrales solares termoeléctricas la Agencia Internacional de la Energía promovió el proyecto SSPS con la participación de 9 países, incluido España, que ofreció unos terrenos en el desierto de Tabernas (Almería) para la construcción de las dos plantas con dos distintas tecnologías (torre y canales parabólicos).

España, al igual que otros países (EE.UU. Italia, Francia, Japón y Rusia) también acometió un proyecto de una central piloto propia, ubicándola en el mismo emplazamiento. De esta forma se consiguió que tanto las empresas españolas como las universidades y los centros de investigación pudiesen participar, en colaboración internacional y con iniciativas propias, en este nuevo sector tecnológico que, a la postre se ha revelado tan importante para la sostenibilidad y estabilidad futura de los sistemas eléctricos de países con recurso solar.

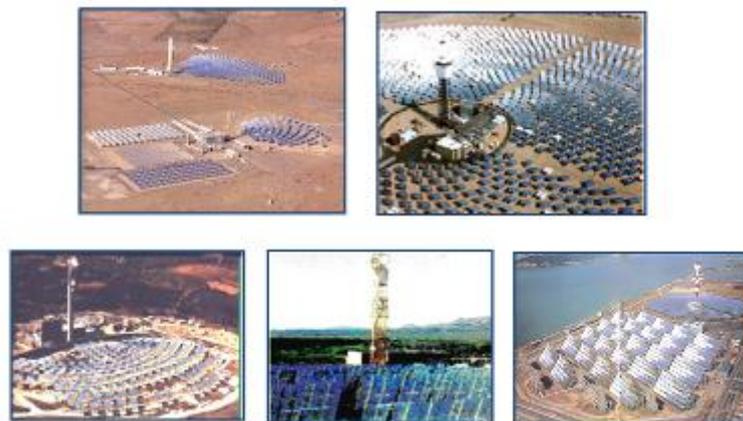


Ilustración 4: Plantas de principios de los 80. España, USA, Francia, Italia y Japón

Aquel paraje baldío de “Los Retamares” sería conocido desde entonces como la Plataforma Solar de Almería (PSA) y se convertiría en el centro de investigación de las tecnologías solares termoeléctricas más importante del mundo.

Inicialmente se construyeron en la PSA tres centrales la de receptor central (CRS) y la de receptor distribuido (DCS) de 500 kWe cada una, dentro del programa SSPS de la AIE, junto a la CESA 1 de receptor central, totalmente española. En las dos centrales internacionales la industria española también contribuyó activamente en tareas de diseño a nivel sistema y en el desarrollo de componentes. Con la participación en estos proyectos, España pasó a integrarse en el grupo de países de vanguardia en la tecnología STE, junto con EE.UU y Alemania.

Ya en 1978 el departamento de energía solar de Construcciones Aeronáuticas, construyó el primer heliostato europeo, el cual se muestra en la *ilustración 5*.



Ilustración 5: Primer heliostato europeo.

Este primer prototipo con soluciones avanzadas para la época para las facetas y los mecanismos, está situado a la entrada de la PSA a modo de referencia histórica y bienvenida a los visitantes.

Una diferencia sociológicamente significativa fue la juventud de los ingenieros e investigadores españoles que participaron en los distintos proyectos nacionales e internacionales de aquellos momentos. Muchas de aquellas personas continúan activas en empresas, universidades y centros de investigación del sector, lo que permite a nuestro país contar, en estos momentos, con el capital humano de mayor experiencia acumulada de toda la comunidad internacional.

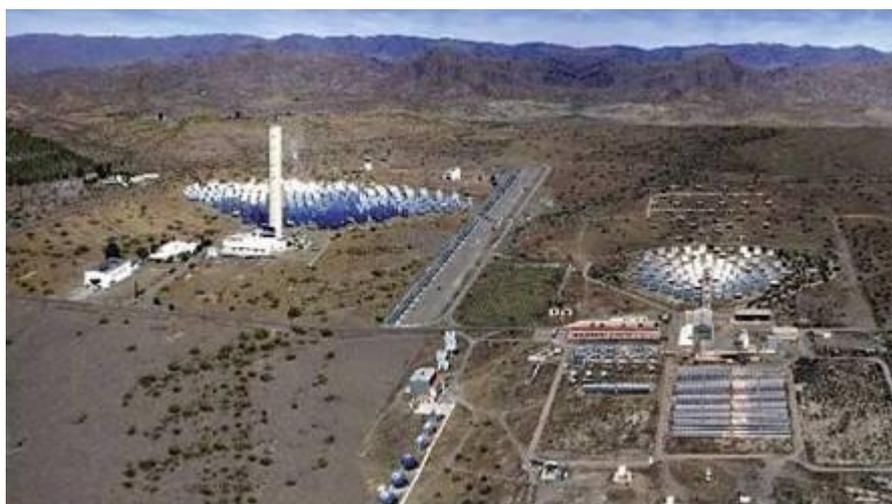


Ilustración 6: Imagen aérea de la PSA en funcionamiento

Las tres centrales de la PSA entraron sucesivamente en operación a partir de 1981. La *ilustración 6* muestra las tres plantas en funcionamiento en 1982.

En primer plano están situadas las dos plantas (CRS y DCS) de la AIE y al fondo la central española CESA 1.

Una vez finalizados a principios de los 80 estos primeros proyectos, demostrada la viabilidad de la generación eléctrica con estas tecnologías y aprendidas las lecciones para futuras aplicaciones, dichas instalaciones se utilizaron para el desarrollo y mejora de componentes. Esas instalaciones continuaron siendo gestionadas de forma independiente, las internacionales, CRS y DCS, por un comité con representación de los 9 países, dirigido por Alemania, y la CESA 1 con gestión española propia.

Mientras que en el CRS se probaron nuevos tipos de receptores y de helióstatos, la planta española albergó un ambicioso proyecto hispano-alemán (GAST), dirigido por Interatom en la parte alemana y Asinel en la parte española, con el objetivo de desarrollar los componentes que se utilizarían en una futura central inicialmente prevista en Don Benito (Badajoz). El diseño consistía en utilizar aire presurizado como fluido primario para operar un ciclo combinado con turbina de gas a la salida del receptor. Este concepto está siendo considerado nuevamente como solución avanzada para proyectos de alta eficiencia. El proyecto GAST permitió cubrir los gastos de la parte española durante cuatro años y brindó de nuevo la oportunidad a nuestra industria de seguir participando en primera línea en el desarrollo de la tecnología.

Otra importante consecuencia del proyecto GAST fue que, además de incrementar nuestro acervo con sus resultados tecnológicos, se consiguió resultar adjudicatarios con los helióstatos diseñados en Asinel, frente a empresas alemanas y americanas, del único campo de helióstatos que se ha concursado hasta la fecha a nivel internacional, el del Weizmann Institute de Israel, el cual, tras 25 años desde su instalación, continua en perfecto estado de operación.

La parte internacional pasó a propiedad española en 1986 y a partir de ese momento se negoció el convenio con Alemania que estuvo en vigor desde 1987 hasta hace pocos años y que en 1990 se complementó con la incorporación de la PSA al programa de grandes instalaciones de investigación comunitarias recibiendo una significativa financiación de la U.E. en bases anuales.

Las tres centrales de la PSA dejaron de generar electricidad cuando finalizó su periodo de evaluación y desde entonces, con las circunstancias de gestión y financiación comentadas, se han venido realizando un importante número de experiencias, tanto a nivel de componentes solares como de sistemas. Incluso se han llegado a realizar ensayos de materiales para el sector aeroespacial, como los protectores de los bordes de ataque de las alas y del morro del transbordador espacial HERMES, y en los que el papel de la industria española, de centros de investigación como el CIEMAT y de nuestras universidades, particularmente la de Sevilla, han sido especialmente relevantes, facilitando el que se haya

formado la importante cantera de tecnólogos excelentemente cualificados que han llevado a nuestro país a la posición actual de líder mundial en estas tecnologías.

Sin embargo, a mediados de los 80, habiendo podido convertirse España en pionera en la utilización comercial de estas tecnologías, tanto por disponer de un recurso solar suficiente como, sobre todo, por conocimiento, se dejó pasar la oportunidad al aplicarse una política de apoyo a las energías renovables poco acertada. El sector termosolar despertó recelos desde sus orígenes en determinados responsables de las políticas de promoción a las energías renovables y nunca consiguió los apoyos necesarios para pasar a la etapa de demostración.

Por ello tuvo que ser en California donde construyeron las primeras centrales termosolares, que se muestran en la *ilustración 7*, que siguen operativas en la actualidad.



Ilustración 7: Centrales SEGS, en Mojave, California.

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, a partir de que se dieron en 2004 las condiciones para la promoción de centrales termosolares en nuestro país.

No obstante, hoy en día, gracias a la capacidad tecnológica y al capital humano acumulados a lo largo de estos 30 años de apoyo continuado a la investigación y, muy especialmente, al impulso recibido con el marco tarifario del Régimen Especial, España lidera la tecnología solar termoeléctrica de manera indiscutible a nivel internacional, tanto en cuanto a plantas en operación, cerca de 500 MW, como en construcción, alrededor de 1.000 MW, así como en adjudicación de concursos llave en mano internacionales en EE.UU, Norte de Africa y Oriente Medio.

I-4.SITUACIÓN ACTUAL A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL.

I-4.1 Situación en España

España está siendo en los últimos años el país del mundo donde se está produciendo el mayor despliegue comercial de todo el mundo y en donde se está evolucionando la tecnología ya que desde la última planta SEGS construida en California en 1990 no se había abordado la construcción de nuevas plantas de tamaño comercial en ningún otro lugar.

Actualmente hay **12 plantas termosolares operativas** en territorio español. **Andalucía** es la Comunidad Autónoma que concentra más centrales (7), seguida de Extremadura (3), Castilla La Mancha (1) y Murcia (1). Por provincia, la que más tiene es Sevilla, donde funcionan cinco plantas. Le sigue Badajoz con tres, Granada con dos centrales, y Murcia y Ciudad Real con una central cada una. Todas ellas totalizan una potencia nominal de 482,4 MW en octubre de 2010.

Esta situación puede verse en el mapa actualizado de la Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica (Protermosolar) en la web www.protermosolar.com que junto con la tabla con el estado de las centrales en operación, construcción avanzada o inscritas en el Registro de Preasignación de Retribución se muestra en la *ilustración 8*:



Ilustración 8: Mapa de plantas en operación, construcción avanzada y preasignadas./ Fuente: Protermosolar

Las características de las centrales operativas se describen a continuación:

PS10, de Abengoa en Sanlúcar la Mayor, Sevilla

Esta planta hizo historia al convertirse en la primera de nueva generación en conectarse a la red 17 años después de que lo hiciera la última de las centrales SEGS en California (EE.UU.) en 1990.

- Entrada en funcionamiento: Mediados de 2007
- Tipo: Receptor central
- Potencia nominal: 11 MW.
- Superficie total: 55 ha
- Superficie de captación: 75000 m²
- Fluido de trabajo: Vapor saturado
- Temperatura: 250°C.
- Capacidad de almacenamiento: 0,5 horas
- Sistema de almacenamiento: Tanques de vapor saturado



Ilustración 9: PS 10

- PS20, de Abengoa en Sanlúcar la Mayor, Sevilla

- Entrada en funcionamiento: Principios de 2009
- Tipo: Receptor central
- Potencia nominal: 20 MW.
- Superficie total: 80 ha
- Superficie de captación: 150000 m²
- Fluido de trabajo: Vapor saturado
- Temperatura: 250°C
- Capacidad de almacenamiento: 0,5 horas
- Sistema de almacenamiento: Tanques de vapor saturado



Ilustración 10: PS 20.

-SOLNOVA 1, 2 y 4 de Abengoa en Sanlucar la Mayor, Sevilla

- Entrada en funcionamiento: SOLNOVA1 finales de 2009, SOLNOVA 2 principios de 2010 y SOLNOVA 4 a mediados de 2010
- Tipo: Canal Parabólico sin almacenamiento térmico
- Potencia nominal: 50 MW.
- Superficie total: 115 ha
- Superficie de captación: 300000 m²
- Fluido de trabajo: Aceite sintético
- Temperatura: 392 °C.



Ilustración 11: Plantas "Solnovas".

ANDASOL 1 y 2, de ACS Cobra en Aldeire, Granada

Son las primeras plantas comerciales en el mundo que utilizan un sistema de almacenamiento térmico de gran volumen con sales fundidas.

- Entrada en funcionamiento: ANDASOL1: finales de 2008 y ANDASOL2: mediados de 2009.
- Tipo: Canal Parabólico con almacenamiento
- Potencia nominal: 50 MW.
- Superficie total: 195 ha
- Superficie de captación: 510000 m²
- Fluido de trabajo: Aceite sintético
- Temperatura: 392 °C.
- Capacidad almacenamiento: 7,5 horas
- Sistema de almacenamiento: 2 tanques de sales fundidas



Ilustración 12: Andasol 1 y 2

CTS Puertollano, de Iberdrola en Puertollano, Ciudad Real

- Entrada en funcionamiento: Medios de 2009
- Tipo: Canal parabólico sin almacenamiento térmico
- Potencia nominal: 50MW.
- Superficie de captación: 300.000m²
- Superficie total: 140Ha
- Temperatura: 390°C



Ilustración 13: Puertollano, Iberdrola

LA RISCA, de Acciona en Alvarado, Badajoz

- Entrada en funcionamiento: mediados de 2009
- Tipo: Canal parabólico sin almacenamiento térmico
- Potencia nominal: 50MW.
- Superficie de captación: 300.000m²
- Superficie: 130Ha
- Temperatura: 390°C



Ilustración 14: La Risca de Acciona.

EXTRESOL 1 de ACS-Cobra en Torre de Miguel Sesmero, Ciudad Real

- Entrada en funcionamiento: finales de 2009
- Tipo: Canal Parabólico con almacenamiento
- Potencia nominal: 50 MW.
- Superficie total: 195 ha
- Superficie de captación: 510000 m²
- Fluido de trabajo: Aceite sintético
- Temperatura: 392°C.
- Capacidad almacenamiento: 7,5 horas
- Sistema de almacenamiento: 2 tanques de sales fundidas



Ilustración 15: Extresol 1, de ACS-Cobra. (al fondo puede observarse Extresol 2 en construcción avanzada)

PE1, de NOVATEC / PROINTEC en Puerto Errado, Murcia

- Entrada en funcionamiento: principios de 2009
- Tipo: Reflectores lineares Fresnel sin almacenamiento térmico
- Potencia nominal: 1,4MW.
- Superficie total: 5Ha
- Superficie de captación: 18.000m²
- Fluido de trabajo: Vapor saturado
- Temperatura: 270°C



Ilustración 16: PE 1, de Novatec.

LA FLORIDA de SAMCA en Alvarado, Badajoz

- Entrada en funcionamiento: mediados de 2010
- Tipo: Canal Parabólico con almacenamiento
- Potencia nominal: 50 MW.
- Superficie total: 200 ha
- Superficie de captación: 550000 m²
- Fluido de trabajo: Aceite sintético
- Temperatura: 392°C.
- Capacidad almacenamiento: 8 horas
- Sistema de almacenamiento: 2 tanques de sales fundidas



Ilustración 17: La Florida, de SAMCA.

Tanto entre las centrales sin almacenamiento como entre las que tienen un almacenamiento de 7,5 horas existen algunas diferencias en el diseño y dimensión del campo solar por lo que, a pesar de tener la misma potencia, existirán diferencias en la generación anual de energía eléctrica, no solo por motivo de encontrarse en distintos emplazamientos. Además de estas centrales en operación mencionadas hay en España otras **14 nuevas centrales** en las que ya se ha instalado un porcentaje significativo del campo solar, y que totalizan 668 MW.

En la *ilustración 18* se recogen las que entrarán en funcionamiento dentro del presente año 2010 y que, junto con las ya operativas elevarán la potencia instalada a **831 MW**, lo que triplicará prácticamente la capacidad instalada en la actualidad.

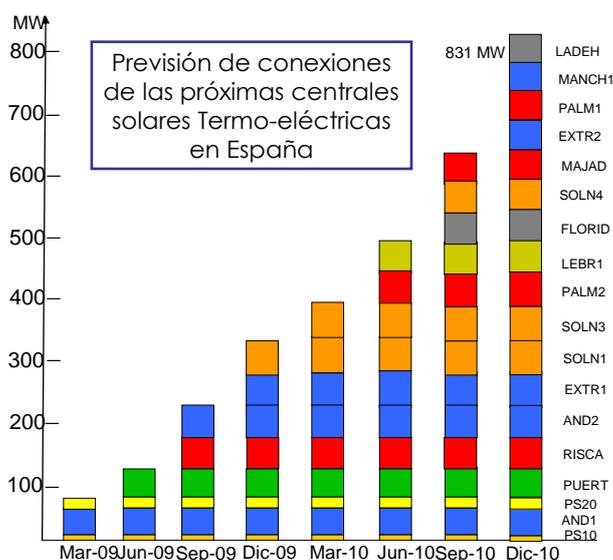


Ilustración 18: Previsión de entrada en operación de centrales termosolares en 2010 en España

Además de las anteriormente citadas, existen otras **34 centrales inscritas en el Registro de Preasignación de Retribución** establecido en el R.D. 6/2009, con una potencia global de 1.372 MW. Para cada una de ellas, en mayo de 2009 el promotor tuvo que demostrar que disponía de financiación, de derecho de uso de los terrenos, de acceso a la red, de derecho de uso del agua y de haber adquirido, o tener contrato de reserva, de al menos el 50% de los equipos, lo que en la mayoría de los casos significa el campo solar y la turbina. En total, el mapa de España contará unas 60 plantas termosolares distribuidas en once provincias. Estarán finalizadas en 2013, y la potencia instalada en España ascenderá a 2.500 MW. La inversión realizada por las empresas para la puesta en funcionamiento de centrales termosolares asciende ya a cerca de 2.500 millones de euros y rondará los 15.000 millones de euros acumulados en 2013, cuando se hayan conectado a la red los 2.500 MW a los que se aplicará el sistema retributivo actual.

En la fabricación de los componentes y demás actividades de ingeniería y servicios necesarios para la construcción de estas plantas que se instalarán en nuestro país se habrán empleado el equivalente a **200.000 empleos-año directos** y otros tantos indirectos. De dicha cifra de empleo, la mitad aproximadamente corresponderá a suministros españoles.

Durante la fase de construcción de cada una de las plantas de 50 MW se precisarán unos 500 trabajadores durante dos años, lo que representa para esos 2.500 MW un empleo de 23.000 trabajadores durante dos años. Para su posterior operación y mantenimiento se precisarán unos 50 empleados por planta de forma indefinida, es decir cerca de 2.500 empleos indefinidos.

I-4.2 Situación Internacional

Aunque hoy por hoy España es prácticamente el único país en donde se está desarrollando un proceso a gran escala de implementación de centrales solares termoeléctricas, hay también ambiciosos planes de construcción en otros muchos países.

La *ilustración 19* muestra las previsiones del estudio realizado recientemente por la Agencia Internacional de la Energía que indica las previsiones tanto de incremento de instalaciones en diferentes países del mundo y en donde Europa jugará un papel marginal en la implementación de esta tecnología que se expandirá con gran fuerza en los países con mejores condiciones de insolación. Los cerca de 500 TWh/año que se prevén para 2020 corresponderían a unos 125 GW de potencia instalada en ese año.

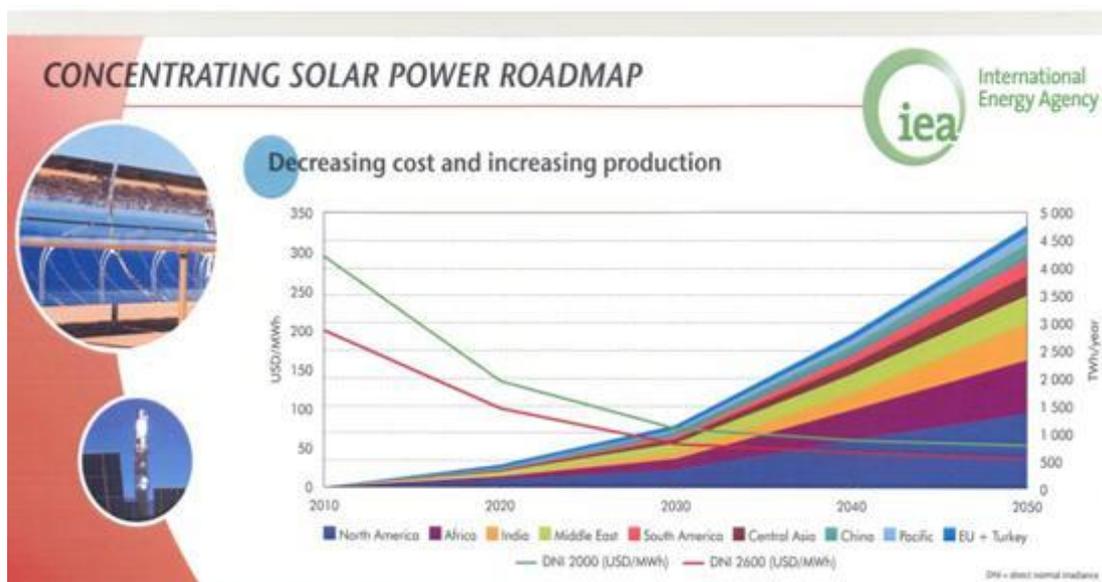


Ilustración 19: Roadmap de la Agencia Internacional de la Energía.

Además de España, el país con mayores expectativas a corto plazo, tanto por disponibilidad del recurso como por capacidad tecnológica y condiciones regulatorias, es sin duda Estados Unidos.

Las centrales operativas en Estados Unidos pueden verse en la *ilustración 20*.

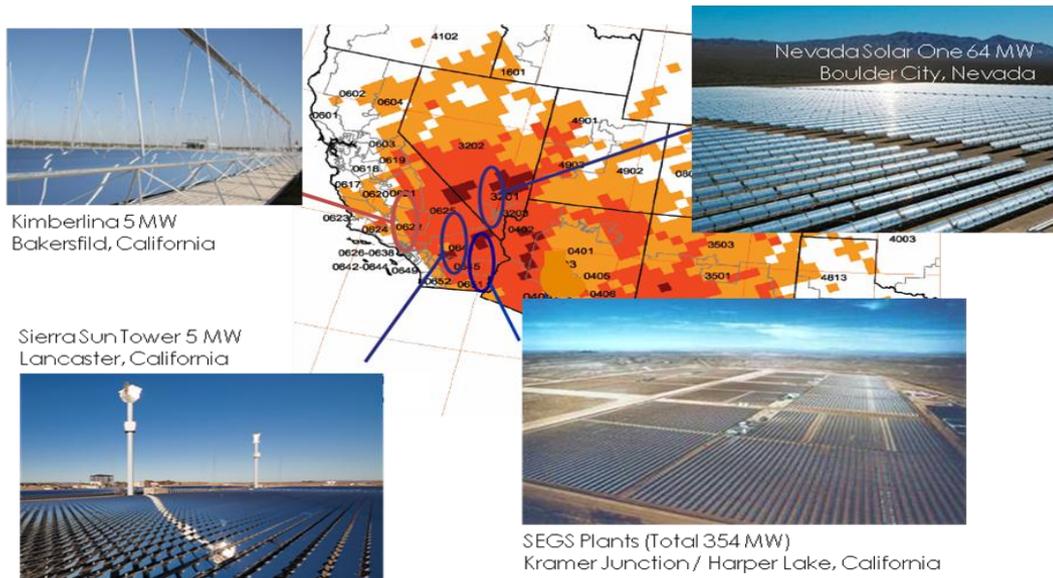


Ilustración 2: Plantas en EE.UU.

El número de proyectos anunciados en Estados Unidos, con contrato entre las compañías eléctricas y los promotores es de unos 9.000 MW, que podrían entrar progresivamente en operación hasta completarse en 2014. Estos proyectos, que originariamente se concentraban en California tienen, en estos momentos, un reparto más equilibrado al estar en promoción un importante número de también en los estados de Nevada y Arizona. A diferencia del caso español, allí la potencia prevista para proyectos de tipo torre es equivalente a la de canales parabólicos. Fresnel y Stirling siguen teniendo previsiones muy inferiores en términos de potencia instalada futura. Hay que destacar que un buen número de los proyectos anunciados en Estados Unidos están siendo promovidos por empresas españolas con diseños basados en la tecnología desarrollada estos últimos años en nuestro país.

La segunda otra gran área geográfica que está despertando fuertes expectativas es la conocida en inglés por las siglas MENA y que corresponde a Oriente Medio y Norte de África.



Ilustración 31: Plantas en Oriente Medio y Norte de África.

El gran impulsor de estas expectativas ha sido el Plan Solar Mediterráneo aprobado en una cumbre a mediados de 2008 por los 42 jefes de gobierno de los países que conforman la Unión por el Mediterráneo. Dicho plan prevé la construcción de 20.000 MW, originariamente con tecnologías STE pero ya ampliado a energía eólica y fotovoltaica, en el horizonte 2020 con idea de que una gran parte de esa electricidad sea exportada a Europa a través de cables submarinos de alta tensión en corriente continua, al amparo de la nueva Directiva de Energías Renovables, publicada en el diario oficial el 5 de junio de 2009 y que permite que los países puedan contabilizar a efectos del cumplimiento de sus propios objetivos dicha electricidad importada.

Para poder hacer posible esta visión hacen falta, no obstante, que se establezcan marcos favorables en los países europeos cuando se transponga esa directiva. También haría falta un instrumento que funcionase como comprador en firme de la energía a los promotores de las plantas y que luego la distribuyese en los sistemas eléctricos de aquellos países que decidan hacer uso de este mecanismo para cumplir sus objetivos vinculantes en 2020. La industria y entidades financieras alemanas han decidido poner en marcha una Sociedad, que han denominado Desertec, para activar todos los procedimientos y ayudar a hacer posible esa originaria idea de la sección alemana del Club de Roma.

Independientemente de estas iniciativas europeas para la región MENA, varios de esos países han anunciado compromisos de porcentajes de energías renovables en su estructura energética para 2020 y tienen programas nacionales y proyectos en curso en el área de las centrales STE que se detallan a continuación:

En Operación:

- Marruecos: Ciclo combinado integrado con energía solar de 150 MW de potencia total. El campo solar aportará 25 MWe de capacidad adicional conectándose a la etapa de vapor.
- Argelia: Ciclo combinado integrado con energía solar de 130 MW de potencia total. El campo solar aportará 25 MWe de capacidad adicional conectándose a la etapa de vapor
- Egipto: Ciclo combinado integrado con energía solar de 150 MW de potencia total. El campo solar aportará 20 MWe de capacidad adicional conectándose a la etapa de vapor

En construcción:

- Abu Dhabi: Central de 100 MW de canales parabólicos.

En Proyecto:

- Iran: Ciclo combinado integrado con energía solar de 400 MW de potencia total. El campo solar aportará 17 MWe de capacidad adicional conectándose a la etapa de vapor
- Jordania: Central de 100 MW de canales parabólicos
- Israel: Central de 100 MW de canales parabólicos en el desierto de Negev
- Arabia Saudita y Oman también han anunciado su decisión de acometer proyectos de centrales STE aunque están todavía por definir sus características.

Australia es otro país con abundantes recursos y en el que sus autoridades han adoptado recientemente un fuerte compromiso de reducción de emisiones, que son en estos momentos muy superiores per cápita a la media de los países industrializados y, consecuentemente han decidido dar un fuerte impulso para la implantación de las centrales STE, que en el caso australiano deberán ir dirigidas no sólo a contribuir a la demanda pico sino a proporcionar potencia base dadas las carencias existentes en dicho país y la previsión de necesidades crecientes. El Gobierno ha establecido un plan de apoyo a la construcción de centrales STE y FV de 1.600 M\$ para apoyar la construcción de centrales que totalicen 1000 MW y cuyo proceso de adjudicación empezará en 2010. El objetivo a largo plazo es tener un 25% de generación eléctrica de origen solar en 2050. En diversos centros tecnológicos están investigando centrales de torre con ciclo combinado similares a las descritas en el punto III.5.

India es un país con un déficit actual de 20.000 MW de potencia instalada y que esta creciendo de acuerdo con su desarrollo económico y evolución demográfica estimándose una necesidad de nueva capacidad en torno a los 400.000 MW en 2020. El recurso solar es, en algunas zonas, mejor que en el sur de España y el gobierno federal esta impulsando un programa conocido como Solar Misión de apoyo a la generación eléctrica con energía solar y varios estados, Gujarat, Andhra y Rajasthan, han anunciado su apoyo en tarifa a las centrales STE aunque por la información difundida no parece que vayan ser suficientes, ni en valor ni en su alcance temporal, para promover una significativa implantación.

China está impulsando el desarrollo de las tecnologías termosolares en diferentes centros oficiales de investigación con el objetivo de tener capacidad propia de fabricación de los componentes específicos de los campos solares. Aunque están más volcados en ese desarrollo de capacidades propias también están estudiando proyectos de construcción de plantas en diferentes regiones que totalizan 1.100 MW. Se ha creado una institución denominada Alianza, con participación de la industria, las universidades y los centros de investigación bajo la tutela del Ministerio de Ciencia y Tecnología, que prevé tener conectados a red 300 MW en 2015. A pesar de que el ritmo con el que está planificando China su incursión en este campo parece lento, las circunstancias internas y las referencias internacionales podrían acelerar sus planes.

En Europa otros países con un buen nivel de recurso solar como Italia, Portugal o Grecia ya han establecido o van a hacerlo próximamente un sistema de apoyo a la implantación de las centrales STE mediante tarifas especiales de forma análoga al modelo español que tan buenos resultados ha proporcionado para el desarrollo del sector aunque los planes de implantación a fecha actual no parecen todavía demasiado agresivos.

En la *ilustración 22* se muestra las previsiones de tecnología termosolar en los distintos países europeos de acuerdo a los Planes Nacionales de Acción que tuvieron que presentar los Estados Miembro a las Comisión de la Unión Europea en junio de 2010 para el seguimiento de los objetivos vinculantes para 2020.



Ilustración 22: Potencia termosolar prevista en 2020 de acuerdo a los PAN's de los distintos Estados Miembros

I-5. PRINCIPALES TECNOLOGÍAS TERMOSOLARES.

Las centrales solares termoeléctricas convierten la energía solar en electricidad mediante sistemas de concentración que calientan un fluido cuya energía térmica será transformada en energía mecánica mediante un ciclo termodinámico para posteriormente generar electricidad.

Las diferentes tecnologías termosolares de producción de electricidad se clasifican en función de la tipología de su sistema de concentración.

Así, en una primera clasificación se distingue entre sistemas de foco puntual, en donde la radiación solar se concentra en tres dimensiones idealmente en un punto, y sistemas de foco lineal en donde la radiación es concentrada en dos dimensiones a lo largo de una línea.

En la primera categoría estarían las centrales con campos de helióstatos y torre en cuya parte superior se colocaría un receptor a través del cual el fluido primario recogería la energía solar concentrada para transportarla al sistema de conversión termodinámica o al sistema de almacenamiento. También encajaría en esta categoría los discos parabólicos en cuyo foco se colocaría un motor, habitualmente de ciclo Stirling, para realizar la conversión de la energía solar, primero en energía mecánica e inmediatamente en energía eléctrica.

En la segunda categoría podemos distinguir las centrales que utilizan canales parabólicos para la captación de la energía solar, en cuyo foco lineal se dispone un tubo absorbedor. También encajarían en esta tipología los sistemas de reflectores lineales tipo Fresnel en cuyo foco lineal se dispone igualmente el tubo absorbedor que, en la mayor parte de los casos, lleva asociado algún sistema de reconcentración en la parte superior del tubo.

En la *ilustración 23* se muestran esquemáticamente estas cuatro diferentes tipologías



Ilustración 23: Esquema de las cuatro tecnologías.

I-5.1. Centrales de Receptor Central

En la *ilustración 24* se puede apreciar el principio de funcionamiento de estas centrales en las cuales los heliostatos reflejan la radiación solar directa en receptor situado en lo alto de la torre.

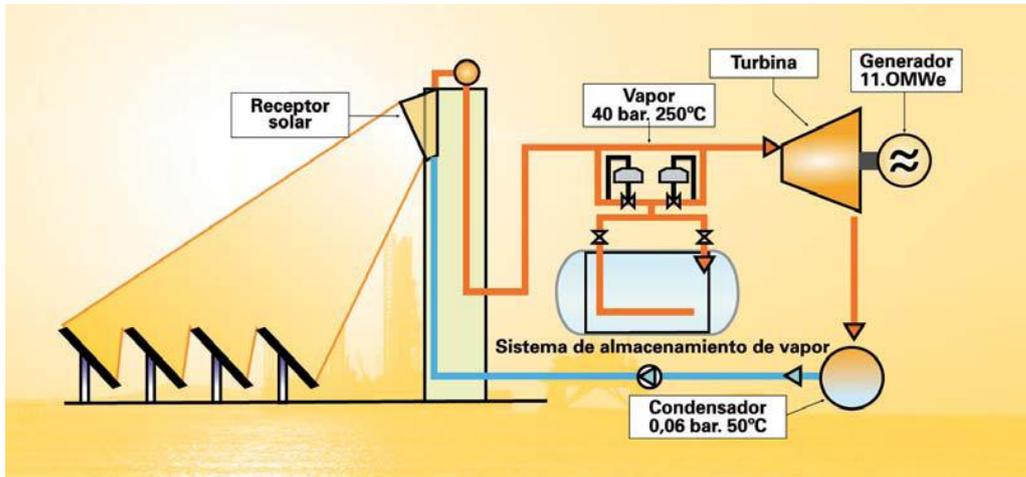


Ilustración 24: Principio de funcionamiento de central de receptor central.

En la *ilustración 25* se puede ver una toma frontal del campo en la PS-10.



Ilustración 25: Toma frontal de receptor central.

En estos sistemas la relación de concentración llega a ser del orden de 1000x en la superficie de los tubos del receptor e incluso puede alcanzar los 5000x en el centro de la apertura en los receptores de cavidad. Ello permite trabajar a temperaturas de entre 500 y 800 °C dependiendo del fluido de trabajo, con un buen rendimiento combinado óptico y térmico.

Los rendimientos en el punto de diseño de las centrales de torre superan ligeramente el 20% en el caso de utilizar fluidos primarios de vapor o de sales fundidas a 550 °C y sobrepasarían el 30 % cuando se utilizasen ciclos combinados con aire presurizado a 800 °C en el receptor.

Las primeras centrales comerciales de torre operativas en España están utilizando una filosofía muy conservadora al trabajar con vapor saturado a 250 °C, pero los diseños de las nuevas centrales, tanto en nuestro país como a nivel mundial están considerando vapor sobrecalentado a 550 °C o sales fundidas a 600 °C para ciclos con turbina de vapor, o incluso aire a 800 °C para la etapa de alta temperatura de ciclos combinados en receptores volumétricos o presurizados híbridos en serie con una caldera de gas natural para elevar la temperatura del aire hasta el rango típico de las turbinas de gas en torno a los 1300 °C.

Los helióstatos, cuya posición es controlada permanentemente por ordenador, colocan su superficie reflectante de forma que el rayo reflejado se dirija al receptor en la torre. El objetivo puede ser el centro de la apertura los receptores de cavidad o un determinado punto de la superficie del receptor en los de tipo externo cilíndrico, al objeto de distribuir el flujo de radiación reflejada en toda su superficie y evitar sobrepasar los límites de los materiales. Antes de arrancar o ante determinadas situaciones de operación, los helióstatos dirigen sus rayos al punto de espera a una cierta distancia de la torre formándose un diábolo luminoso de gran belleza.

A diferencia de los canales parabólicos cuya disposición es siempre perpendicular al sol en un plano, los helióstatos mueven su superficie en dos ejes variando constantemente a lo largo del día el ángulo entre la normal a la superficie y la radiación incidente. Este ángulo se conoce como γ y su coseno es uno de los factores más importantes en el rendimiento óptico. Para hacer el campo de helióstatos más eficiente se intenta compactar al máximo con el compromiso de que las sombras que se dan unos a otros en diferentes momentos del día y el bloqueo que a la radiación reflejada por un helióstato puede parcialmente hacerle el que se encuentre delante de él en la dirección del receptor, sea lo mínimo posible. Este factor de rendimiento se conoce como sombras y bloqueos.

Una vez que la radiación es reflejada hasta el receptor deberá recorrer la distancia que les separa con unas pérdidas relacionadas con la atenuación atmosférica. Y por fin, una vez que la radiación reflejada llega al plano de la apertura o del receptor externo puede que haya una parte de la imagen reflejada que sobrepase sus dimensiones. Este último factor de rendimiento se conoce como desbordamiento.

La variación de uno de estos factores, el coseno de γ , en función de la hora del día se muestra en la *ilustración 26* en la que cada cambio de color representa un 5% de rendimiento.

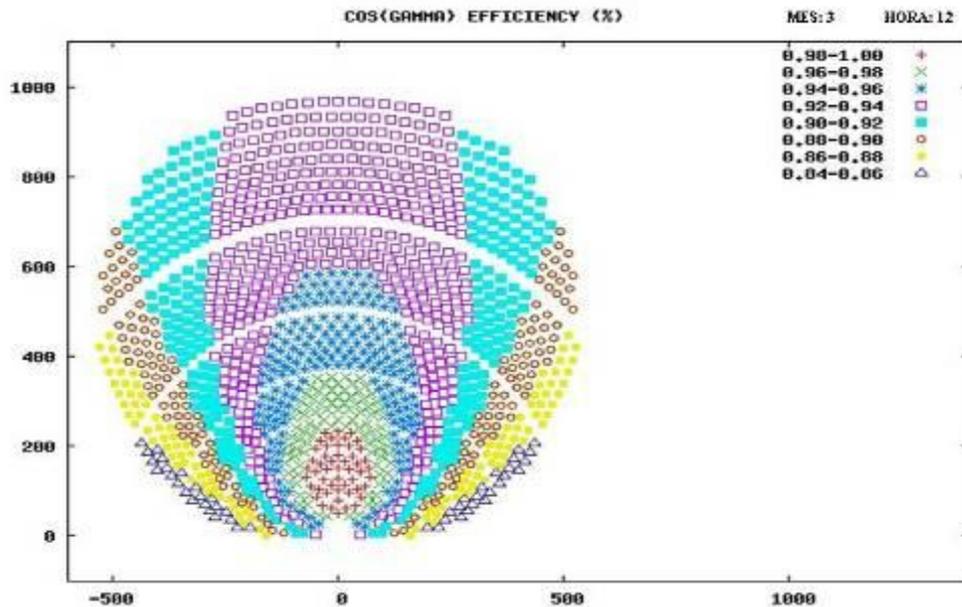


Ilustración 26: Pérdidas coseno de gamma.

Al rendimiento óptico de captación hay que afectarle del rendimiento térmico del receptor teniendo en cuenta sus pérdidas por reflexión, convección y radiación. En este sentido los receptores de cavidad y los externos tienen comportamientos muy diferenciados.

Respecto a los helióstatos, existen en estos momentos dos filosofías distintas de diseño cada una de las cuales defiende que es la mejor opción desde el punto de vista del coste de la energía generada. Las plantas comerciales en operación y construcción en España utilizan helióstatos de 120 m² de superficie reflectante cada uno. Sin embargo el sector de planta que se ha construido en Israel, representativo de una futura central comercial, emplea helióstatos de 7 m² y hay algún otro diseño de planta en Estados Unidos que apuesta por helióstatos de tamaño incluso inferior.

Desde el punto de vista de coste de la energía térmica entregada por el receptor, los cálculos comparativos efectuados en plantas de 50 MWe con helióstatos de 120 m² y de 7 m² muestran una ligera ventaja de los helióstatos más grandes con unas determinadas hipótesis de coste de componentes que hoy en día parecen razonables. Sin embargo las plantas con helióstatos más pequeños, supuesto el mismo error total en la calidad de la imagen, permiten una cierta mayor compactación y por tanto unas menores necesidades de terreno.

Los helióstatos constan de un pedestal, anclado a su cimentación, en cuya parte alta se coloca la caja de mecanismos capaz de proporcionar a la estructura que soporta la superficie reflectiva el movimiento en azimut y elevación necesarios para que la radiación reflejada se dirija durante la operación al receptor en la torre. La estructura suele tener un tubo resistente a la torsión al que se le unen unas vigas de celosía a las que se anclarán las facetas. Las facetas tienen una superficie reflectante de vidrio espejado y para producir una óptima concentración, deben fabricarse con un radio de curvatura del doble de la distancia entre el helióstato y el receptor. Al ser éste de centenares de metros éstas tienen apariencia de ser planas a simple vista. También hay diseños que apuestan por facetas planas helióstatos. Las facetas se

disponen sobre la estructura soporte canteándolas adecuadamente de acuerdo a la distancia al receptor pudiendo apreciarse la forma de casquete esférico de gran radio de curvatura cuando se observa un heliostato completo.

En los mecanismos se disponen unos codificadores angulares, tanto en elevación como en azimut y el ordenador de control de campo enviará la señal de actuar cuando la posición deseada, en función del programa que describe el movimiento del sol, no es la misma que señalan dichos codificadores. En algunos diseños, para evitar el tendido de cables y reducir el consumo de electricidad auxiliar, se dota a los heliostatos de un panel fotovoltaico para proporcionarles autonomía energética a la vez que las comunicaciones con la sala de control se efectúan a través de radiofrecuencia.

Las plantas de torre permiten una mayor variedad de tipologías de diseño y de disposición del campo solar que las de las centrales de canales parabólicos.

Así, en una primera división podríamos distinguir entre las plantas que tienen un receptor abierto y que requieren un campo de heliostatos que rodee la torre y las que tienen un receptor de cavidad que, en nuestras latitudes, requerirá que los heliostatos se dispongan sensiblemente al norte de la torre.

Hasta ahora, las únicas dos plantas comerciales operativas en España, las PS10 y PS20 de Abengoa, de 11 y 20 MW respectivamente, se han diseñado con receptor de cavidad y campo norte. La tercera, que se encuentra en construcción, Gemasolar de Torresol/SENER, utiliza campo circular y, aunque su potencia nominal es de 17 MW, dado su gran sistema de almacenamiento, podría equipararse a una planta de cerca de 50 MW sin almacenamiento. Las referencias sobre comparación de tipologías de diseño de plantas estiman en alrededor de 75 MWe el momento en el que sería preferible la utilización de campos circulares frente al campo norte. Este valor es muy dependiente, además de la potencia, de la capacidad de almacenamiento, es decir del tamaño de la planta. Por ello, en el caso de plantas con un gran volumen de almacenamiento ese punto de corte entre la eficiencia de los dos diseños se daría a potencias inferiores.

Respecto a la duda de hasta que tamaño podrán escalarse las plantas de tipo torre, teniendo en cuenta la disminución de rendimiento de los heliostatos con la distancia así como los límites constructivos de alturas de la torre, los cálculos realizados con el programa NSPOC muestra dimensiones técnicamente factibles, no sólo para las plantas de 100 MWe que están siendo diseñadas en EE.UU. sino incluso para potencias superiores.

Así, una planta de 100 MWe con campo circular sin almacenamiento requeriría alturas de torre de unos 160 m y la última fila de heliostatos estaría situada a unos 1000 m de distancia a la base de la torre. Estos datos para una planta de 150 MWe serían de 180 m de altura de la torre y 1300 m de distancia del último heliostato, por lo que puede afirmarse que el concepto de centrales de receptor central es físicamente viable para esos tamaños de plantas.

Un concepto muy prometedor para plantas de receptor central lo constituye el uso de aire presurizado como fluido de trabajo, susceptible de ser hibridado en serie con una caldera de gas para alcanzar las condiciones de entrada a una turbina de gas de un ciclo combinado que, a su vez, tendría su ciclo de vapor recuperando la energía térmica residual de la turbina de gas. En estos momentos se va a comenzar la construcción de un primer prototipo de 4,6 MWe que constituye un tamaño suficientemente representativo (proyecto SOLUGAS de Abengoa). Para este tipo de plantas se están desarrollando receptores tanto con tubos presurizados como de tipo volumétricos con aire a presión confinado por ventanas de cuarzo.

El diagrama de bloques de las centrales de torre con sales fundidas como fluido, que parece será el diseño dominante en los próximos años, es sensiblemente parecido al de las centrales de canales parabólico. El sistema de almacenamiento sería también de dos tanques pero su volumen será inferior al necesario en las centrales de canales parabólicos ya que, en las centrales de torre, la temperatura del tanque caliente es mucho más elevada y, por tanto, el salto térmico es mayor requiriendo menos volumen de sales para la misma energía almacenada ya que esta es proporcional dicho salto térmico.

La experiencia de implementación de centrales de torre comerciales todavía no es suficiente para poder compararla con la de canales parabólicos en términos de cifras de inversión y de coste de la energía generada, pero la mayor parte de expertos ven en estas centrales ventajas competitivas que podrían hacer que esta tipología pasara a ser la preferida en el futuro.

La tecnología de torre permite otras aplicaciones distintas a la de generación de electricidad, tales como la de procesos químicos orientados a metalurgias especiales o a la producción de combustibles.

I-5.2. Centrales de reflectores lineales Fresnel

En la *ilustración 27* se muestran los elementos principales de estas centrales: los espejos lineales orientables y el tubo absorbedor estático en la parte superior con un sistema de reconcentración de los rayos reflejados por los espejos lineales.



Ilustración 27: Concentrador de Fresnel.

En estos sistemas la relación de concentración es bastante inferior a la alcanzable en los canales parabólicos e, incluyendo la reconcentración no pasa de 40. Con estos valores la temperatura máxima del fluido de trabajo estaría por debajo de los 300 °C para tener un rendimiento combinado óptico y térmico razonable. Con esos valores de temperatura puede pensarse tanto en la utilización de aceites térmicos como de vapor saturado. Los rendimientos de conversión en electricidad en el punto de diseño estarían en torno al 10%.

Los reflectores lineales, que suelen tener una pequeña curvatura, se disponen en dirección Norte-Sur por lo que deben efectuar un seguimiento completo en un eje a lo largo del día, mirando hacia el este por la mañana y siguiendo al sol hasta su puesta por el oeste.

En esta tipología de sistema de concentración pueden disponerse los módulos completos uno al lado del otro con gran compactación del campo dado que no se harán sombra entre módulos al ser estructuras estáticas. Sin embargo si podrá haber algo de sombras entre los reflectores lineales a primeras y a últimas horas del día en la parte oeste o este del módulo respectivamente.

Sin embargo la superficie de captación de la radiación solar comparada con la de los canales parabólicos muestra claras desventajas a las primeras horas de la mañana o últimas horas de la tarde y, en general a cualquier hora del día distinta de las 12:00 solares. Por ello y teniendo en cuenta además la menor concentración y la diferencia de temperatura de trabajo esta tecnología sólo será competitiva si sus costes de inversión son notablemente inferiores a los de las centrales de canales parabólicos.

Las instalaciones de sistemas Fresnel de concentración de foco lineal son todavía muy diversas dependiendo sus principales características y las dimensiones de los módulos de cada fabricante. La única planta de cierto tamaño operativa en España utiliza para cada elemento espejos que totalizan 16 m de longitud con una anchura de la superficie de captación de 12 m. Los tubos absorbedores son de 7 cm, de dimensiones similares a las de los canales parabólicos actuales.

En función de la aplicación y de la temperatura de trabajo se podrían utilizar tubos absorbedores con recubrimientos selectivos menos costoso que los de los canales parabólicos e incluso no llevar el tubo concéntrico de vidrio con vacío. Para evitar pérdidas convectivas y de radiación podría ponerse un vidrio de alta transmisividad cerrando el reconcentrador por su parte baja pero sin hacer el vacío en su interior.

Las estructuras soporte de los espejos, al estar ancladas al suelo, son muy estables. También son muy sencillos y económicos los sistemas de orientación de los espejos.

El diagrama de bloques de una central de reflectores lineales Fresnel es muy similar al de una de canales parabólicos aunque en este caso no resultan apropiados los tanques de sales fundidas como sistema de almacenamiento dada la temperatura que alcanza el fluido. Cuando se utiliza el agua como fluido refrigerante para obtener vapor saturado solo parecen adecuados tanques de vapor de limitada autonomía. No obstante estas plantas pueden ser

muy fácilmente hibridadas con gas natural o biomasa lo que permite su gestionabilidad a pesar de que no dispongan de sistema de almacenamiento.

A efectos comparativos con las centrales de canales parabólicos, se estima teóricamente que los campos solares tipo Fresnel deberían tener una inversión aproximadamente de la mitad de los campos de canales parabólicos para resultar competitivos, dadas las menores eficiencias anuales ópticas y de conversión termodinámica. La compañías que trabajan en esta tecnología anuncian precios de los componentes en esa línea de precios por lo que habrá que esperar a los próximos años para ver que tipología de diseño de campo resulta finalmente preferida para las plantas.

I-5.3. Discos parabólicos con motores Stirling

En la *ilustración 28* se muestran un disco parabólico y en el que pueden verse todos los elementos representativos de esta tecnología.



Ilustración 28: Disco parabólico con motor Stirling.

En estos sistemas la relación de concentración es la más elevada de las tecnologías de concentración pudiendo alcanzarse fácilmente niveles de 3000. Debido a ello, la temperatura del fluido de trabajo puede ser muy elevada y consecuentemente el rendimiento global óptico termodinámico de conversión que se sitúa habitualmente en valores superiores al 25%.

Para conseguir la superficie reflectante parabólica habitualmente se emplea una estructura metálica con elementos rigidizadores tipo celosía o de embutición que permite obtener una superficie parabólica a la que se adhieren los elementos reflectantes a modo de facetos. También se han ensayado membranas tensionadas con resultados no demasiado satisfactorios bajo el punto de vista de durabilidad.

En esta tecnología la parábola debe estar siempre orientada al sol, para lo cual, el procedimiento más extendido es el de movimiento de la estructura en dos ejes: azimut y elevación. En algunos diseños el movimiento de azimut se realiza sobre un rail circular en el que

se apoya toda la superficie mientras que en otros diseños incorporan los dos movimientos en una caja de mecanismos encima de un pedestal, en cierto modo mecánicamente similar a la de los helióstatos. También se han probado configuraciones con seguimiento polar en el que un eje se ajusta periódicamente a la altura de la órbita del sol mientras que el otro eje se efectúa un movimiento a la velocidad constante de rotación de la tierra.

El receptor es otro elemento esencial de esta tecnología y consiste habitualmente en un conjunto tupido de tubos que llenan todo el interior de una cavidad hecha con materiales cerámicos. En dichos tubos se calienta el fluido, habitualmente hidrógeno o helio, que efectúa el ciclo Stirling de conversión termodinámica.

Es en los motores donde radica el cuello de botella para un desarrollo e implementación más rápida de esta tecnología. Hasta hace poco tiempo existían fabricantes cuyos motores solarizados estaban en el rango de potencia entre 10 y 25 kW pero recientemente entró en la escena el fabricante de EE.UU. Infinia con motores de 3 kW con un diseño aparentemente de gran fiabilidad y reducido mantenimiento. El número de motores fabricados por esa compañía hasta fecha supera sobradamente el número de motores instalados de los antiguos fabricantes.

En esta tecnología la posibilidad de hibridación no resulta tan sencilla como en las tres tecnologías anteriores. Los sistemas que no estén hibridados tendrán problemas con su gestionabilidad y será difícil que puedan competir con las otras tecnologías termosolares en centrales de gran tamaño conectadas a la red. Sin embargo, una ventaja muy relevante es que estas tecnologías no necesitan agua para la refrigeración del ciclo ya que evacúan el calor residual del ciclo termodinámico a la atmósfera con ayuda de los ventiladores internos instalados bajo la misma carcasa que el motor.

I- .4. Centrales de Canales Parabólicos

Por último se comenta la tecnología de concentración con canales parabólicos que ha sido elegida para este proyecto y cuyos detalles se describirán en el diseño del mismo. No obstante a continuación se describe brevemente su historia y las principales características.

Las centrales con sistemas de captación solar basadas en canales parabólicos son las más extendidas en los proyectos de las plantas que se están implementando en España.

Del total de los cerca de 2500 MW que estarán operativos en 2013 y que recibirán el actual nivel de primas, 47 MW corresponden a centrales de torre, 71 MW a sistemas de Discos parabólicos con motor Stirling, 30 a sistemas con espejos lineales de Fresnel y el resto, cerca de 2200 MW corresponden a centrales de canales parabólicos.

Esta distribución no equilibrada a favor de esta tecnología se debe a la confianza adquirida en cada una de las tecnologías dado que las centrales de canales parabólicos SEGS, llevan operando desde los años 70 con absoluta eficiencia en el desierto de Mojave, en California, y

esto confiere a los bancos la suficiente confianza para dar créditos para la creación de este tipo de plantas.

En un inicio, las temperaturas que se podían alcanzar con este tipo de colectores eran superiores a 260 °C, por lo que se utilizaron para alimentar térmicamente a una gran diversidad de procesos industriales que precisan calor de proceso. Aunque esta aplicación propició el desarrollo de los colectores cilindro parabólicos en las décadas de los años 70 y 80, hubo tres obstáculos que provocaron que esta tecnología no se hiciera con el mercado. Estos obstáculos fueron el esfuerzo ingenieril y comercial que se requería, las decisiones de los clientes, que en ocasiones provocaban que los proyectos no se culminasen y el último factor fue el rendimiento, que no siempre se ajustaba a los criterios industriales de proyecto rentable.

Aun así, los canales parabólicos siguen utilizándose para proporcionar energía térmica a numerosos procesos industriales como la producción de acetona, la industria láctea y procesado de residuos.

Posteriormente, la investigación en el campo de los sistemas de concentración mediante canales parabólicos tornó a la producción de electricidad y en poco tiempo surgió lo que todavía es actualmente una prueba fiable de la madurez tecnológica de los CCP: las plantas termosolares SEGS (Solar Electric Generating System), con una extensión aproximada de 2.5 millones de metros cuadrados, en California (EEUU) y una potencia neta total de 340 MWe.

Estas plantas fueron desarrolladas por un grupo de empresas americanas, israelitas y alemanas. La compañía Luz Internacional Limited, fundada en 1979, fue la que diseñó, comercializó e instaló las nueve grandes plantas solares de generación eléctrica. En la actualidad ocho de ellas están en operación, con una potencia nominal de 340 MWe. Un incendio en 1999 puso fuera de funcionamiento la primera de las plantas. (SEGS-1).

Las plantas SEGS se han diseñado y operan como centrales de punta, para proporcionar su máxima potencia en los pico de demanda. Esto hace que su factor de capacidad sea bajo (30%), y que el número de horas equivalentes a plena carga sea de 2500 a 3000 h/año.

Cuentan con un bloque de potencia convencional. En las primeras plantas el ciclo termodinámico empleado era un ciclo de Rankine sin recalentamiento, mientras que a partir de la SEGS-VI ya se recurrió al ciclo de Rankine recalentado. Todos estos procesos son altamente regenerativos, a diferencia de los ciclos de plantas térmicas convencionales en los que no compensa económicamente recurrir tantas extracciones de turbina para estas potencias.

I-6. PERSPECTIVAS DE EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA Y DE REDUCCIÓN DE COSTES

Las cuatro tecnologías de generación eléctrica termosolar: canales parabólicos, torres con helióstatos, reflectores lineales de Fresnel y discos parabólicos con motores Stirling tienen un importante recorrido por delante de mejora de rendimiento y de reducción de costes de sus componentes lo que les permitirá alcanzar costes competitivos de generación antes de 2020.



Ilustración 29: Ejemplos de las cuatro tecnologías comerciales

La asociación Europea ESTELA encargó a principios de 2020 un estudio de evolución de costes a la consultora ATKearney cuyo resultado más significativo se muestra en la siguiente *ilustración 30*:

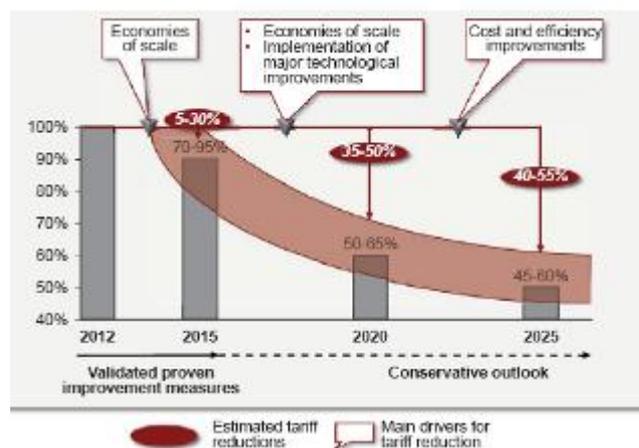


Ilustración 30: Curva de reducción de costes de las centrales termosolares ESTELA/ATKearney 2010

La inversión en I + D traerá consigo un aumento en los rendimientos generales de las plantas termosolares por lo que en el balance final de la planta, éste presentará números cada vez más positivos.

En relación al diseño que se plantea en este proyecto, de una central termosolar de canal parabólico la reducción de costes tiene múltiples alternativas:

- En primer lugar los factores de escala asociados al incremento de la potencia instalada en el conjunto de las plantas. En el montaje de cada una se adquieren experiencias de reducción de tiempos y costes que serán aplicadas a plantas posteriores.
- El tamaño de las plantas que en España están limitadas a 50 MW, ya que un tamaño mayor proporcionaría una importante rebaja relativa especialmente en el bloque de potencia y sistemas auxiliares.
- La dimensión de la apertura de los canales parabólicos ya que un incremento puede traducirse en mayores concentraciones con mayor rendimiento óptico y térmico del colector y menor coste relativo.
- El tubo absorbedor con mejoras en sus propiedades ópticas y de reducción de costes de fabricación
- Nuevos materiales reflectantes, estando en desarrollo diversas alternativas con aluminio rigidizado. La estructura soporte también está experimentando una gran evolución a lo largo de estos últimos años.
- El sistema de almacenamiento en sales fundidas también es susceptible de ahorros con medios duales o sistema de tanque único con piston separador. Las turbinas que se utilizan en centrales termosolares suelen ser adaptaciones de otras industriales de mayor tamaño y son susceptible de mejoras en la regeneración.
- Otro campo abierto es el de la utilización de nuevos fluidos como las sales fundidas o la generación directa de vapor en los tubos absorbedores lo cual permitiría incrementar la temperatura de salida y, por tanto, el rendimiento de conversión termodinámica y eliminar intercambiadores y tuberías asociadas al aceite.

CAPITULO II: ASPECTOS GENERALES DEL PROYECTO

II-1. ESPECIFICACIONES GENERALES DEL PROYECTO Y ELECCIÓN DEL TIPO DE PLANTA

Se supone que el cliente para el cual estaría destinado este proyecto solicita una planta de generación de electricidad a partir de energía solar, empleando para ello la tecnología de colectores cilindro parabólicos. La potencia nominal de la planta será 50 MWe y el campo solar debe estar sobredimensionado para poder cargar un almacenamiento de 4 h a potencia nominal durante un día soleado del mes de junio, además de generar electricidad durante el periodo de insolación.

Se ha escogido esta tecnología frente a otras termosolares por ser las que los bancos financian con menores dificultades gracias a la confianza que transmiten los positivos resultados de operación proporcionados desde mediados de los 80 por las plantas SEGS en EE.UU. De hecho el 94% en términos de potencia sobre los aproximadamente 2500 MW de las plantas inscritas en el Registro de Preasignación de Retribución utilizan esta tecnología frente a un 6% repartido entre las de Torre, Fresnel y Stirling. Esto no quiere decir que en el futuro se siga dando esta proporción sino que responde a la situación especial con la que se ha desarrollado el mercado en España. Por ejemplo de los 8GW de acuerdos firmados entre promotores y empresas eléctricas de USA la proporción entre la tecnología de canal parabólico y la de torre está equilibrada.

Aunque en estos momentos el marco regulatorio español no discrimina el valor de la electricidad producida por plantas con o sin almacenamiento se ha escogido, en primer lugar que la planta disponga de almacenamiento para potenciar sus características de gestionabilidad y, a la hora de escoger el volumen se ha preferido 4 horas en lugar de las 7,5 horas habituales ya que estas últimas funcionarían en verano a modo de carga base, es decir, tendrían que producir casi durante todas las horas del día, incluso durante la madrugada cuando la demanda es mínima y, por tanto, podría ponerse en duda su calificativo de gestionable.

Por eso, este proyecto se diseña con una capacidad de almacenamiento máxima de 4 horas, para que la principal ventaja de esta tecnología se ponga de manifiesto permitiendo así una adaptación a la curva de demanda, tanto durante las horas diurnas como después de que se hubiese puesto el sol.

El emplazamiento del proyecto será Sevilla, lugar del cual es conocido su nivel de radiación normal directa DNI. Este dato es conocido debido a que en esta provincia ya hay instaladas varias plantas termosolares por lo que se han realizado mediciones para conocer la radiación solar directa, dato imprescindible para el diseño de la planta.

Es el dato de radiación directa normal (Direct Normal Insolation-DNI) y no el de la radiación global el que hay que tener en cuenta para la elección del emplazamiento de estas plantas dado que los sistemas ópticos de concentración solar solo trabajan con radiación solar directa y no con difusa por elevado que sea su nivel.

Este proyecto tiene como objetivos:

- El dimensionamiento y configuración general a nivel sistema.
- El dimensionamiento del campo solar y sus componentes.
- El dimensionamiento del sistema de almacenamiento.
- El cálculo de la potencia de bombeo del fluido de trabajo.
- Cálculo del depósito de expansión de aceite.
- Cálculo del ciclo Rankine.
- Análisis de los diferentes tipos de operación.
- El cálculo de la producción anual.
- Estimación de costes de producción y de rentabilidad de la inversión
- Descripción resumida de procedimientos administrativos y estudio de impacto ambiental

II-2. EL MARCO NORMATIVO DE APOYO ACTUAL.

De entre todas las tecnologías del Régimen Especial de Producción de Electricidad la termosolar fue la última en recibir apoyos que permitieran su desarrollo.

La Ley 54/1997 estableció la posibilidad de primar a las tecnologías renovables de generación eléctrica. Sin embargo en la Ley de Acompañamiento de los Presupuestos generales del Estado de dicho año, por error o por intención, en lugar de dejar abierta la puerta a los apoyos en futuros Reales Decretos a las diferentes formas de generación solar se limitó exclusivamente a la Fotovoltaica. Fueron necesarios más de tres años hasta que pudo aprobarse una enmienda que permitiese también los apoyos a la termosolar. Se perdió, por tanto la posibilidad del R.D 2818/1998 y en el posterior R.D. 1432/2002 aunque ya se incluyó una prima para esta tecnología fue claramente insuficiente para animar a las empresas a presentar proyectos.

No fue, por tanto, sino hasta el R.D 436/2004 cuando se estableció un nivel de apoyos que permitió un tímido despegue de la actividad termosolar en España teniendo como horizonte de aplicación el alcanzar una potencia total instalada de 200 MW. En dicho R.D como prácticamente en el preámbulo de todos se define como objetivo dotar de un marco regulatorio estable que permita abordar inversiones con un largo plazo de amortización.

Tres años después se publicó el R.D. 661/2007 en el que se modificaron algunos aspectos operativos y se definió unos niveles de primas más claros, ya que los anteriores estaban ligados a determinados porcentajes de la tarifa media de referencia, y ligeramente superiores lo que motivó un mayor interés por parte de las empresas para promover proyectos termosolares. El objetivo de potencia termosolar que contemplaba este R.D. llegaba a los 500 MW y en su publicación se recogían los siguientes valores para los primeros 25 años de operación (a partir de entonces se aplicaría una reducción del 20%):

-Opción "Tarifa Fija": 26,9375 c€/kWh

- Opción "Mercado": precio del pool en cada hora + 25,4000 c€/kWh

Estableciéndose un techo de retribución de 34,40 c€/kWh si se escogía la opción de mercado con un suelo de 25,4038 c€/kWh.

La opción de mercado aparecía entonces, y sigue siendo ahora, como la más adecuada aunque hay que tener en cuenta que si en la opción de mercado no se produce la electricidad programada se puede incurrir en penalizaciones por desvíos (tanto al alza como a la baja).

El R.D. 661/2007 sigue vigente desde el punto de vista de tarifas, las cuales han sido actualizadas durante estos años pasados de acuerdo a la inflación. Las últimas tarifas aplicables, recogidas del Plan de Acción Nacional enviado a la Unión Europea en junio de 2010, son las siguientes:

- Opción "Tarifa Fija": 28,4983 c€/kWh

- Opción "Mercado": pool + 26.8717 c€/kWh

Con un techo de 36.3906 c€/kWh y un suelo de 26,8757 c€/kWh

Lo que supone, sin duda, una invitación a que todas las plantas termosolares decidan escoger la opción mercado, ya que por encima de un precio de pool de 1,6266 c€/kWh interesará más beneficioso escoger la opción mercado ya que hay pocos momentos en periodos diurnos en que el precio del pool caiga por debajo de ese valor. Hay que tener en cuenta el comentario anterior sobre las penalizaciones por desvíos y que la decisión sobre la opción escogida hay que mantenerla al menos durante un año.

Sin embargo, ante el temor de que se produjera un boom termosolar parecido al de la FV, el Ministerio de Industria Comercio y Turismo publicó el 7 de mayo de 2009 Real Decreto Ley 6/2009, creando el llamado Registro de Preasignación de Retribución, de que limitaría la posibilidad de acogerse a este régimen económico exclusivamente a los proyectos que a dicha fecha cumplieren los requisitos de disponer de todos los permisos (Autorización Administrativa, Licencia de Obras, Conexión a Red, Derecho de Uso de Agua), pudiesen demostrar que habían comprometido la compra del 50% de los equipos y que disponían al menos del 50% de la financiación necesaria, además de aportar un aval que perderían si no se llegaba a construir el proyecto una vez registrado. A este registro se presentaron cerca de 4.500 MW. Tras la detallada evaluación de los expedientes el Ministerio publicó seis meses después, en diciembre de 2009, la lista de los proyectos que cumplían todos los requisitos totalizando 2.423 MW en cerca de 60 plantas. El derecho para la entrada en operación se otorgó en 4 fases teniendo los últimos proyectos que esperar al principio de 2013 para poder ser conectados a red.

Para el análisis económico de este proyecto se ha supuesto que fuera uno de los proyectos registrados y se ha elegido conservadoramente la opción Tarifa Fija que es la que suelen utilizar las instituciones financieras para estudiar la viabilidad de la devolución de préstamo.

II-3. PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS Y DE PROMOCIÓN DEL PROYECTO.

La tramitación administrativa de un proyecto de esta envergadura dura alrededor de 21 meses.

El proceso de tramitación comienza de manera que simultáneamente se trabaja para obtener “la concesión del punto de conexión y la “Autorización Ambiental Unificada (Medio Ambiente), para el primero de los trámites la duración para su consecución es de aproximadamente 6 meses. El proceso consta de los siguientes pasos:

- En primer lugar es necesario la Solicitud de Reconocimiento de Régimen Especial el cual lo otorga *Ministerio de industria*. En estos momentos para poder construir una planta tiene que estar inscrita en el Registro de Preasignación de Retribución que se creó con el Real Decreto Ley 6/2009 de 7 de mayo de 2009.
- A continuación es necesaria la Solicitud de punto de conexión (Gestor de Red).
- Estas dos solicitudes dependen de tener un aval de 40 €/kW.

La “Autorización Ambiental Unificada” otorgada por Medio Ambiente, depende de la compatibilidad urbanística, este informe lo entrega el Ayuntamiento. Asimismo es necesario un informe Arqueológico dependiente del ministerio de Cultura. Esta tramitación como se ha comentado anteriormente tiene una duración de 11 meses.

Una vez se han conseguido estos dos primeros trámites es necesaria la Solicitud de Autorización Administrativa y de Aprobación del Proyecto de Ejecución que se otorga por las Comuindades Autónomas. Para esta etapa son necesarios 8 meses.

Por último, la Licencia de Obra para ser aprobada por el ayuntamiento, necesita además de la tramitación descrita anteriormente, la Solicitud de Licencia de Actividad, esta tramitación precisa 3 meses hasta la obtención de la Licencia de Actividad que asimismo la otorga el Ayuntamiento.

Todas estas etapas, mostradas en la ilustración 19, son necesarias para completar la tramitación administrativa de la creación de una planta termosolar.



Ilustración 31: Tramitación administrativa.

➤ Construcción

Los trámites de la construcción comienzan con la preasignación de tarifa de retribución y con el consiguiente plazo máximo para la construcción y puesta en marcha.

La construcción de la central tiene una duración de 2 años. Una vez se ha realizado la construcción se solicita la puesta en servicio provisional adjuntando los planos “as built” y la documentación de fin de obra. Posteriormente se llevan a cabo las pruebas. Antes de de realizar la puesta en servicio definitiva, se deben zanjar temas como las cesiones de líneas, trafos, subestaciones, permisos de vuelo y paso, expropiaciones...

Una vez rematado todos los temas auxiliares derivados de esta construcción se lleva a cavo la puesta en marcha definitiva y tras el R.I.P.R.E se da comienzo a la actividad.

➤ Promoción del proyecto

La forma más habitual de afrontar la construcción de un proyecto es el denominado EPC o “llave en mano”.

- El contratista EPC asume la responsabilidad total en coste, plazo y prestaciones.
- Es en torno a un 30 % más caro que el multicontrato o grandes paquetes en los que se establecen paquetes como pueden ser el campo solar, el bloque de potencia, el sistema de almacenamiento... siendo cada uno de ellos un paquete diferente.
- El propietario tiene la posibilidad de rechazar la planta si no cumple.

- El principal problema es que la calidad de la construcción se resiente por el hecho de que el contratista EPC tiene como objetivo único realizar lo mínimo que funcione.

Cabe destacar que esta es la fórmula preferida por los bancos, ya que el riesgo de aumento de coste de construcción queda externalizado, asimismo penaliza el plazo y garantiza las prestaciones.

CAPITULO III: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

III-1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA

En la *ilustración 32* muestra el elemento principal de estos sistemas: el canal parabólico con su tubo receptor a lo largo de su eje.



Ilustración 32: Canal parabólico.

Los colectores cilindro parabólicos son captadores solares de concentración, que transforman la radiación solar directa en energía térmica, calentando un fluido de trabajo. En estos sistemas la relación de concentración suele ser de aproximadamente 80x. Este valor permitiría temperaturas de trabajo de hasta 500 °C con un buen rendimiento combinado óptico y térmico, pero, en la actualidad, está siendo mayoritariamente empleado como fluido de trabajo aceites sintéticos cuya máxima temperatura permitida, para evitar su degradación, es cercana a 400 °C. Por ello se están intentando desarrollar sistemas que permitan trabajar con agua-vapor o con sales fundidas para elevar el rendimiento global de conversión de la energía solar en electricidad y que, en las centrales actuales, está cercano al 15% en el punto de diseño.

Los canales parabólicos se disponen habitualmente en la dirección Norte-Sur por lo que deben efectuar un seguimiento completo en un eje a lo largo del día, mirando hacia el este por la mañana y siguiendo al sol hasta su puesta por el oeste.

La geometría de esta disposición hace que la captación de la energía solar tenga una curva característica de tipo "M", como se muestra en la *ilustración 33* bastante acusada en los meses de invierno y que provoca que durante las horas centrales del día el rendimiento en la captación de la energía solar no sea todo lo elevado que sería de desear.

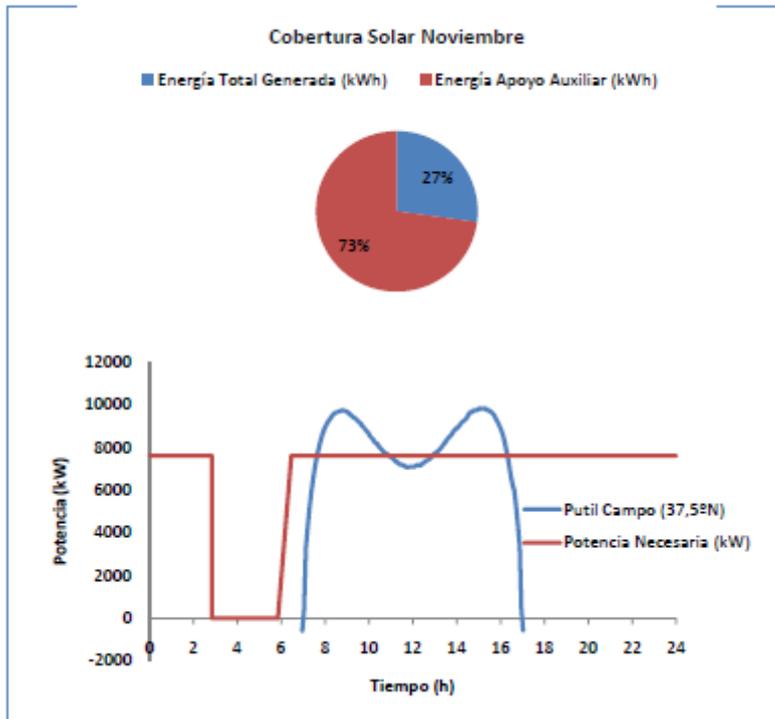


Ilustración 33: Captación de la energía solar en un mes de invierno. (curva tipo M)

Los canales parabólicos tienen una dimensión de cerca de 6 m de apertura entre los bordes de los espejos, que suelen ser de vidrio templado de 4 mm de espesor para proporcionar la suficiente rigidez y resistencia. Para incrementar el rendimiento por reflectividad y los problemas de rotura se están desarrollando espejos con vidrios laminados cuya cara anterior en la parte reflectante tendría poco más de 1 mm. También se está investigando la posibilidad de utilizar superficies reflectantes de aluminio reforzado con varias capas traseras de estructuras sándwich de resina y aluminio para proporcionar la necesaria rigidez.

Los tubos absorbedores son de acero con un diámetro de 7 cm y con un tratamiento en su superficie que asegura un comportamiento absorbente selectivo. Mediante una avanzada tecnología de soldadura vidrio-metal, con sistemas de compensación de dilataciones se dispone concéntricamente un tubo de vidrio de alta transmisividad para evitar las pérdidas por convección, mediante un elevado vacío, y por radiación, aprovechando las características selectivas del vidrio ante la longitud de onda de la radiación. Este vidrio protege además al tubo absorbedor de la intemperie. También se colocan sobre la superficie metálica del tubo unos pequeños y sofisticados elementos llamados getters que absorben las moléculas de hidrógeno y otros gases, procedentes de la degradación del aceite térmico y que pudiesen haber atravesado la pared metálica. De esta forma se trata de evitar tanto la pérdida de vacío y como de transmisividad del espacio entre los dos tubos.

La estructura metálica que soporta los espejos es la que presenta más variaciones en función del fabricante. En la actualidad se están utilizando celosías de acero o de aluminio y, en algunos diseños, tubos de acero resistentes a la torsión con cuadernas de chapa embutida para sujetar los espejos.

En un diseño típico de campo, los tubos absorbedores, de 4 metros cada uno, se unen con conexiones rígidas de tres en tres formando elementos de 12 metros con su correspondiente estructura y superficie reflectante. Un módulo consta de ocho de estos elementos dispuestos cuatro a cada lado del mecanismo de seguimiento. De esta forma cada seguidor mueve una superficie reflectante de unos 100 m de longitud y de más de 500 m² de superficie. El aceite térmico entra a los lazos en donde se produce el calentamiento del fluido térmico. Todos los lazos están dispuestos en paralelo sobre las tuberías distribuidoras de entrada y salida. Cada lazo tiene unos 600 m de longitud y consta de 6 módulos, 3 de ida y 3 de vuelta. La temperatura de entrada es de unos 290 °C y la de salida de cerca de los 400 °C. Entre módulo y módulo se disponen conexiones flexibles así como entre el primer y último módulo y las tuberías distribuidoras.

El sistema de control del campo en seguimiento normal es muy sencillo ya que basta con disponer unas células fotoeléctricas a ambos lados de una superficie opaca perpendicular a la apertura de la parábola para detectar por señal diferencial que es necesario actuar el motor que posiciona los módulos.

El diagrama de bloques de una central de canales parabólicos con sistema de almacenamiento muestra que el fluido primario que circula por los tubos absorbedores tiene la posibilidad de ir, total o parcialmente, al generador de vapor para que se genere electricidad en el alternador conectado solidariamente a la turbina, o bien al sistema de almacenamiento, en donde entregará su energía a las sales fundidas que pasarían, en este modo de operación, del tanque frío al caliente.

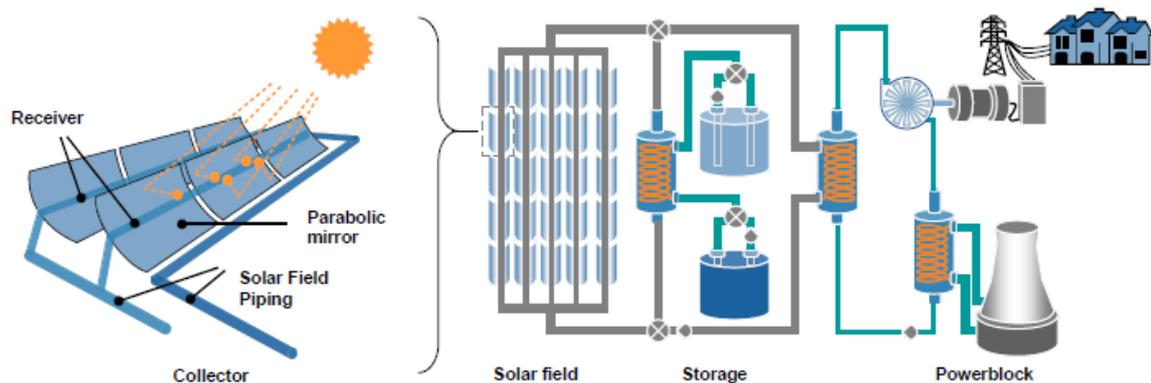


Ilustración 34: Diagrama de bloques de una central de canales parabólicos con sistema de almacenamiento.

Las centrales termosolares en España tienen la posibilidad de incorporar una caldera de gas para permitir una mejor respuesta ante transitorios de nubes, arranques o mantenimiento de las condiciones operativas durante periodos sin insolación. Este consumo, según la normativa actual del Régimen Especial de Generación Eléctrica, está limitado al 15 % de la energía solar captada en la apertura de los canales parabólicos o al 50 %, en el caso de utilizar biomasa en lugar de gas natural.

En la *ilustración 35* se muestra la isla de potencia de una central de canales parabólicos con almacenamiento. En primer plano se pueden ver los dos tanques de almacenamiento, frío y caliente, cuyas dimensiones son de 36 m de diámetro y 14 m de altura y que albergan unas 14.000 toneladas de sales fundidas, las cuales permiten una extensión de la operación de 7,5 horas a una central de 50 MW.



Ilustración 35: Isla de potencia con sistema de almacenamiento.

El espacio ocupado por una central de 50 MW con almacenamiento de 7,5 horas es de unas 200 Ha, la superficie de captación de unos 500.000 m² y la longitud de los tubos absorbedores de unos 90 km, lo que da idea del importante volumen de aceite térmico que necesitan estas plantas. Una central de la misma potencia sin almacenamiento ocupa unas 140 Ha., tiene una superficie de captación de cerca de 300.000 m² y una longitud de tubos absorbedores de algo más de 50 km.

El tamaño de 50 MWe no representa ningún límite superior para este tipo de tecnologías siendo tan sólo el valor de la potencia que no se puede sobrepasar para recibir la tarifa actual del Régimen Especial en España. En EE.UU. se están considerando plantas de tamaño superior a 200 MWe con un solo bloque de potencia, lo cual ayuda a reducir significativamente los costes de generación.

III-2. COMPONENTES DEL SISTEMA

- La cimentación y la estructura soporte.
- Reflector cilindro parabólico.
- Tubo absorbedor o receptor.
- Sistema de seguimiento solar.
- Fluido de transferencia.

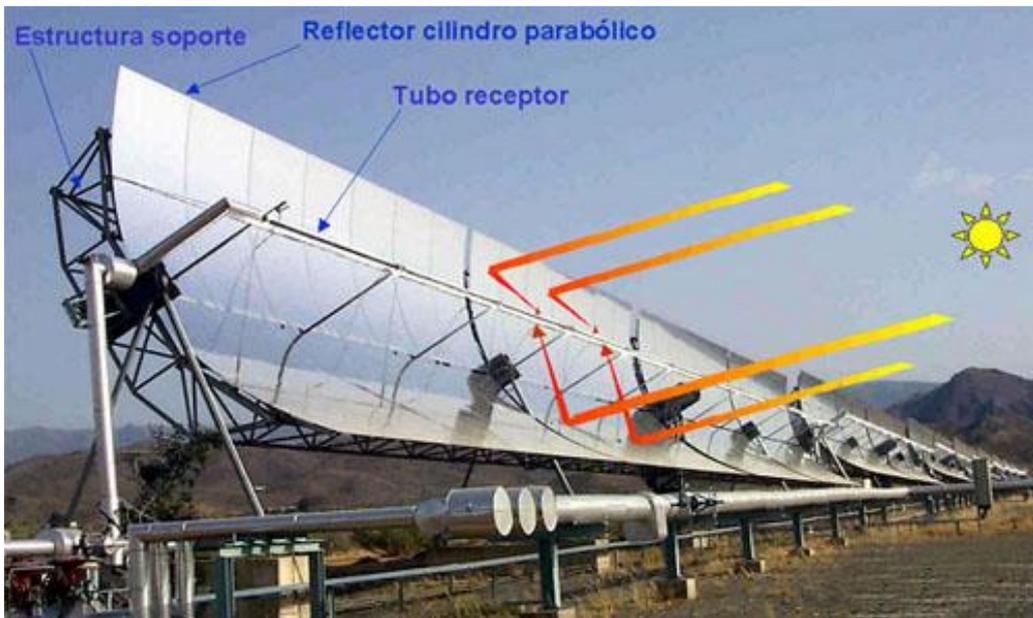


Ilustración 36: Componentes del sistema.

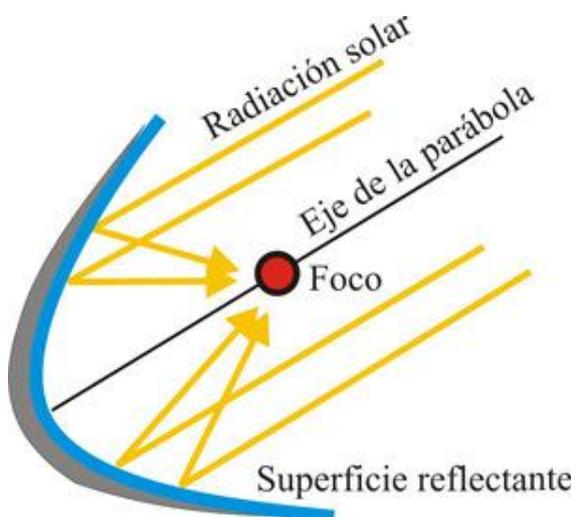


Ilustración 37: Seguimiento de rayos en un CCP.

La cimentación y la estructura soporte.

La cimentación soporta los colectores y los fija al suelo de forma que el conjunto estructural soporte las cargas para las que fue diseñado. Las cargas del colector son función de sus dimensiones y características estructurales, y que se traducirán en un peso y en una carga de viento. Otro elemento importante es el tipo de terreno. El material utilizado es hormigón armado estándar.

Una solución ampliamente aceptada es introducir 6 pilotes cilíndricos de hormigón armado de un volumen de $2,27 \text{ m}^3$, como soporte central y 48 pilotes cilíndricos de hormigón armado de $1,14 \text{ m}^3$ para soportes intermedios.

La misión de la estructura del colector es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen, a la vez que hacer de interfase con la cimentación del propio colector. Hasta el momento las estructuras empleadas para colectores cilindro parabólicos son todas metálicas, aunque la fibra de vidrio o materiales plásticos son objeto de investigación en este apartado.

Para construir la estructura de la parábola se utilizan dos técnicas preferentemente, la espacial y la de tubo central o torque tube. En la *ilustración 38* se muestran las secciones transversales de los colectores LS-2 y LS-3.

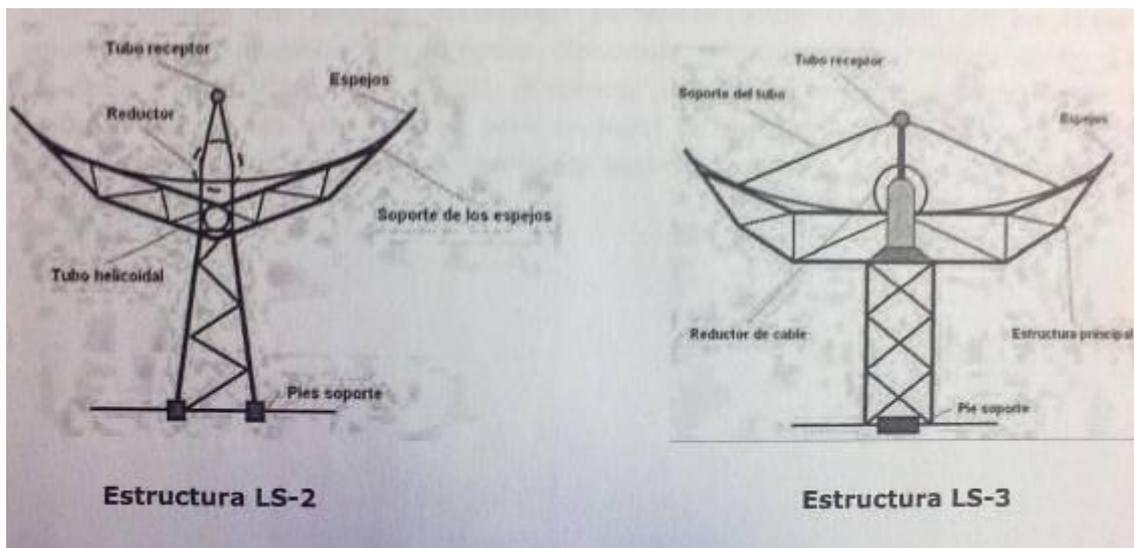


Ilustración 38: Sección transversal de colector LS-2 y LS-3.

A día de hoy no se conoce cual de los dos diseños representará un beneficio de capital el uno respecto del otro ya que la técnica espacial presenta ventajas iniciales, pero atendiendo a las cuestiones de rendimiento y mantenimiento la técnica de torque tube neutraliza su desventaja inicial.

Esta incertidumbre ha provocado que actualmente existan diseños bajo desarrollo como es el Eurotrough. Este proyecto pertenece a un grupo de empresas y de laboratorios de investigación europeos (Inabensa, Fitchner Solar, Flabeg Solar, SBP, Iberdrola, Ciemat, DLR,

Solel, CRES). El colector Eurotrough utiliza la filosofía de tubo central, pero en lugar de montar un tubo helicoidal, es una estructura cuadrada longitudinal (armazón soporte o torque box) la que realiza los principales esfuerzos.



Ilustración 39: Colector Eurotrough.

Consiste en un armazón rectangular con brazos soporte para los espejos, que consigue reducir las fuerzas sobre las planchas de vidrio en un factor de tres y por consiguiente las roturas del cristal en condiciones de vientos fuertes. Al estar sujeta la estructura a menores cargas de viento las deformaciones en operación son menores, aumentando por consiguiente el rendimiento óptico.

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

Un grupo alemán de desarrollo formado por Flagsol, Solar Millenium y la ingeniería SBP se concentró en la evolución de los colectores. El resultado de dicho trabajo fue la tercera generación del colector Eurotrough, el SKAL-ET con un diseño industrial que permitía reducir el coste del colector a un nivel aproximado de 200 €/m². Dicha reducción se ha logrado mediante las siguientes medidas:

- Reducción del peso específico del colector a 28 kg/m².
- Reducción del número de componentes para mejorar la producción a gran escala.
- Permitir la construcción in situ y reducción de costes de construcción.
- Reducir los requisitos de operación y mantenimiento.
- Mejorar la rigidez del colector, lo que incrementa el rendimiento óptico y permite operar en condiciones de viento más desfavorables, aumentando la producción anual.

Hoy en día hay tres proyectos de gran envergadura que utilizan este tipo de colector, Andasol-1, Puertollano y Andasol-2. Asimismo está previsto que este sea el colector que se utilizará en proyectos futuros como la planta que entrará en operación en Kuraymat (Egipto). Este tipo de colector es el que se muestra en la *ilustración 40*.



Ilustración 40: Colector Eurotrough SKAL-ET.

Dado el gran aumento de plantas de receptor central que se están desarrollando, numerosos proyectos innovadores tratan de mejorar los rendimientos de cada uno de los componentes de dichas plantas. Como se ha comentado hasta el momento el colector más avanzado en operación comercial es el SKAL-ET, pero la empresa Solar Millenium está desarrollando el denominado HelioTrough. Este prototipo se está ensayando en el Sur Oeste de EE.UU. Estos colectores cuentan con una longitud de 192 metros y una apertura de 6,7 metros y cuentan con una superficie de espejo ininterrumpida. Asimismo el tubo receptor aumenta su diámetro hasta 89mm lo que permite un incremento en el caudal del fluido de transferencia de calor, reduciendo por tanto las pérdidas ocasionadas por el bombeo.

Los nuevos colectores HelioTrough, consiguen alcanzar una eficiencia del 10 % superior a otros colectores, esto es debido a su mayor tamaño y al mayor ahorro en costes de sistemas de guía, bombas hidráulicas y equipamientos de medida de flujo.

Dado que este último colector todavía está en fase experimental, la elección para el desarrollo de este proyecto es el SKAL-ET, asumiendo que es colector comercialmente más desarrollado y que mejores rendimientos a nivel comercial ha reportado.

Reflector cilindro parabólico.

La misión del reflector cilindro parabólico es reflejar la radiación solar que incide sobre él y proyectarla de forma concentrada sobre el tubo absorbedor situado en la línea focal del reflector. Para llevar a cabo la reflexión se utilizan películas de plata o de aluminio asentadas

sobre un soporte que le proporciona la rigidez necesaria. Los medios soporte pueden ser de chapa metálica, plástico o cristal. En el caso de chapa metálica, el mismo material tiene la doble función de soporte y reflectante. Se suelen usar chapas de aluminio pulido pero su baja durabilidad a la intemperie de este material a pesar de su bajo coste hace que no sea el material más extendido.

En el caso del plástico como medio soporte, lo que se realiza es depositar una película de plata o aluminio sobre él, de modo que al final lo que se tiene es una fina lámina de plástico reflectante que puede pegarse a cualquier soporte rígido. El principal problema de esta tecnología es su baja durabilidad a la intemperie, ya que las partículas que transporta el aire arañan y erosionan la superficie. Asimismo el grado de ensuciamiento de estas superficies es mayor debido a que las superficies se cargan electrostáticamente por la acción del viento y atraen gran cantidad de polvo.

Sin lugar a dudas la opción más extendida es la de emplear vidrio como medio soporte. Sobre la cara posterior del vidrio se deposita una fina película de plata protegida por una película de cobre y otra de pintura epoxi. Dependiendo del espesor del vidrio sobre el que se deposita la película reflexiva de plata, existen dos tipos de espejos:

- Vidrio grueso: espesor > 3mm
- Vidrio delgado: espesor < 1,5mm

Cuando se utiliza vidrio grueso como soporte, el vidrio es curvado en caliente y posteriormente se deposita la película de plata. Cuando el vidrio empleado es delgado los espejos tienen suficiente flexibilidad como para curvarse en frío y pueden pegarse directamente sobre un soporte metálico que es el que asegura la adecuada curvatura del concentrador.

El empleo de plata en lugar de aluminio se debe a que la reflectividad de la plata es sensiblemente mayor. Los espejos de vidrio con película de plata pueden llegar a tener un 93,5% de reflectividad solar. Asimismo el empleo de este material en las plantas SEGS y su correcto funcionamiento han decantado la balanza a favor de la plata y su empleo extendido.

Cabe destacar que los únicos problemas que han ocasionado este tipo de espejos en las plantas SEGS son los derivados del impacto del viento, por lo que como ya se ha realizado en otras plantas, la construcción de un muro de contención de 5 metros de altura alrededor de la planta puede contribuir a una vida más larga de los espejos, así como emplear un espejo más grueso en las zonas perimetrales de la planta.

El tamaño de los espejos empleados en la práctica totalidad de las plantas en operación es el siguiente.

Modelo RP3, fabricado por Flabeg Solar.

- Espejo interior 1.700 mm x 1.641 mm = 2,79 m²
- Espejo exterior 1.700 mm x 1.568 mm = 2,67 m²

Tubo absorbedor o receptor.

El tubo absorbedor es el encargado de convertir la radiación solar concentrada, en energía térmica que transporta el fluido calorífero. Se encuentra ubicado en la línea focal del colector cilindro parabólico, sujeto a la estructura mediante unos brazos soporte. Consiste en un tubo absorbedor que a su vez está compuesto por dos tubos concéntricos, uno interior metálico, por el que circula el fluido calorífero y otro exterior de cristal. El tubo metálico lleva un recubrimiento selectivo que le proporciona una elevada absorptividad (94%) en el rango de la radiación solar y una baja emisividad en el espectro infrarrojo (15%) lo que le proporciona un elevado rendimiento térmico. El recubrimiento selectivo empleado es un compuesto de cermet (productos mezcla de compuestos metálicos y cerámicos) dado que la temperatura no superará los 425 °C. La problemática derivada de estos recubrimientos consiste en que se degradan en contacto con el aire cuando están calientes, por que es necesario que exista un alto vacío en la cámara que queda entre el tubo metálico interior y la cubierta de cristal. El tubo de cristal que rodea al tubo interior metálico tiene una doble misión: en primer lugar, proteger el recubrimiento selectivo de las inclemencias metereológicas y reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo absorbedor. Este tubo suele llevar un tratamiento antirreflexivo por las dos caras para aumentar su transmisividad y por consiguiente el rendimiento óptico.

Los tubos de vidrio van unidos para que se mantenga el vacío y no se degrade la superficie selectiva, dicha unión se realiza mediante una soldadura vidrio-metal, a un fuelle metálico que va soldado por su otro extremo al tubo metálico interior. De esta forma se logra que exista un espacio anular estanco entre el tubo interior metálico y el tubo exterior de vidrio, a la vez que el fuelle metálico sirve para compensar la diferente dilatación térmica de los tubos de vidrio y metal a las temperaturas de trabajo.

Para asegurar el vacío en el espacio anular, lo habitual es adherir al tubo metálico unas piezas pequeñas, denominadas getters, cuya misión es absorber las escasas moléculas que puedan ir penetrando con el paso del tiempo en dicho espacio. La *ilustración 41* muestra un getter.

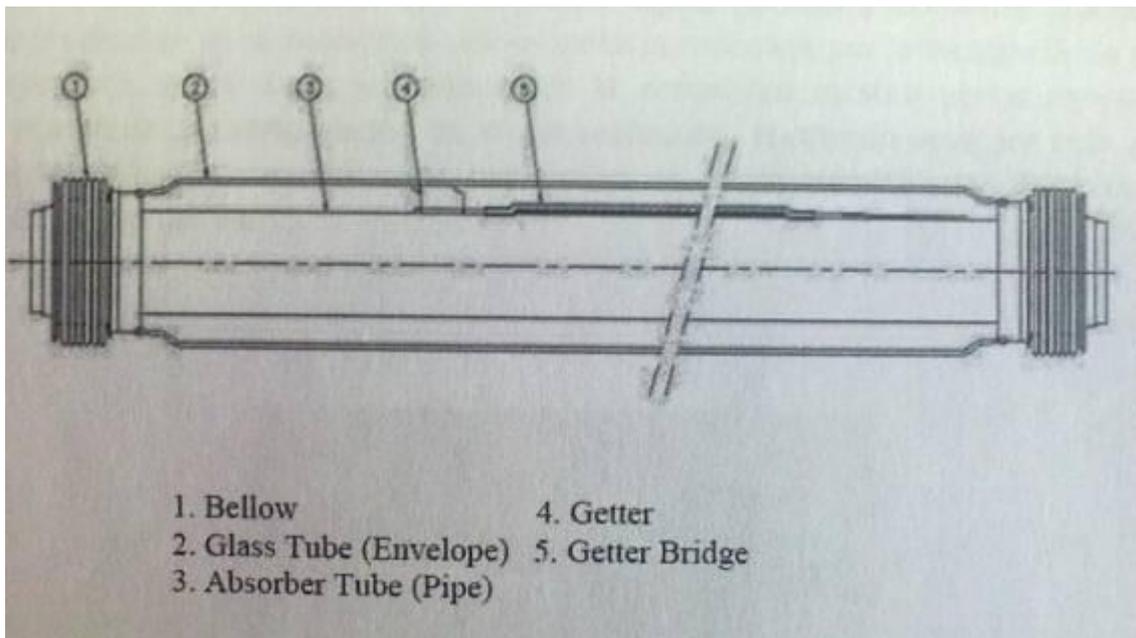


Ilustración 41: Getter.

A pesar de que con el paso del tiempo se ha conseguido minimizar los fallos ocasionados por la pérdida del vacío, rotura del cristal exterior, degradación del recubrimiento selectivo ante la presencia de oxígeno... los costes de operación y mantenimiento de los tubos absorbentes siguen siendo importantes. El principal problema a día de hoy sigue siendo la rotura en la soldadura vidrio-metal, por lo que las investigaciones más activas tratan de mejorar la configuración de dicha soldadura para mantener los niveles de estrés térmico y mecánico por debajo del límite de rotura.

Actualmente se está desarrollando un tubo absorbente de bajo coste que se basa en la utilización de un nuevo recubrimiento selectivo, conocido como cristal negro y desarrollado por los laboratorios ELI (Energie Laboratorios, Inc) y SNL (Sandía Nacional Laboratorios). Este recubrimiento incorpora un sobre-recubrimiento de sol-gel, que reduce la oxidación en presencia de aire en el espacio anular. Asimismo este sistema tiene la ventaja de que se puede aplicar tanto a tubos de acero inoxidable nuevos como a tubos en funcionamiento que tenga el recubrimiento dañado.

Sistema de seguimiento solar

El colector CCP concentra sobre el tubo absorbente la radiación solar, para ello debe estar enfocado hacia el Sol durante el día. Dicho seguimiento precisa de un sistema que oriente el campo de espejos acorde al movimiento solar. El sistema de seguimiento más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro parabólicos del colector alrededor de un eje.

Cabe destacar que también se han fabricado colectores cilindro parabólicos que pueden girar en dos ejes, aunque su rendimiento experimental ha sido menor que los de seguimiento en único eje, el de elevación.

Los colectores con seguimiento en único eje tienen menor coste y salen más rentables ya que mecánicamente son más sencillos; son más robustos, por lo que soportan cargas de viento mayores y su deformación ante esta inclemencia meteorológica es menor que en el seguimiento de dos ejes.

Normalmente los colectores cilindro parabólicos se instalan de forma que su eje de giro quede orientado en la dirección Norte-Sur.

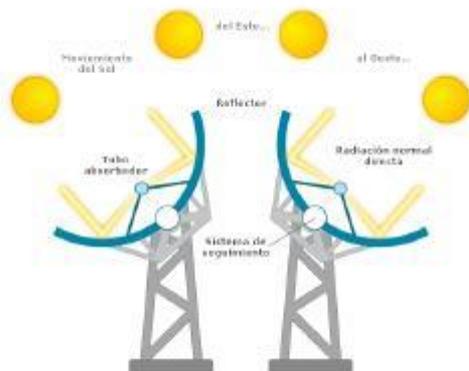


Ilustración 42: movimiento de un CCP a lo largo del día.

La rotación del colector requiere un mecanismo hidráulico que mueva el colector de acuerdo a la posición del Sol.

Los mecanismos eléctricos son adecuados para colectores de pequeño tamaño, donde no se requieren altos pares de giro en el eje del colector. Para colectores grandes como el empleado en este proyecto, el Eurotrough, los altos pares requeridos obligan a usar mecanismos hidráulicos, en los que una bomba eléctrica alimenta dos pistones hidráulicos, que son los que giran la estructura del colector a lo largo del eje de seguimiento.

Con el objetivo de minimizar los costes y llevar a cabo una simplificación en la construcción de la planta, un solo mecanismo debe ser capaz de mover varios módulos simultáneamente conectados en serie. Así el motor hidráulico debe ser capaz de mover hasta doce unidades simultáneamente.

El movimiento del colector está gobernado por un control electrónico.

Existen dos conceptos para realizar esta tarea: un seguimiento directo con sensores solares (fotocélulas) en un bucle abierto o un seguimiento con cálculo de la posición del Sol y utilizando como referencia codificadores angulares situados en el eje del colector en un bucle cerrado o mixto. Este último sistema todavía está en fase experimental.

En cuanto a los sensores solares, existen dos filosofías: los de banda de sombra y los de línea de flujo.

Los sensores de banda de sombra están formados por dos fotocélulas montadas sobre una superficie plana. Las dos están separadas por una fina pared intermedia (banda de sombra) y el conjunto del sensor se monta en el CCP de forma que el Sol se encuentre en un plano normal a dicha superficie cuando el colector está bien enfocado, y la banda de sombra queda paralela al eje de giro del colector.

Los sensores de línea de flujo se montan sobre el propio tubo absorbente. Consta de dos fotocélulas situadas en ambas partes del tubo, para detectar el flujo concentrado en el absorbente. El colector está correctamente orientado cuando ambos sensores están iluminados por igual y suministran una señal eléctrica idéntica. Este tipo de sensores solares proporcionan una buena precisión de seguimiento ya que se puede asegurar una precisión de 0,05°.

Para llevar a cabo los cálculos solares es necesario tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Cálculo de la posición del Sol.
- Medida de la posición de cada colector.
- Corrección de la posición.
- Gestión de comunicaciones con los colectores.
- Modos de operación de cada colector y consignas.
- Detección de errores y perturbaciones y su comunicación al control central.
- Acciones de emergencia y generación de alarmas

Fluido de transferencia.

Los colectores cilindro parabólicos utilizan un fluido de transferencia de calor que, al circular a través del tubo receptor, absorbe en forma de energía térmica la energía radiante procedente del Sol, y la transporta hasta el bloque de potencia. El tipo de fluido calorífero empleado determina el rango de temperaturas de operación del campo solar y consecuentemente, el rendimiento que se puede obtener en el ciclo de potencia. Una de las ventajas de la tecnología de colectores cilindro parabólicos es su capacidad para almacenar energía térmica de forma que pueda ser utilizada en periodos de no-insolación. Este almacenamiento implica un sobredimensionamiento del campo solar y aumento del factor de capacidad anual de la planta. Una comparación a tener en cuenta entre las distintas opciones de diseño campo es que el factor anual de capacidad sin almacenamiento térmico es del 25%, mientras que un campo con almacenamiento térmico tiene un factor anual de capacidad del 50%.

La temperatura de operación en los colectores oscila entre 150 °C y 400°C, a más temperatura las pérdidas térmicas en este tipo de colectores son altas y reducen su rendimiento.

El fluido de trabajo en este diseño será aceite, para este tipo de fluido las presiones requeridas en las tuberías son mucho menores en comparación con agua como fluido de trabajo, en el que es necesario mantenerla en todo momento a una presión superior a la de saturación correspondiente a la temperatura máxima que alcance el agua en los colectores solares. Esta ventaja de necesitar que la presión en las tuberías sea menor debido a que su presión de vapor a una temperatura dada es mucho menor que la del agua, simplifica la instalación y sus medidas de seguridad.

El aceite empleado en este diseño es el más extendido y testado en plantas termosolares de colectores cilindro parabólicos, el Therminol VP-1. Este aceite sintético traba bien a 400°C, aunque tiene el problema de que su punto de congelación es de 12°C, lo que obliga a mantener a todo el circuito a una temperatura superior a 12°C de forma permanente. A pesar de ser esta condición un posible problema para la planta, la energía consumida para mantener el circuito de aceite a una temperatura superior a la de congelación, es muy pequeña.

La caldera auxiliar instalada en la planta que opera con gas natural, garantiza que el circuito de aceite no se congelará nunca en periodos de no-insolación.

El aceite empleado, el Therminol VP-1, es una mezcla eutéctica de bifenilo y óxido de difenilo. A medida que utilice este aceite, sufrirá una degradación, lo cual afectará significativamente al aspecto económico y al de seguridad. Las razones fundamentales de la degradación son las siguientes:

- Debido a una contaminación producida por los restos de sustancias existentes en el interior del tubo receptor. El medio para solucionar este problema es realizar el denominado “Flushing”, que consiste en hacer circular el fluido caloportador u otros fluidos por el interior de los tubos receptores a una velocidad muy superior a la velocidad de trabajo habitual (3,m/s), cambiando el regimen de circulación de laminar a turbulento. Para llevar a cabo este proceso es necesario desconectar los actuadores (válvulas, filtros, bombas, etc...) y conectar una bomba especial, capaz de bombear el doble de caudal que el habitual para conseguir el régimen turbulento. La suciedad que se desprende de las tuberías se atrapa mediante unos filtros que se irán colocando de manera sucesiva disminuyendo su tamaño de paso, de modo que primero atrape las partículas más grandes y así hasta las más pequeñas.
- Debido a la contaminación con agua en el generador de vapor. Más concretamente esta contaminación se produce en el recalentador, ya que va a ser el intercambiador que más diferencias de temperatura va a presentar entre el fluido caloportador y el fluido del circuito agua vapor. El punto que más problemas ocasiona es la soldadura entre la placa tubular y cada uno de los tubos.
- Debido a alguna fuga se puede producir una oxidación del aceite con el oxígeno ambiental.

- Un craqueo (rotura de moléculas más complejas en moléculas más sencillas) debido a una superación puntual de la temperatura de 400°C. Esta degradación del aceite puede suceder en las paredes del tubo absorbedor y en la caldera auxiliar.

III. 2.2 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

La solución más viable en la actualidad es la del almacenamiento indirecto en dos tanques de sales fundidas. El esquema consiste básicamente en hacer circular Therminol VP-1 a través del campo de colectores, para posteriormente transferir su energía térmica, a través de un intercambiador de calor, a sales fundidas calientes, en un tanque de almacenamiento térmico. Cuando el ciclo de potencia está parado, se hace recircular el flujo de sales hacia el cambiador de calor para recalentar el fluido de transferencia térmica. La *ilustración 43* muestra un esquema del sistema de almacenamiento.

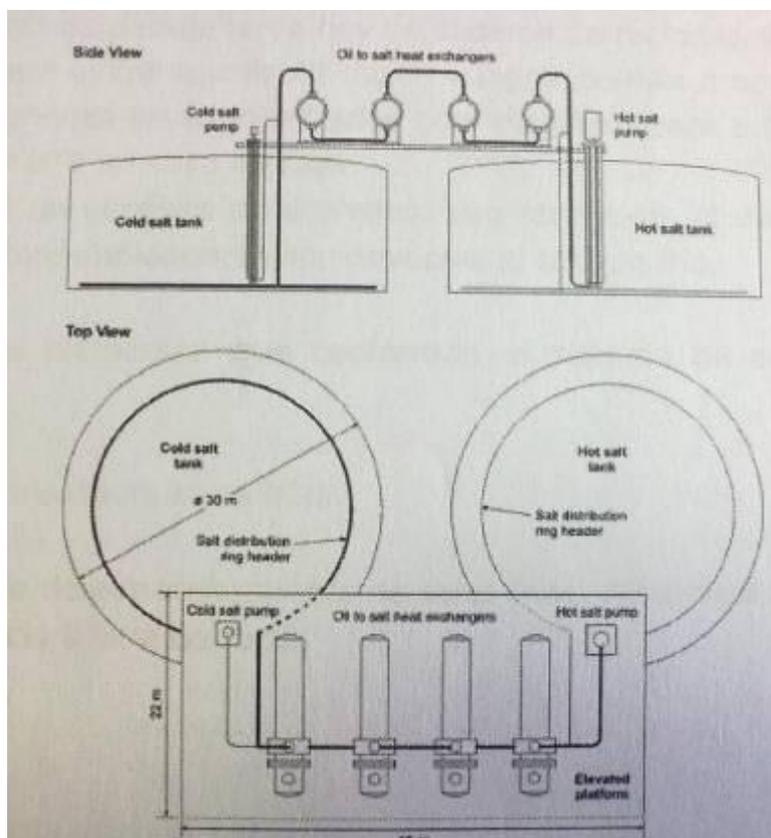


Ilustración 43: Esquema del sistema de almacenamiento.

Cabe destacar que el coste del intercambiador de calor es el que condiciona el coste del sistema.

Este sistema de almacenamiento consta de dos tanques, el que se denomina frío con una temperatura mínima de 292 °C para evitar la solidificación de las sales y el tanque que se denomina caliente a 386 °C, el cual será calentado con el aceite caliente proveniente del campo solar.

Los elementos que conforman el sistema de almacenamiento, son los siguientes:

Intercambiador de calor aceite – sales.

El tren de intercambio (conjunto de intercambiadores) está dispuesto en serie, en sentido desde el tanque frío al caliente. En el proceso de calentamiento de las sales, el aceite circula por los tubos, mientras que las sales circulan por la carcasa. Es fundamental que las tuberías lleven el traceado eléctrico para evitar la congelación de las sales, manteniendo una temperatura que se monitoriza por encima de un valor de consigna, para lo cual dispone de un sistema eléctrico de calentamiento. Asimismo incorporan un aislamiento de 200mm de silicato de calcio recubierto de aluminio.

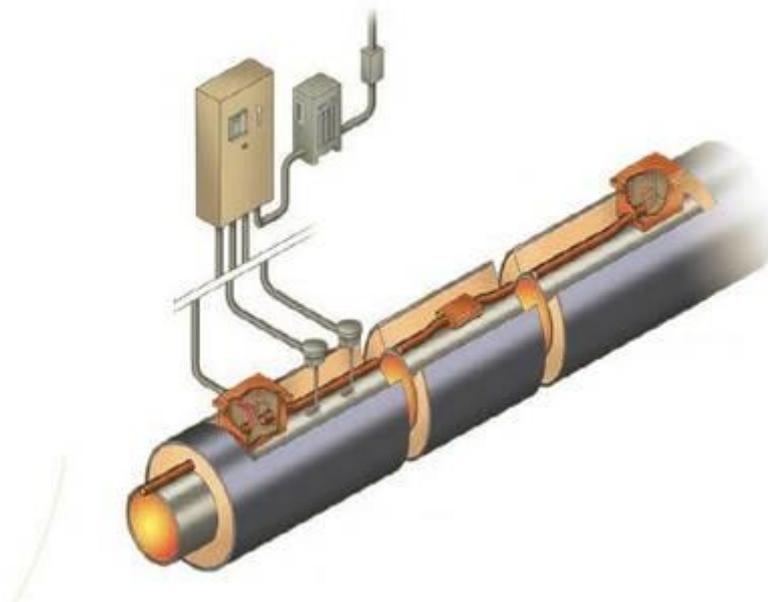


Ilustración 44: tubería con traceado eléctrico.

Los intercambiadores están compuestos de 9 termopares tipo K, tanto para tubería de sales como para tuberías de aceite. Estos termopares irán ubicados en tubo de acero semiduro, protegiendo el ensamblaje principal con conversor digital.

Tanques de almacenamiento de sales fundidas

Almacenamiento de sales frías. El tamaño es calculado en el capítulo 4, punto 3.

- Aislamiento de 300 mm de silicatos de calcio y lana de roca.
- Calentadores eléctricos en forma de traceado, que se encuentra sumergido en el tanque.

Almacenamiento de sales calientes. El tamaño es calculado en el capítulo 4, punto 3.

- Aislamiento de 300 mm de silicatos de calcio y lana de roca.
- Calentadores eléctricos en forma de traceado, que se encuentra sumergido en el tanque.

Manejo de las sales fundidas.

El manejo de las sales fundidas se lleva a cabo con dos bombas, la primera de ellas hace circular las sales frías hacia el intercambiador de calor aceite-sales donde recoge la energía térmica almacenada por el fluido de trabajo, el aceite Therminol VP-1.

La segunda de las bombas es la encargada de hacer circular las sales calientes hacia el intercambiador de calor aceite-sales y así calentar el fluido de trabajo cuando la planta se encuentre en periodos de no-insolación, de esta manera la planta tiene capacidad de almacenamiento térmico y por tanto capacidad para generar electricidad en momentos en los que el aceite no es calentado por el campo solar.

Sistema de drenajes.

Es necesario en el sistema de almacenamiento el denominado sistema de drenajes, en el que un recipiente, recoja el vaciado de las tuberías y los intercambiadores. Está situado a 2 metros por debajo del nivel del suelo y su función es recoger los drenajes de las tuberías y de los intercambiadores. Este elemento también debe constar de un traceado para evitar que se solidifiquen las sales.

Este sistema debe constar de una bomba de drenaje para devolver las sales al tanque de sales frías.

Asimismo debe poseer un sistema de detección de fugas y condensados de HTF. Lo detecta, separa el HTF del circuito de sales e identifica el punto exacto de la fuga.

Alternativas de fluido de trabajo.

- Empleo de sal fundida como fluido de transferencia de calor:

El empleo de sales fundidas como fluido de transferencia de calor, es un proyecto innovador en el que el fluido de trabajo y el de almacenamiento es el mismo, de este modo el sistema de almacenamiento es directo y se evita el costoso cambiador de calor aceite-sales. Además, el campo solar puede operar a más altas temperaturas, incrementando el rendimiento del ciclo de potencia y reduciendo el coste del almacenamiento térmico.

El problema de esta tecnología es que la sal fundida a más baja temperatura que se puede encontrar a un coste razonable es la Hitec XL, que se congela a unos 120 °C, por lo que las precauciones que se deben adoptar para que el fluido no se congele son máximas. Asimismo otra desventaja clara de esta tecnología es que trabajar a temperaturas más altas provoca un incremento de las pérdidas térmicas y un posible deterioro del recubrimiento selectivo y por consiguiente la necesidad de utilizar materiales más caros en las tuberías.

Las alternativas que se están considerando para evitar la congelación de sales durante los periodos en los que no hay insolación son básicamente las siguientes:

- Vaciado por gravedad del contenido de sales de cada bucle en los tanques dispuestos en su entrada. Para ello habría que dotar de una pequeña inclinación a los colectores.
- Mantenimiento en circulación permanente, lo cual tiene la desventaja de pérdidas térmicas y de bombeo.
- Dejar que se congelen las sales los tubos absorbedores, manteniéndola líquida en todas las tuberías adyacentes y proceder a su fusión con los primeros rayos de sol de cada día.

- Empleo de sales orgánicas como fluido único.

Proyectos recientes llevados a cabo por la universidad de Alabama y NREL están investigando el empleo de sales orgánicas como fluido de trabajo y de almacenamiento térmico. La principal ventaja de estas sales es que muchas de ellas son líquidas a temperatura ambiente. Asimismo presentan un bajo punto de congelación, una gran estabilidad térmica, baja corrosión sobre materiales estándar, buenas propiedades térmicas y de transferencia de calor.

El factor limitante de estas sales es su coste. Hasta la fecha sólo se han utilizado en la industria en muy pequeñas cantidades, de modo que, si su demanda comercial aumenta, disminuirá su coste y serán entonces muy atractivas para cumplir los requisitos necesarios de aplicación solar.

➤ Generación Directa de Vapor (GDV).

La generación directa de vapor en plantas de colectores cilindro parabólicos elimina la necesidad de un fluido de transferencia de calor en el campo solar. Aunque la generación directa de vapor incrementa el coste del sistema de tuberías, ya que la presión óptima del fluido de trabajo (vapor) se sitúa por encima de los 100 bar, la inversión global de la planta se reduce, ya que se eliminan los intercambiadores de calor intermedios (aceite-agua).

Asimismo el rendimiento global se incrementa dada la ausencia, en primer lugar, de un generador de vapor intermedio y la obtención de mayores temperaturas y presiones de trabajo en el ciclo de potencia.

La generación directa de vapor se ha probado con éxito en la Plataforma Solar de Almería (PSA) y cabe destacar que los resultados obtenidos son bastante prometedores.

➤ Conclusión.

A fecha de hoy la tecnología con menor riesgo en proyectos a corto plazo es la de almacenamiento indirecto en dos tanques de sales fundidas, a pesar de las innovadoras tecnologías que afloran, para la realización de este proyecto, la elección es la de almacenamiento indirecto con fluido de trabajo aceite y dos tanques de sales fundidas con intercambiador de calor aceite-sales.

III. 2.3 SISTEMA DE CONVERSIÓN DE POTENCIA.

El ciclo de potencia que se va a acoplar va a ser un ciclo Rankine. La configuración general del ciclo va a depender de su tamaño, es decir, de la potencia eléctrica que produzca.

La potencia térmica que se va a estudiar desde un punto de vista teórico, es de 50 MWe netos. Dado que el fluido de trabajo empleado es aceite, éste material no permite superar los 400 °C, por lo que, hay que mantener cierto margen de seguridad y la temperatura se limita a 390°C. Si además de esto se tiene en cuenta el intercambio de calor aceite-agua que se realiza en el generador de vapor, la temperatura de entrada a la turbina será de unos 385 °C.

Para la planta de 50 MWe netos considerada, el ciclo de Rankine elegido tiene 4 extracciones de turbina de baja presión, las cuales son necesarias, porque no sólo cuenta el rendimiento de la turbina, sino que también es importante el grado de precalentamiento que se consigue en el circuito de agua de condensado y agua realimentación. Cuanto más precalentada está el agua, menor será el calor que hay que suministrar en el generador de vapor.

Antes de iniciar el estudio del ciclo de potencia es conveniente describir los elementos que forman los bloques de potencia.

La función principal del ciclo agua-vapor es transportar vapor desde el generador de vapor, hasta la turbina de vapor, y una vez expandido en la turbina retornar de nuevo hasta el generador de vapor el agua condensada en el condensador.

Los datos básicos del bloque de potencia considerados en este proyecto son los siguientes:

- Número de generadores empleados son dos. Estos generadores son intercambiadores tubulares.
- Existen dos niveles de presión. En el cuerpo de alta presión, la presión de entrada es de 107 bares y en el caso del cuerpo de baja presión, esta presión es de 42 bares. En ambos casos y gracias al recalentamiento intermedio, la temperatura de entrada a la turbina es de 385 °C.
- La presión de vacío del condensador es del orden de 0,35 bar.

A continuación se enumera alguno de los elementos del bloque de potencia.

2.3.1 Generador de vapor

La función del generador de vapor es producir vapor sobrecalentado a las condiciones requeridas de entrada en la turbina, a partir de la energía térmica del aceite recogida en el campo solar o en los intercambiadores de sales cuando se descarga el almacenamiento.

Este es un elemento crítico por el gran número de tubos y soldadura que tiene en su interior cuya calidad habrá que cuidar extremadamente para que no haya ninguna contaminación del agua con el aceite, lo que podría producir daños de gran alcance en la turbina.

2.3.2 Turbina

La turbina de vapor de una planta termosolar, es muy similar a las turbinas empleadas en cualquier planta industrial y se adaptan a las aplicaciones termosolares.

La turbina empleada será del fabricante Siemens, quien actualmente oferta turbinas capaces de trabajar con un 10 % de carga. La SST-700 es una turbina de dos carcasas consistente en dos módulos: un módulo de AP (alta presión) con reductor y otro de BP (baja presión). Se utiliza para aplicaciones de generación de energía, especialmente en ciclo combinado o centrales termo-solares. Cada módulo se puede usar independientemente o combinado en una configuración ideal.

Acerca de la turbina a nivel genérico se puede decir que es un equipo sencillo, y como máquina industrial, es una máquina madura, bien conocida y muy experimentada. Cabe destacar que más del 70 % de la energía eléctrica generada en el mundo se produce diariamente con turbina de vapor.

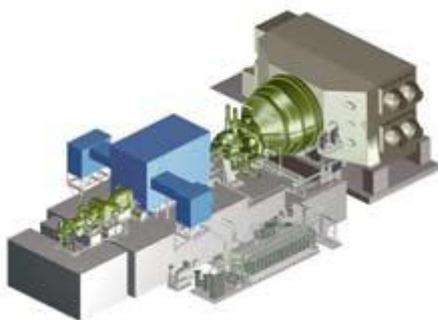


Ilustración 45: Turbina Siemens SST-700

El funcionamiento es el siguiente:

Se introduce vapor a una temperatura de 385 °C y a una presión de 107 bares. Este vapor hace girar unos álabes unidos a un eje rotor. A la salida de la turbina, el vapor que se introdujo tiene una presión y una temperatura inferior. Parte de la energía perdida por el vapor se emplea en mover el rotor. Esta máquina necesita también de unos equipos sencillos como son: un

sistema de lubricación, de refrigeración, unos cojinetes de fricción y un sistema de regulación y control.

La turbina es un equipo tan conocido y probado, que su robustez adquirida con el paso del tiempo le confiere una vida útil larga y exenta de problemas siempre y cuando se respeten las normas de mantenimiento.

Ante la amplia oferta de turbinas que existen en el mercado, la empleada en la planta que se diseña en este proyecto responde a las siguientes características:

- Turbina multietapa: debido a que la demanda de potencia es muy elevada e interesa que el rendimiento sea muy alto.
- Condensación: el vapor de escape es condensado con agua de refrigeración. Estas turbinas son de gran rendimiento y se emplean en máquinas de gran potencia.
- Reacción: acorde a la forma en que se realiza la transformación de energía térmica en energía mecánica, el tipo de turbina empleada es de reacción en las que además de la velocidad del vapor, se aprovecha la pérdida de presión.
- Axial: en función de la dirección del flujo en el rodete, la turbina ha de ser axial, siendo estas las más comunes en las que el paso de vapor se realiza en la misma dirección que el eje de la turbina.

Los elementos que conforman la turbina son los siguientes:

- Rotor, es la parte móvil de la turbina.
- Estator, parte fija que cubre el rotor y sirve de armazón y sustentación de la turbina.
- Álabes, son los elementos de la turbina donde tiene lugar la expansión del vapor. Son de dos tipos. Fijos y móviles.
- Los álabes fijos van acoplados al estator y sirven para dar la dirección correcta al vapor y que éste empuje los álabes móviles que van ensamblados en el rotor.
- Diafragmas, son los discos que van dispuestos en el interior de la carcasa perpendicularmente al eje y que llevan en su periferia los álabes fijos.
- Cojinetes, soportan los esfuerzos y el peso del eje de la turbina.
- Sistemas de estanqueidad, son los sistemas de cierre situados a ambos extremos del eje de la turbina que evitan que escape el vapor de la turbina.

En la turbina se realizan diferentes extracciones de vapor para ser utilizado principalmente en el condensador y el desgasificador para eliminar los gases incondensables y precalentar el agua.

2.3.3 Precalentador

Los precalentadores son intercambiadores carcasa-tubos, en forma de U. Su función es precalentar el agua del desgasificador. Este precalentamiento se realiza con vapor extraído de la turbina.

2.3.4 Desgasificador

Su misión es eliminar los gases que no ha sido posible eliminar en el condensador. Los gases que se deben eliminar son oxígeno y dióxido de carbono.

2.3.5 Condensador

El condensador está situado a la salida de la turbina de vapor. Su función es la de condensar el vapor, así como la de eliminar gases incondensables y nocivos, como puede ser el oxígeno. La turbina va unida al condensador a través de una junta de expansión, además el condensador está protegido contra las sobre presiones con sus correspondientes válvulas.

El condensador empleado será axial, dada su menor altura de cimentación y mayor eficiencia respecto a los condensadores radiales.

Los gases condensables son el 99% del total, para su condensación se emplea agua fría que se hace pasar por un haz tubular del condensador, a una temperatura menor que la temperatura de saturación. Para la eliminación de los gases incondensables (1%) se emplean bombas de vacío eléctrico.

2.3.6 Caldera auxiliar / hibridación.

La legislación española permite instalar calderas auxiliares para compensar aquellos instantes en los que la radiación baje excesivamente. Según la normativa vigente recogida en el R.D.661/2007 las instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad 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.

Estas calderas suelen diseñarse para una potencia térmica equivalente a un 30% de la necesaria para proporcionar los 50MWe netos, ya que no tiene sentido invertir más en este componente que va a trabajar normalmente a mucha menor carga que la que requeriría la potencia nominal de la planta.

Estas calderas utilizan gas como combustible, y se diseñan para trabajar como calderas de apoyo en paralelo al campo solar, sus funciones son las siguientes:

- Facilita la operación durante transitorios.
- Realiza el arranque de la turbina.
- Reduce el número de paradas de la turbina.
- Facilita la operación a plena carga, complementando al campo solar o al sistema de almacenamiento.
- Mantiene el aceite a la temperatura idónea.
- Protege de la solidificación de las sales fundidas.

La hibridación con Gas Natural frente a la alternativa de la biomasa presenta los siguientes beneficios.

- Facilita la obtención de la “Gestionabilidad.”
- Mejora la controlabilidad y operabilidad de la planta.
- Mejora el rendimiento medio.
- Mejora el factor de capacidad.
- Alarga la vida de los equipos.
- Mejora el rendimiento económico.

Si bien, no todo son ventajas ya que la hibridación con Gas Natural requiere una mayor inversión y mayor coste de operación así como el negativo punto de emitir CO₂.

Los promotores de las plantas ven a la hibridación con GN una gran ventaja competitiva en el aspecto económico por lo que en el diseño de este proyecto la hibridación será realizada con Gas Natural.

Las características de diseño de esta caldera son las siguientes:

- Absoluta estanqueidad del cuerpo de presión.
- La caldera se diseñará para el 30 % de la potencia nominal eléctrica.
- El cuerpo de presión se diseñará para soportar al menos 30 bares de presión a la temperatura máxima de diseño.
- Que la temperatura de película del fluido más próximo a la pared del tubo sea la menor posible, ya que afecta al autoconsumo del fluido.
- Capacidad de ser vaciado al 100 %, en caso de avería.
- Tiene incorporado un recuperador de calor que precaliente el aire previo a la combustión, aumentando la eficiencia energética.
- Su nivel de emisión de contaminantes ha de ser bajo.
- El cuerpo de intercambio ha de estar preparado para pasar de reposo a 100 % de carga cíclicamente. Ha de soportar los esfuerzos de tracción-compresión que va a sufrir el arrancar y parar la caldera.

El suministro del gas que consumen las plantas, se realizaría con una conexión al gaseoducto que pasara por la zona. En el caso de que dicho gaseoducto se encontrara a una distancia elevada, el transporte del gas natural hasta la planta se realizaría por medio de camiones de gas natural licuado en dotándose a la planta de una estación de regasificación.

2.3.7 Alternador y evacuación a la red.

El eje de salida de turbina se conecta solidariamente con un alternador para generar electricidad a 11kV que mediante un transformador de 60 MW se elevará hasta el voltaje de la línea de transmisión o de distribución eléctrica. En este caso suponemos que se conecta con una red de distribución a 132 kV.

2.4 Sistema de control

La central está controlada mediante un sistema de control distribuido, dotado de controladores y tarjetas que gobiernan el campo solar, el intercambio de sales frías y sales calientes, todo el sistema de aceite térmico con los distintos modos de funcionamiento, así como el BOP (Balance of Plant) que es el conjunto de subsistemas y componentes distintos del campo solar, y las comunicaciones con las diferentes elementos auxiliares.

A través del sistema de control los operadores de la planta reciben la información proporcionada por los sensores y envían órdenes y comandos a los mismos.

En cuanto al campo solar, el sistema de control refleja las señales recibidas por todos los colectores cilindro parabólicos, facilitando al operador la toma de decisiones desde la sala de control.

2.5 Sistema eléctrico.

Además del transformador para evacuar la corriente generada a la red, la planta deberá producir la energía para todos sus consumos propios cuya conexión principal se encuentra también en el transformador principal de evacuación. En la figura puede verse un diagrama unifilar simplificado en donde pueden verse las distintas zonas de consumo así como los distintos transformadores para adecuar la tensión a las necesidades de los equipos y el nivel de voltaje al que se encuentran conectados estos.

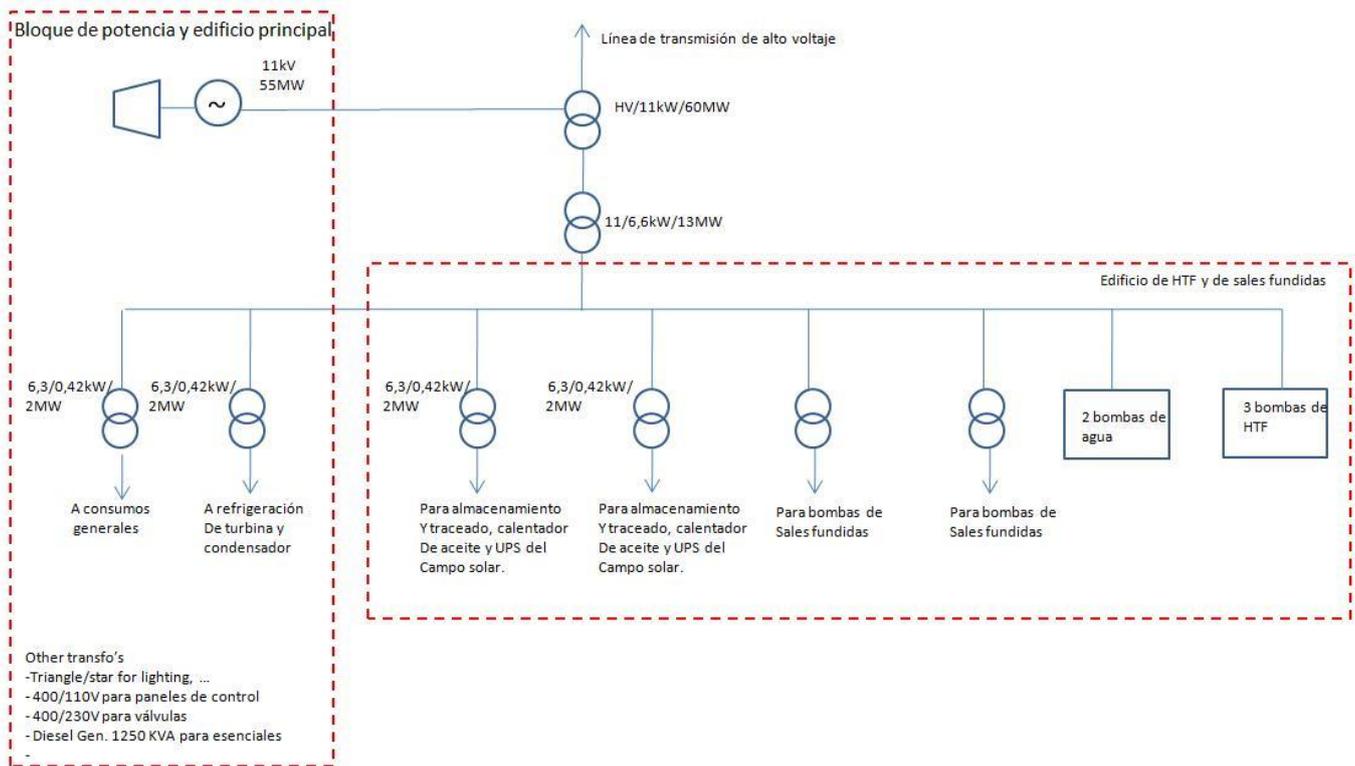


Ilustración 46: Diagrama unifilar.

2.6 Sistemas auxiliares

➤ Agua

El agua necesaria para la planta de este proyecto, se tomaría de pozos aforados en las cercanías de la planta.

La mayoría del agua consumida se destina a la refrigeración del circuito agua-vapor. El suministro de agua a la planta se realiza mediante el bombeo desde cuatro pozos ubicados en la isla de potencia, y es enviada a un depósito enterrado desde el que se suministra agua a la planta de tratamiento de agua, la cual satisface el aporte a la red de agua potable y el aporte a la cadena de desmineralización. La planta de tratamiento de agua filtra el agua recibida para posteriormente enviarla a las torres de refrigeración, un 10 % del agua recibida y tratada se destina a las calderas y a la limpieza de los espejos del campo solar.

La confederación hidrográfica del Guadalquivir obliga a construir una balsa para aprovechar el agua pluvial, y asimismo, ser capaz de autoabastecerse de agua durante 2 meses en caso de que, por situación de sequía o similar, la confederación obligue a cerrar el flujo de agua procedente del Guadalquivir.

➤ Meteorología

La planta debe constar de una serie de instrumentos necesarios para saber el presente y futuro cercano de las condiciones meteorológicas de la planta. Estos instrumentos son los siguientes:

- Piroheliómetro, mide la radiación solar directa.
- Anemómetros, miden la velocidad y la dirección del viento.
- Equipo de medida de la humedad relativa.
- Información satélite de predicción de la evolución de las condiciones meteorológicas, un parte meteorológico completo para poder prever cuales serán las condiciones de funcionamiento de la planta en un futuro cercano.

La planta dispondrá de un software de predicción para poder efectuar las estrategias óptimas de operación.

➤ Sistema de dosificación química

Este sistema está compuesto por una serie de subsistemas:

- Dosificación de amoníaco y carbohidracida en las descargas de la bomba de condensado, para mantener el PH y el contenido de oxígeno en el condensado dentro de los límites de diseño.
- Dosificación de amoníaco y carbohidracida en el agua de alimentación, para mantener los niveles establecidos por los fabricantes de caldera y turbina.
- Dosificación de inhibidor de corrosión para disminuir las características corrosivas del agua demineralizada del circuito de refrigeración.

➤ Redes de saneamiento

En este diseño se estima que son necesarias cuatro redes de saneamiento separadas y totalmente independientes. Todas ellas están formadas por tubos de PVC.

La primera de las redes recoge las aguas residuales procedentes de la torre de refrigeración y del ciclo de vapor.

Otra red se encarga de las aguas de servicio que recoge las aguas residuales con efluentes aceitosos procedentes del drenaje y limpieza de edificios, zona de turbinas, componentes, etc... y son conducidas al separador de aceite y grasas.

Similar a esta última red se estima necesario otra red de aguas de servicio en la zona de talleres anexa a la planta.

La última de las redes está destinada a las aguas residuales sanitarias las cuales son conducidas hasta los sistemas de tratamiento biológico.

➤ Sistema contra incendios

La planta deberá estar dotada de un sistema contra incendios para solventar cualquier incendio inesperado que acontezca en ella. Las medidas de seguridad a adoptar son máximas ya que el aceite térmico es inflamable y dado el grado de protagonismo de este elemento en el diseño de la planta, es necesario elaborar sistemas contra incendios.

➤ Limpieza de espejos.

La suciedad acumulada en los espejos y en el receptor provoca una considerable pérdida de la eficiencia energética del proceso. Es necesario tener en cuenta el suministro de agua necesario para la limpieza periódica de estos elementos y así mantener las condiciones óptimas de funcionamiento.

Para esta tarea se utilizan equipos especiales con agua a presión en spray que se remolcan con vehículos a través del campo solar.

CAPÍTULO IV: DIMENSIONAMIENTO DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES

IV. 1. AÑO TÍPICO DE LA RADIACIÓN SOLAR.

Selección de emplazamiento:

Para la selección de emplazamiento se deben tener en cuenta la radiación anual, la superficie del campo solar, el agua, la infraestructura gasista, así como la infraestructura eléctrica. Para este proyecto la localización se llevará a cabo en la provincia de Sevilla, dada sus características favorables para el emplazamiento de una central termosolar de cilindro parabólicos.

Para el proyecto realizado se tendrán en cuenta los siguientes valores:

CARACTERIZACIÓN	PROYECTO 50 MW (4 h de almacenamiento)
Radiación	2000 kWh/m ² .año
Superficie	1,4 x 1,4 km
Agua	450.000 m ³ /año
Infraestructura de Gas	60 GWh/año
Producción eléctrica	135 GWh/año

Tabla 1: Datos de emplazamiento, (Sevilla).

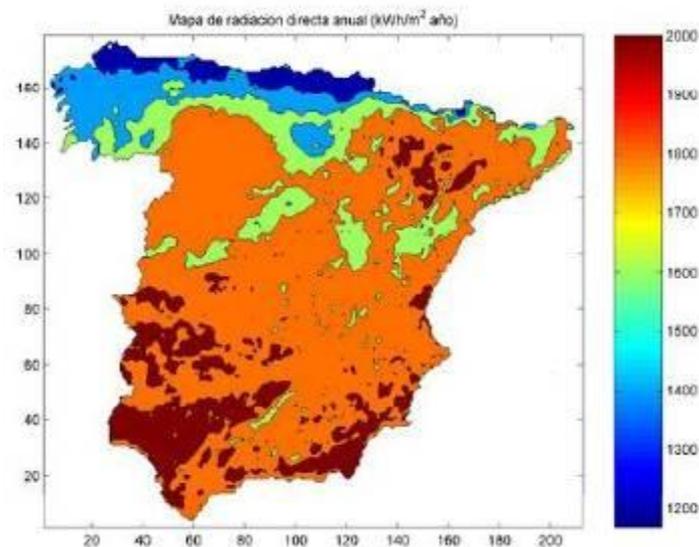


Ilustración 47: Mapa de radiación solar directa anual (España).

Predicción de la radiación solar

Para poder obtener un modelo de referencia acerca del año típico de la radiación solar, es necesario predecir dicha radiación. Las herramientas de predicción de fenómenos meteorológicos son las siguientes:

- Modelos meteorológicos: también conocidos como modelos de predicción numéricos (NWP). Son modelos físicos que predicen las condiciones de la atmósfera en una región a partir de unas condiciones iniciales.

A nivel de la mesoescala una problemática que se debe predecir es la *nubosidad*.

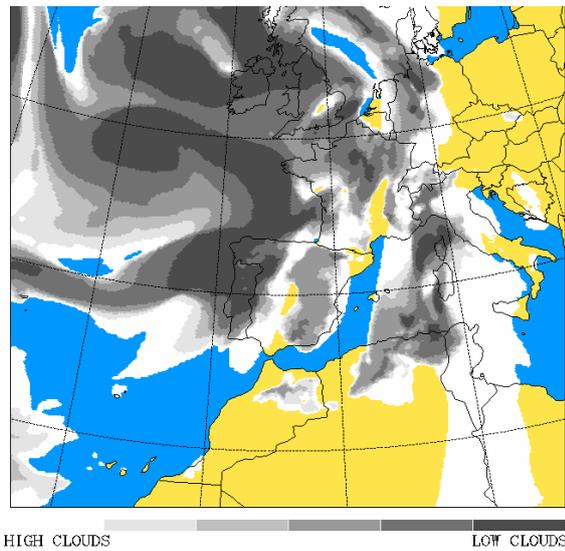


Ilustración 48: Nubosidad.

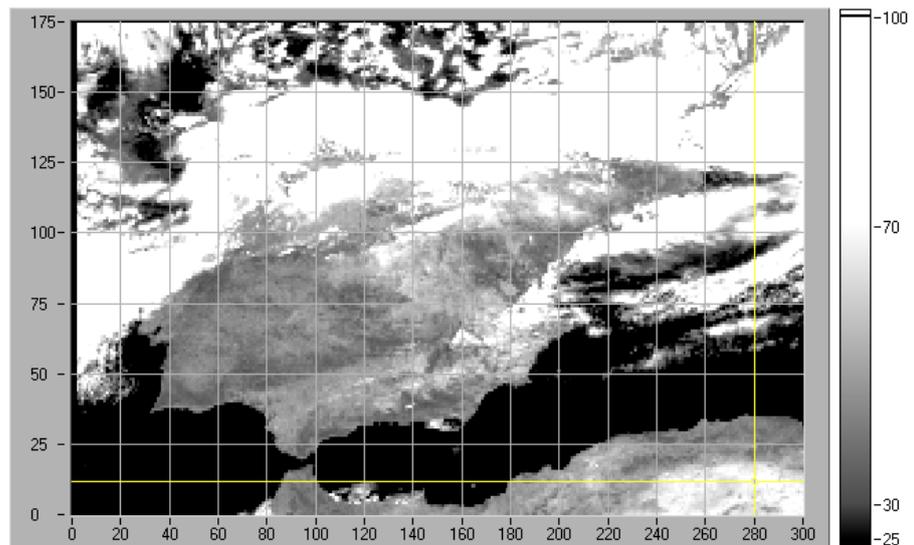


Ilustración 49: Nubosidad 2.

- Modelos estadísticos: Son modelos matemáticos que utilizan el conocimiento previo de la variable y el lugar para modelizar el comportamiento y generar pronósticos. Necesitan de históricos de medidas o de medidas online.

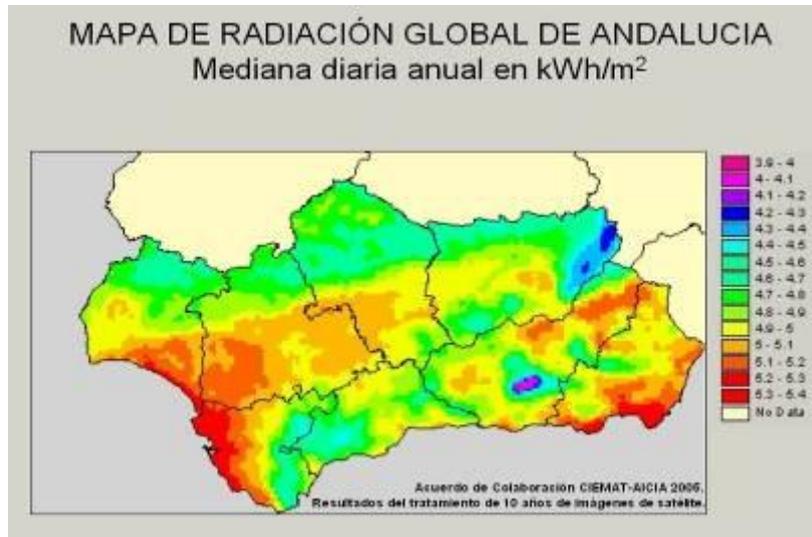


Ilustración 50: Mapa de radiación global de Andalucía.

- Imágenes satélite: Proporcionan una visión global de la atmósfera en tiempo real.

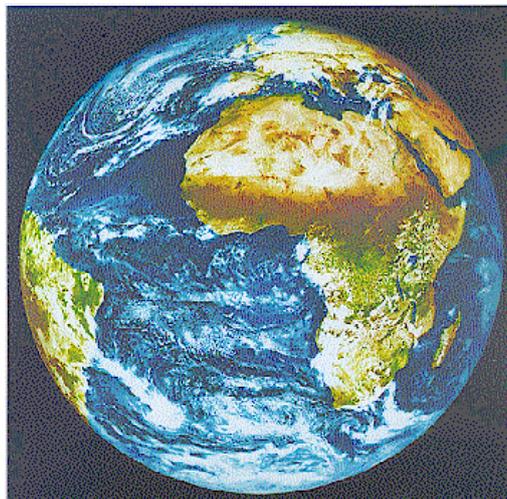


Ilustración 51: Imagen satélite de la tierra.

- Medidas de las variables: aportan el conocimiento del comportamiento local, así como la evolución de las características del emplazamiento.

IV. 2. DIMENSIONAMIENTO Y CONFIGURACIÓN DEL CAMPO SOLAR Y SUS COMPONENTES.

A la hora de dimensionar el campo de colectores se debe tener en cuenta además de la potencia térmica que necesita el proceso productivo:

- La radiación solar directa
- Temperatura de aceite de entrada y salida en el campo de colectores
- Ángulo de incidencia
- Temperatura ambiente

La potencia térmica se calcula a partir de los 57 MWe que son los requeridos para generar los 50 MWe netos de potencia de salida, estos 7MWe de más se deben al consumo propio de la planta que en apartados posteriores se calculan en detalle. Como el rendimiento de la conversión termodinámica es del 38 %, se debe realizar el correspondiente sobredimensionamiento para que el campo solar pueda aportar además la energía térmica correspondiente a un sistema de almacenamiento de 4h, en las que pueda generar energía eléctrica a partir de la puesta de sol. El rendimiento termodinámico calcula en detalle en un apartado posterior.

$$p_t = 57 \text{ MW} / 0,38 = 150 \text{ MW}_t$$

Debido al almacenamiento de 4h, la planta debe ser capaz de almacenar 600MWh (150 MW_t x 4 h), al mismo tiempo que entrega los 150 MW_t al generador de vapor.

Para conseguir estas condiciones en el día de diseño se han ensayado distintos múltiplos solares, que es la relación entre la potencia total que entrega el campo en el punto de diseño y la potencia requerida por el ciclo de conversión termodinámica.

Tras varias pruebas en el programa SAM (Solar Advisor Model) se ha determinado que el múltiplo solar que cumple las condiciones de capacidad de almacenamiento es de 1,58 que evita la necesidad de desenfoco de parte del campo solar durante un día soleado del mes de junio.

Este programa necesita una serie de datos de entrada como son: la potencia de la turbina, el área total de los colectores, las horas de almacenamiento, el tipo de colector, la ubicación geográfica, el salto de temperatura del fluido caloportador y el tipo de fluido caloportador.

$$150 \times 1,58 = 236,85 \text{ MWt}$$

La potencia instalada que debe tener el campo de colectores es de 236,85 MW térmicos, por lo que ahora se debe decidir el punto de diseño de la planta y el resto de las variables comentadas anteriormente.

Punto de diseño:

El punto de diseño seleccionado es el mediodía solar de un día claro del mes de junio. Este punto de diseño se ha seleccionado así de modo que el campo de colectores al 100% en verano. Por el contrario si se hubiera escogido como punto de diseño un mes más desfavorable desde el punto de vista de la radiación, por ejemplo octubre, el campo resultaría algo sobredimensionado para la operación en verano, por lo que en esta época del año se deberían desenfocar algunos espejos con la consiguiente pérdida de energía, este fenómeno es el denominado *dumping*. Como el campo solar supone una gran inversión carece de sentido sobredimensionarlo de tal forma que produzca pérdidas, por lo que la opción más razonable desde un punto de vista económico es el diseño para un día claro de junio.

Los datos de radiación en las condiciones consideradas son:

- ❖ Hora solar= 12
- ❖ Temperatura ambiente= 32,4 °C
- ❖ $E_d = 850 \text{ W/m}^2$.

Una vez sabida la radiación solar directa, 850 W/m², se necesita seleccionar una temperatura de entrada y salida en los colectores se ha optado por una temperatura de entrada en los colectores de 290 °C y una de salida de 390 °C.

Ángulo de incidencia:

El sistema de seguimiento busca siempre que el colector esté posicionado de forma que los rayos incidan perpendiculares al área de apertura, pero debido a que el colector rota únicamente sobre un eje, esto sólo ocurre en momentos muy concretos del día.

Lo que en realidad ocurre, es que el colector se posiciona de manera que la radiación solar, al proyectarse sobre un plano perpendicular a la línea focal del concentrador parabólico posea la misma dirección que el vector normal al plano de apertura del concentrador. Es decir, la radiación incidente tendrá siempre una componente contenida en el plano perpendicular a la apertura del colector que pasa por la línea focal.

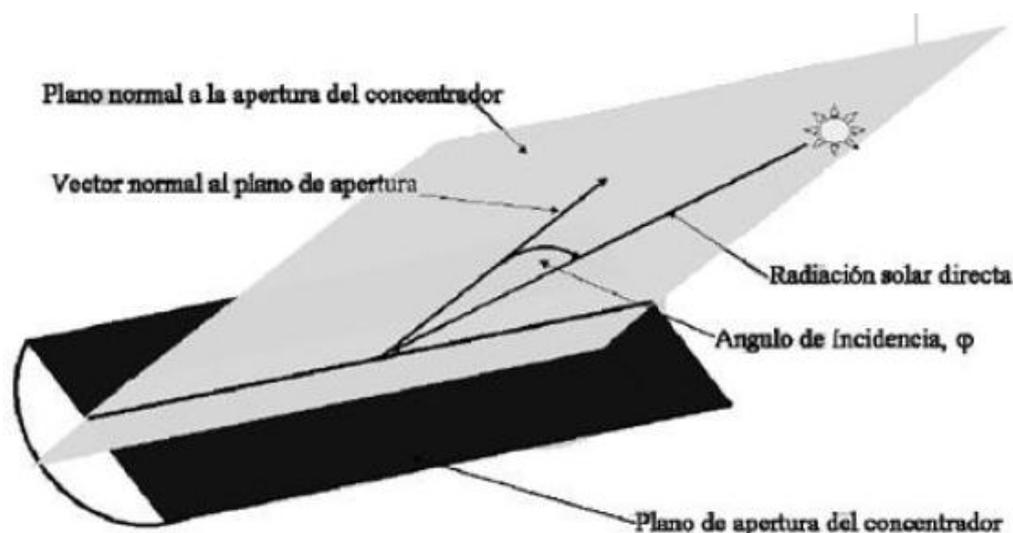


Ilustración 52: Planos y ángulos que describen un CCP.

Se conoce como Ángulo de Incidencia (φ) al ángulo formado por la radiación solar directa incidente y el vector normal al plano de apertura del colector. Éste ángulo tiene gran importancia sobre el comportamiento térmico del colector puesto que limita la cantidad de radiación solar que se puede aprovechar. Cuanto menor sea dicho ángulo se aprovecha mayor cantidad de la radiación total incidente, aumentando el rendimiento.

Datos necesarios para su obtención.

- Latitud 37.42º Norte
- Longitud -5.9º Oeste
- Días, mes y año de diseño: 15 de junio de 2010
- Inclinación de los colectores: 0º, lo más habitual para CCP por comodidad de manejo e instalación.
- Orientación de los colectores: Norte- Sur, ya que esta es la orientación que maximiza la producción a lo largo del año. En las latitudes donde hay buena insolación solar se ha comprobado que el ángulo relativo de los colectores respecto al sol, a lo largo de todas las horas del día, es notablemente mejor en la configuración Norte- Sur, que en la Este – Oeste, especialmente durante los meses de verano, que es cuando más energía solar se capta.

El ángulo de incidencia de la radiación solar para la orientación N-S y estas características es 13,7º.

Pérdidas ópticas

Las pérdidas ópticas de un colector son debidas a los defectos ópticos de los materiales que lo componen: la superficie del concentrador no es un reflector perfecto, ni el vidrio del tubo absorbedor es completamente transparente, ni el recubrimiento selectivo del tubo metálico es un absorbedor perfecto, ni el colector tiene una forma parabólica perfecta. Todas estas imperfecciones acumuladas hacen que no toda la radiación incidente sobre el colector acabe siendo absorbida por el fluido térmico.

Siguiendo la trayectoria que describe un rayo desde que incide en el colector hasta que termina en el fluido, se pueden definir cuatro parámetros principales que intervienen en las pérdidas ópticas.

El primero de ellos es la Reflectividad de la superficie reflectante del concentrador parabólico (ρ). Este factor describe que debido a las imperfecciones propias de la superficie reflectora y a la suciedad que ésta tenga, no toda la radiación incidente es reflejada hacia el tubo absorbedor. Los valores normales de reflectividad de un concentrador limpio están alrededor del 90%, valor que, por efecto de la suciedad, se reduce un 0,2% diariamente. La *ilustración 53* muestra un tubo absorbedor con suciedad.



Ilustración 53: Tubo absorbedor con suciedad.

El segundo es el Factor de interceptación (γ). No toda la radiación reflejada acaba incidiendo sobre el tubo absorbedor, es decir, hay parte de la misma que no es interceptada por la cubierta del tubo de vidrio. Las causas son diversas, desde las imperfecciones en la superficie de los espejos, errores de posicionamiento del colector o los bloqueos que pueden crear los soportes del mismo tubo absorbedor. Un valor típico de este factor es 95%, el 95% de la radiación reflejada acaba interceptando el tubo.

El tercer factor es la Transmisividad de la cubierta de cristal (τ). De aquella radiación que intercepta el tubo de vidrio, sólo una parte consigue atravesarlo. La transmisividad es el cociente entre la radiación que pasa a través de la cubierta de vidrio y la radiación total incidente sobre ella. Un valor típico es 0,91, aunque puede ser aumentado hasta 0,96 aplicando tratamientos antirreflexivos sobre las dos caras del cristal. Debe indicarse que estos tratamientos tienen una baja resistencia a las inclemencias meteorológicas y, con el tiempo, se acaban destruyendo, con lo que la transmisividad se reduce.

El último factor es la Absortividad de la superficie selectiva (α). Este factor cuantifica la cantidad de radiación que consigue absorber la superficie selectiva del tubo metálico interior. Los valores típicos se encuentran entre 0,90 y 0,96.

El Rendimiento Óptico es el producto de estos cuatro factores:

$$\eta_{opt} = \rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha$$

Los cuatro parámetros anteriores dependen del ángulo con el que la radiación incide sobre el plano de la apertura del colector. El ángulo de incidencia (φ) es inversamente proporcional al valor de los parámetros. Por este motivo, se define un valor nominal para los cuatro parámetros, que corresponde a un ángulo de incidencia de 0° (radiación incidente perpendicular al plano de apertura del colector). Así mismo, se define el Rendimiento Óptico Pico como el mayor rendimiento que se puede obtener y es el producto de los valores nominales de los cuatro parámetros:

$$\eta_{opt,0^\circ} = \rho \cdot \gamma \cdot \tau \cdot \alpha \Big|_{\varphi=0^\circ}$$

Pérdidas geométricas

Estas pérdidas cuantifican la disminución de área efectiva de captación de los colectores. Se dividen en dos tipos:

- Las debidas a la posición de los colectores entre sí.
- Las debidas a cada colector.

Las primeras son las pérdidas por sombras. Se deben a las sombras que una fila de colectores proyecta sobre la fila siguiente, causando que parte de su superficie no esté expuesta a la radiación solar directa. Estas pérdidas se pueden reducir, o incluso evitar, aumentando la distancia entre las filas de colectores.

El otro tipo de pérdidas son las denominadas inherentes a cada colector. Se deben a que la radiación incidente lo hace siempre con un cierto ángulo respecto a la normal del plano de apertura del colector, el ángulo de incidencia (φ). Éste ángulo varía en función de la hora y del día del año, y provoca que en los extremos del colector haya una pérdida de superficie reflexiva útil, como se muestra en la *ilustración 54*.

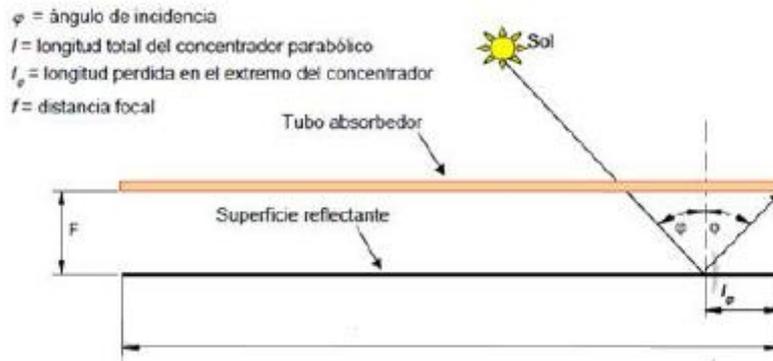


Ilustración 54: Descripción de las pérdidas inherentes a cada colector.

Como se observa en la figura anterior, debido al ángulo de incidencia existe una zona al final del colector que, aunque recibe radiación, la refleja más allá de donde acaba el tubo y, por tanto, nunca será interceptada por el mismo.

Tanto las pérdidas ópticas como las geométricas se ven afectadas por el ángulo de incidencia: son mínimas cuando el ángulo es 0° y máximas cuando es 90° . Existe un parámetro denominado modificador por ángulo de incidencia, $K(\varphi)$, que cuantifica el efecto del ángulo de incidencia sobre el rendimiento del colector y, por tanto, es una medida de todas las pérdidas ópticas y geométricas que ocurren en un colector.

El conjunto de pérdidas que hay que cuantificar, tanto ópticas como geométricas, tiene un valor de $\eta = 0,755$ para el captador concretamente seleccionado para esta aplicación. Este valor ha sido obtenido del programa SAM.exe (Solar Advisor Model).

Pérdidas térmicas

Las pérdidas térmicas se producen a lo largo del circuito por donde se mueve el fluido térmico, principalmente en los tubos absorbedores y los tramos de tuberías del campo de colectores. De entre estos dos lugares, las pérdidas más importantes son aquellas que se producen en el tubo absorbedor y son las que se describen a continuación.

Las pérdidas térmicas que ocurren en un tubo absorbedor son las siguientes:

- Conducción a través de los soportes del tubo
- Pérdidas por radiación, convección y conducción desde el tubo metálico a la cubierta de vidrio
- Pérdidas por convección y radiación desde el tubo de cristal al ambiente

De todas estas pérdidas, las primeras se pueden considerar despreciables y, además, en aquellos absorbedores que tengan vacío entre el tubo de vidrio y el metálico, las pérdidas térmicas por convección no existen. Por tanto, las pérdidas térmicas que se producen en un tubo absorbedor son las que se representan en la *ilustración 55*.

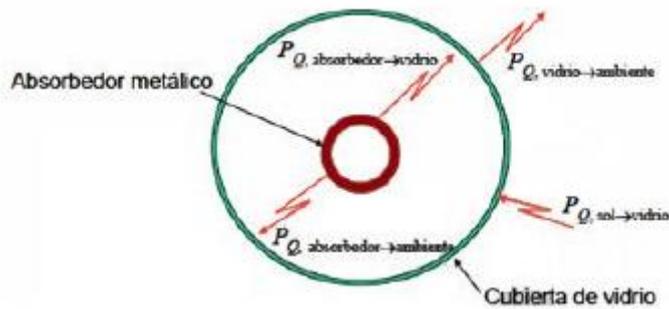


Ilustración 55: Descripción de las pérdidas térmicas en un tubo absorbedor.

$P_{Q, \text{absorbedor} - \text{ambiente.}}$	Pérdidas térmicas por radiación en el tubo metálico absorbedor.
$P_{Q, \text{absorbedor} - \text{vidrio.}}$	Pérdidas térmicas por conducción y convección entre el tubo metálico absorbedor y la cubierta de vidrio
$P_{Q, \text{vidrio-ambiente.}}$	Pérdidas térmicas por convección y radiación desde la cubierta de vidrio del tubo absorbedor al ambiente.
$P_{Q, \text{sol} - \text{vidrio.}}$	Flujo de energía radiante proveniente del Sol que es absorbida por la cubierta de vidrio del tubo absorbedor.

A pesar de que todas estas pérdidas describen el funcionamiento térmico del colector y pueden ser calculadas analíticamente, en la práctica las pérdidas térmicas globales de un CCP suelen calcularse mediante un coeficiente global de pérdidas térmicas desde el tubo absorbedor al ambiente ($U_{L,abs}$). El valor de dicho coeficiente se determina mediante la siguiente expresión:

$$P_{Q, \text{colector} - \text{ambiente}} = P_{Q, \text{absorbedor} - \text{ambiente.}} + P_{Q, \text{absorbedor} - \text{vidrio.}} = (U_{L,abs} * \pi * d_0 * L * (T_{abs} - T_{amb}))$$

Donde:

- T_{abs} es la temperatura media del tubo absorbedor metálico
- T_{amb} es la temperatura ambiente
- d_0 es el diámetro exterior del tubo metálico absorbedor
- L es la longitud del tubo absorbedor

El valor del coeficiente global se debe determinar experimentalmente, realizando distintos ensayos de pérdidas térmicas sobre el colector en el rango de temperaturas para el cual ha sido diseñado. Es usual que dicho coeficiente se exprese por unidad de área del tubo absorbedor.

La *ilustración 56* muestra de forma sencilla las pérdidas que sufre el proceso completo.

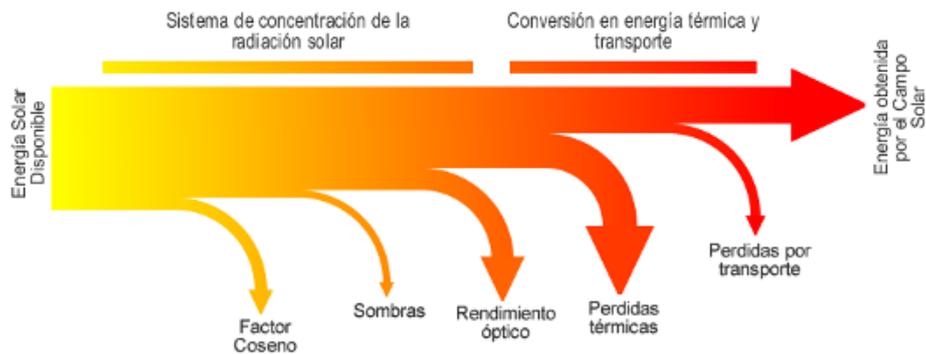


Ilustración 56: Pérdidas conjunto completo.

Tipo de colector

Como ya se ha comentado en el capítulo III 2.1.3, se ha seleccionado el EUROTROUGH SKAL - ET. A continuación, en la *tabla 2*, se muestra un resumen de sus características:

Características del colector EUROTROUGH – 100

Características del colector EUROTROUGH – 100	
Ancho de Parábola (m)	5,76
Longitud total de cada colector (m)	98,7
Número de módulos por colector	8
Diámetro exterior de los tubos absorbedores metálicos (m)	0,07
Diámetro interior de los tubos absorbedores metálicos (m)	0,065
Area neta de apertura debida a los espejos en cada colector (m ²)	548,3
Rugosidad cara interna tubo absorbedor (μm)	20
Reflectividad nominal de los espejos, r	0,93
Transmisividad de la cubierta de vidrio del absorbedor, t	0,95
Absorptancia del recubrimiento selectivo, a	0,95
Factor de interceptación por errores opticos y de montaje, g ₁	0,90
Rendimiento óptico pico: r x t x a x g ₁ x g ₂	0,755
Modificador por ángulo de incidencia:	
$K(\varphi) = 1 - [(2,859621E-5 \cdot \varphi^2 + 5,25097E-4 \cdot \varphi) / \cos(\varphi)]$ (φ en grados)	
Pérdidas térmicas:	
$Q_L = 0,00154 \cdot \Delta T_2 + 0,2021 \cdot \Delta T - 24,899 + [(0,00036 \cdot \Delta T_2 + 0,2029 \cdot \Delta T + 24,899) \cdot (E_d / 900) \cdot \cos(\varphi)]$	
Siendo ΔT el incremento de temperatura entre el fluido y el ambiente. Esta expresión dan las pérdidas térmicas en W por metro longitudinal de colector.	

Tabla 2: Características del colector Eurotrough.

Tipo de aceite:

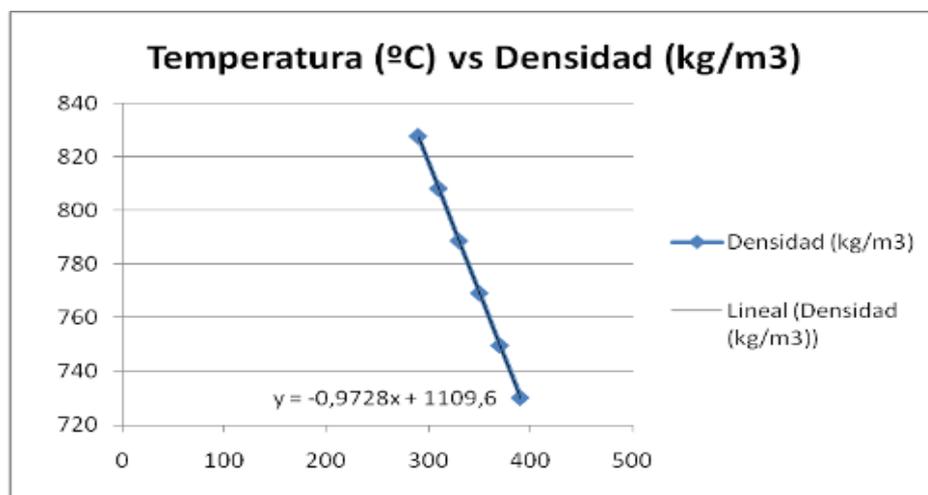
Una vez se ha seleccionado el tipo de colector que se desea usar, se debe escoger el tipo de aceite que va a circular por el campo de colectores, no existen muchos aceites minerales que aguanten tan altas temperaturas a coste razonable. Dada la gran cantidad de aceite que se va a necesitar, el aceite seleccionado como se ha comentado en el apartado capítulo III 2.1.5 es el Therminol VP-1, mezcla eutéctica de bifenilo y óxido de difenilo.

Se necesita saber sus propiedades físicas para el rango de temperatura de operación, estas son la viscosidad, densidad y capacidad calorífica en función de las distintas temperaturas. Los resultados obtenidos se muestran en la *tabla 3*:

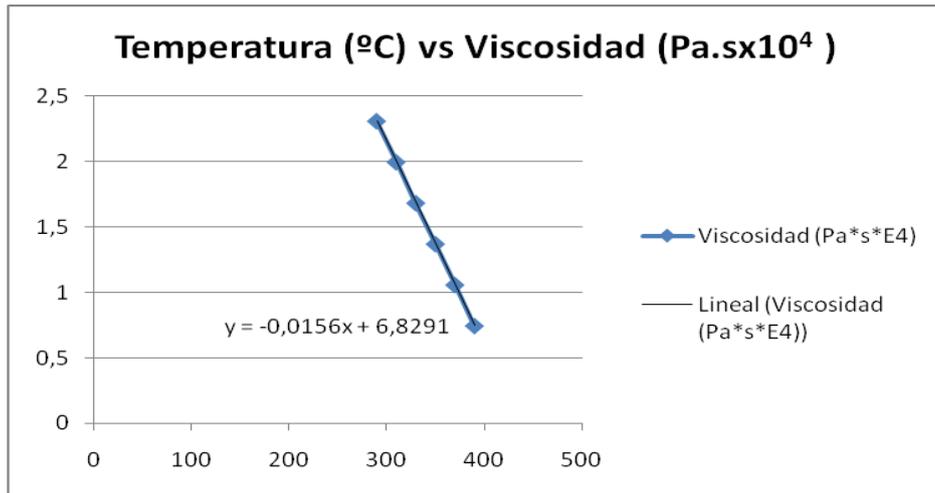
Temperatura	Densidad (kg/m ³)	μ (Pa*s)	C _p (J/kg)
290	827,488	2,3051E ⁻⁰⁴	2,29
310	808,032	1,9931E ⁻⁰⁴	2,34
330	788,576	1,6811E ⁻⁰⁴	2,4
350	769,12	1,3691E ⁻⁰⁴	2,47
370	749,664	1,0571E ⁻⁰⁴	2,52
390	730,208	0,7451E ⁻⁰⁴	2,59

Tabla 3: Propiedades físicas del Therminol VP-1.

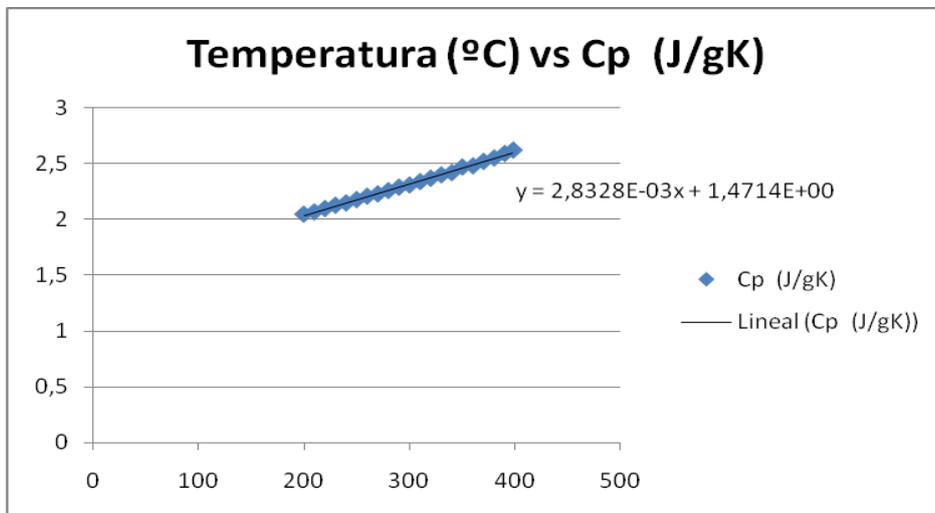
Todas estas propiedades dependen linealmente de la temperatura, por lo que es posible saber su valor para cada temperatura haciendo una regresión lineal.



Gráfica 1: temperatura Vs densidad (therminol VP-1)



Gráfica 2: Temperatura Vs viscosidad (therminol VP-1)



Gráfica 3: Temperatura Vs Cp (therminol VP-1)

Caudal que debe circular por cada uno de los colectores:

Este caudal debe ser lo suficientemente alto como para que sea capaz de disipar todo el calor absorbido por los tubos de absorción y lo suficientemente lento como para dar el incremento de temperatura deseado.

Como tanto la viscosidad como la densidad varían en función de la temperatura se debe seleccionar una temperatura media de trabajo, ésta será la temperatura media de entrada y salida en los tubos, es decir, $(290\text{ °C} + 390\text{ °C})/2 = 340\text{ °C}$

De las regresiones obtenidas anteriormente, para la temperatura media considerada se obtienen las propiedades físicas para poder calcular la velocidad del aceite en el interior de los tubos: datos calculados a $T_m=340\text{ C}$

$$\rho = -0,9728T + 1109,6 = 778,848 \text{ kg/m}^3$$

$$\mu = -0,0156T + 6,8291 = 1,53 \cdot 10^{-4} \text{ Pa} \cdot \text{s}$$

Siendo D el diámetro interior del tubo por el circula el aceite, es decir, el diámetro interior del tubo colector, que es según la *Tabla 2* de características de “EUROTHOUGH”, D= 0,065 m.

Energía captada por el tubo absorbedor:

Lo primero que se debe calcular es la energía que es captada por el tubo absorbedor proveniente de los espejos cilindro parabólicos de concentración, ésta se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$P_{\text{colector-fluido}} = A_n \cdot E_d \cdot \cos(\varphi)$$

En donde:

A_n : área de apertura neta en el colector, viene dada en la tabla de características de colector.

La única precaución que se debe de tener a la hora de aplicar esta ecuación es que el ángulo de incidencia debe ser expresado en radianes y no en grados, por lo que la ecuación quedará finalmente:

$$P_{\text{colector-fluido}} = A_n \cdot E_d \cdot \cos(\varphi \cdot \pi / 180)$$

Obteniéndose finalmente para el punto de diseño:

$$P_{\text{colector-fluido}} = 548,3 \cdot 850 \cdot \cos(13,7 \cdot \pi / 180) = 466.051 \text{ W}$$

Es decir, **en el punto de diseño el fluido recibirá 466,051 kW del colector.**

Una vez se tiene claro la radiación que recibe el fluido se deben considerar las pérdidas térmicas lineales en un colector, como ya se ha indicado se ha escogido un colector “EUROTHOUGH”, las pérdidas térmicas lineales se calculan a partir de la ecuación que aparece en su ficha de características, *tabla 2*:

$$Q_L = 0,00154 \Delta T^2 + 0,2021 \Delta T - 24,899 + \left[(0,00036 \Delta T^2 + 0,2029 \Delta T + 24,899) (E_d / 900) \cos(\varphi) \right]$$

En donde;

- Q_L : pérdidas térmicas lineales en W/m
- ΔT : diferencia de temperatura entre el aceite en el interior de los tubos y el ambiente en °C
- E_d : radiación incidente en W/m²
- $\cos(\varphi)$ = coseno del ángulo de incidencia.

Todo son datos conocidos del punto de diseño, por lo que las pérdidas lineales en un colector en el punto de diseño serán:

$$Q_L = 295 \text{ W/m}$$

Como, según su ficha, un colector "EUROTROUGH" tiene una longitud de 98,7 m, **las pérdidas térmicas totales en un colector serán de 29,11 kW.**

Finalmente se debe considerar la modificación por ángulo de incidencia, $K(\varphi)$, que como se está trabajando en un colector "EUROTROUGH" no incluye este término en el cálculo de las pérdidas lineales. De la *tabla 2* de características de colector "EUROTROUGH" se obtiene la expresión del mismo:

$$K(\varphi) = 1 - \left[(2,859621 \cdot 10^{-5} \cdot \varphi^2 + 5,25097 \cdot 10^{-4} \cdot \varphi / \cos(\varphi)) \right]; \text{ es tan do } \varphi \text{ en grados.}$$

Por lo cual sabiendo que para el punto de diseño φ es 13.7 °, el valor del modificador por ángulo de incidencia será:

$$K(\varphi) = 0,9871$$

Con lo que ya se tienen todos los cálculos necesarios para conocer la potencia real que recibirá un colector en el punto de diseño:

$$P_{\text{colector-fluido-útil}} = P_{\text{colector-fluido}} \cdot \eta_{\text{óptico-pico}} \cdot K(\varphi) \cdot F_e - Q_L$$

En donde todos los parámetros son conocidos a excepción de F_e , que es el factor de ensuciamiento, que considerando un plan de limpieza común para este tipo de instalaciones se puede considerar igual a 0.95. Por lo que el valor final de la potencia útil obtenida en un colector será de:

$$P_{\text{colector-fluido-útil}} = 466,051 \cdot 0,75 \cdot 0,9871 \cdot 0,95 - 29,11 = 298,67 \text{ kW}$$

Antes de determinar cuál va a ser el número final de colectores en paralelo, se debe saber cuántos se van a colocar en serie, éstos serán los que den el salto térmico requerido, en este

caso, como se ha comentado anteriormente deberá ser de 100 °C, por lo que se debe calcular el salto térmico en un colector para saber cuántos se deben colocar en serie.

Esto se calcula sabiendo que:

$$P_{\text{Colector-fluido-útil}} = q_m \cdot (H_{\text{out}} - H_{\text{in}}) = q_m \cdot \Delta H$$

Siendo, H_{out} y H_{in} la entalpía de salida y de entrada respectivamente del aceite en un colector.

Se sabe que ΔH , incremento de entalpía, se puede calcular como la integral de C_p , capacidad calorífica del aceite, entre la temperatura de entrada y de salida en el colector, el valor de C_p en función de la temperatura ya se estimó anteriormente en forma de ecuación lineal, cuando se calcularon todas las propiedades físicas del aceite, lo que queda por determinar en este punto son las temperaturas de entrada y salida en un colector, pero esto es justamente lo que se quiere calcular, el gradiente de temperatura en un colector, por lo tanto será este término el que se despeje de la ecuación anterior, sabiendo que:

$$\Delta H = 1,4714(T_{\text{out}} - T_{\text{in}}) + 0,5 \cdot 0,0028(T_{\text{out}}^2 - T_{\text{in}}^2)$$

Tendremos la siguiente ecuación de segundo grado:

$$298,67 = 7,8 \cdot [1,4714(T_{\text{out}} - T_{\text{in}}) + 0,5 \cdot 0,0028(T_{\text{out}}^2 - T_{\text{in}}^2)]$$

Esta ecuación no puede ser resuelta por métodos matemáticos sencillos, pero como lo que importa es el valor del incremento de temperatura y no el de las temperaturas en sí mismas, se selecciona una temperatura T_{in} cualquiera y ya se resuelve la ecuación de segundo orden de manera ordinaria. En este caso se selecciona una T_{in} de 340, por lo que se obtendrá:

$$0,0014T_{\text{out}}^2 + 1,4714T_{\text{out}} - 757,536 = 0$$

$$T_{\text{out}} = 355,65^\circ C$$

Con lo que habrá un **incremento de temperatura** de $355,65 - 340 = 15,65^\circ C$ **por colector**.

Ahora bien, en función de las temperaturas de entrada y salida del aceite en el campo de colectores, $290^\circ C$ y $390^\circ C$ respectivamente, se necesitan $100^\circ C$ de salto término en una fila de colectores, por lo que será necesario $100/15,65 = 6,39$ colectores por fila.

Se ha demostrado que la forma más óptima de colocar los colectores es en forma de alimentación central con lo que es requisito indispensable que el número de colectores en serie sea par, por lo tanto se deberá modificar el número de colectores a 6.

De este modo el incremento de temperatura es $16,66^\circ C$ por colector

6 colectores por serie:

Al disminuir el número de colectores se debe disminuir el caudal másico por rama, que sería:

$$P_{\text{Colector-fluido-útil}} = q_m \cdot (H_{\text{out}} - H_{\text{in}}) = q_m \cdot \Delta H$$

$$q_m = \frac{P_{\text{Colector-fluido-útil}}}{\Delta H} = 7,32 \text{ kg/s}$$

Con este caudal másico se tendrá una velocidad en los tubos:

$$v = \frac{7,32 \text{ kg/s}}{778,848 \text{ kg/m}^3 \cdot \pi(0,065 \text{ m}/2)^2} = 2,83 \text{ m/s}$$

Con lo que se tendrá un Reynolds de:

$$Re = \frac{2,83 \cdot 0,065 \cdot 778,848}{1,53 \cdot 10^{-4}} = 9,37 \cdot 10^5$$

Este valor de Re es aceptable en el punto de diseño para que el régimen de circulación permita una transmisión de calor adecuada.

Finalmente para terminar con el diseño del campo de colectores se debe calcular que cantidad de colectores en paralelo es necesario conectar. Se sabe que un colector da una potencia de 298,67 kW, como se conectan 6 colectores en serie por cada lazo proporcionará una potencia de 1792,02 kW (298,67 x 6).

- Potencia total = 236,85 MW térmicos.
- 1 lazo = 1792,02 kW
- Conclusión: (236,85 MW / 1792 kW) = 132,17 lazos.

Resumen de los datos de diseño:

Caudal de diseño	7,32 Kg/s
Velocidad de diseño	2,83 m/s
Reynolds	9,37*10 ⁵
Colectores en serie	6
Lazos	132
Total colectores	792
Área del campo	434253 m ²

Tabla 4: Resumen datos de diseño.

IV. 3. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.

La incorporación de un sistema de almacenamiento garantiza que hay producción tanto de día (presencia de sol) como de noche (ausencia de sol), por lo que es necesario dotar a la planta de un sistema que le posibilite esta producción. Además existe la posibilidad de que se produzcan transitorios en la radiación solar, debido al paso de nubes, por ejemplo, esto no debe afectar al proceso productivo, con lo cual será necesario que el sistema de almacenamiento entre en funcionamiento para compensar esta pérdida de temperatura.

Como ya se ha comentado en apartados anteriores el almacenamiento se realizará con sales fundidas. Utilizando dos tanques de sales, un tanque caliente y un tanque frío, se puede desviar la el aceite térmico en lugar de a los intercambiadores del proceso al intercambiador de los tanques de almacenamiento, haciéndose pasar las sales del tanque frío al tanque caliente a través del intercambiador, almacenándose de este modo energía térmica para cuando sea necesario. Cuando se necesite aporte de energía por parte del sistema de almacenamiento este circuito, que es reversible, hará pasar las sales calientes a través del intercambiador calentándose el aceite térmico a la temperatura adecuada que irá a la producción, evitándose de este modo posibles transitorios y pudiéndose operar el sistema de almacenamiento durante la noche cuando no hay radiación solar.

Las propiedades de las sales fundidas se muestran la *tabla 5*.

SALES FUNDIDAS	
Nitrato sódico NaNO ³	60% en peso
Nitrato potásico KNO ³	40% en peso
PROPIEDADES FÍSICAS (300 – 600 °C)	
Densidad (kg/m ₃)	$P=2090 - 0,636 T$
Capacidad calorífica (J/kgk)	$C_p = 1443 + 0,172 T$
Conductividad térmica (W/mk)	$K = 0,443 + 1,9 \cdot 10^{(-4)} T$
Viscosidad absoluta (mPa*s)	$\mu = 22,714 - 0,120T + 2,28 \cdot 10^{(-4)} T^2 - 1,474 \cdot 10^{(-7)} T^3$

Tabla 5: Propiedades de las sales fundidas.

La cantidad de energía que es necesario almacenar para que exista 4 horas de almacenamiento es de 600 MWh (150 MW x 4h), que son 2.160.000 MJ. Por otra parte las temperaturas óptimas de trabajo de las sales fundidas es de 260 °C (Tf=533 K) para el tanque frío y de 380 °C (Tc=653 K) para el tanque caliente.

Se sabe que la cantidad de calor almacenada por las sales viene definida por la siguiente ecuación:

$$Q = m \cdot C_p \cdot dT$$

En donde:

- Q: energía almacenada en las sales en MJ.
- M: cantidad de sales necesarias en kg.
- Cp: capacidad calorífica de las sales en J/kgK
- dT: diferencial de temperatura en K.

Donde todo es conocido a excepción de m, que es lo que se debe conocer para calcular el volumen final de los tanques de almacenamiento.

$$Q = m \int_{T_f}^{T_c} C_p dT = \int_{533}^{653} (1443 + 0,172T) dT = 256581 \cdot 10^6 J$$

$$2160000 \cdot 10^6 J = m \left[1443 \cdot T + \frac{0,171 \cdot T^2}{2} \right]_{533}^{653}$$

$$m = 11.654.989 kg$$

Es decir, se necesitarán unas 11.655 toneladas de sales para almacenar toda la energía necesaria para la producción de la planta.

Como la densidad de las sales no es constante con la temperatura se deben calcular los volúmenes del tanque frío y del tanque caliente de manera independiente en función de sus respectivas densidades.

Volumen del taque de almacenamiento de sales calientes:

$$\rho_c = 2090 - 0,636T = 1674,69 kg / m^3$$

$$\rho_c = m / V$$

$$V = m / \rho_c$$

$$V = 11654989 / 1674,69 = 6.959,49 m^3$$

A este volumen se le debe añadir un 5% en exceso para tener en cuenta posibles incrementos ocasionales de temperatura y los intercambiadores de calor que se instalan en su interior para evitar la posible solidificación de las sales que implicaría fatales consecuencias. De manera que el volumen final del tanque de almacenamiento de sales calientes será de 7307,46 m³.

Este tanque deberá de ser de tal manera que minimice la superficie de contacto con el exterior, ya que así se minimizaran las perdidas térmicas, la forma geométrica que minimiza la superficie en función del volumen es la esfera, pero la construcción de depósitos esféricos de este tamaño es muy costosa ya que son muy difíciles de construir, por lo que se opta por la instalación de depósitos cilíndricos minimizando la superficie de contacto:

$$V = \pi R^2 h = 7307,46 \text{ m}^3$$

En donde:

- V: volumen del tanque en m.
- R: radio del tanque en m.
- H: altura del tanque en m.

La superficie de contacto del tanque por el exterior, función del radio y la altura, viene definida de la forma siguiente:

$$f(x) = 2(\pi \cdot R^2) + 2 \cdot \pi \cdot R \cdot h$$

Como $h = 7307,46/\pi R^2$

$$f(x) = 2(\pi \cdot R^2) + 2(7307,46 / R)$$

$$f'(x) = 4\pi R - 14615 / R^2 \Rightarrow f'(x) = 0$$

$$R = 10,52 \text{ m}$$

Comprobando que se ha minimizado:

$$R = 10,52 \text{ m}$$

$$h \approx 21,02 \text{ m}$$

Volumen del tanque de almacenamiento de sales frías:

Operando de manera similar que para el tanque de almacenamiento de sales calientes se obtiene una densidad de las sales frías de $1752,01 \text{ kg/m}^3$, lo que dará un volumen de sales frías de $6652,35 \text{ m}^3$, a los que se deben añadir un 5%, obteniéndose un volumen final de $6984,97 \text{ m}^3$.

Las dimensiones finales se calculan de igual manera que para el tanque de sales calientes, obteniéndose:

$$R = 10,36 \text{ m}$$

$$h = 20,72 \text{ m}$$

Resumen de características de los depósitos de almacenamiento de sales: tabla 6

Masa de sales	11.654.989 kg	Radio x altura depósito
Volumen depósito de sales frías	6984,97 m3	10,36 x 20,72 m
Volumen depósito de sales calientes	7307,46 m3	10,52 x 21,02 m

Tabla 6: Depósitos de almacenamiento de sales.

IV. 4. CÁLCULO DE POTENCIA DE BOMBEO

Para calcular la potencia del grupo de bombeo del circuito del campo solar hacen falta dos parámetros: el caudal volumétrico del líquido a bombear y la diferencia de presiones entre la entrada y la salida de la bomba.

El caudal másico es el resultado de multiplicar el caudal que tiene que pasar por una fila, multiplicando por el número de filas en paralelo.

Este caudal se ha calculado anteriormente para el dimensionado del campo solar, y en el punto de diseño, para un día claro de junio, es de 966,24 kg/s, que en términos de volumen se calcula de la siguiente manera, teniendo en cuenta que la temperatura del tramo donde se colocará la bomba es de 290°C, y la densidad del aceite a esa temperatura es de 827,488 kg/m³:

$$Q = \frac{q_m \left(\frac{kg}{s} \right)}{\rho \left(\frac{kg}{m^3} \right)} \cdot \frac{3600 s}{1 h} = \frac{966,24 \left(\frac{kg}{s} \right)}{827,488 \left(\frac{kg}{m^3} \right)} \cdot \frac{3600 s}{1 h} = 4203,6 m^3 / h$$

Cuando el campo solar trabaje al 100%, el sobredimensionamiento realizado debido al almacenamiento de sales, hará que el aceite se envíe al sistema de almacenamiento para calentar las sales hasta la temperatura de 380°C. El caudal de sales que se caliente con el aceite que sobre del campo solar será el necesario para que las sales incrementen su temperatura desde 230°C hasta 380°C, pero esto se controlará automáticamente.

Este caudal se puede considerar como el caudal máximo al que se trabajará.

Cálculo de la pérdida de carga en circuito solar:

Una vez dimensionado el campo solar, y conociendo el caudal de trabajo, se necesita determinar el incremento de presión que la bomba va a tener que suministrar al aceite térmico. Este salto de presión debe coincidir con las pérdidas de carga que sufre el fluido al recorrer el circuito solar. Para ello, se tienen que conocer las longitudes, diámetros y rugosidades de las diferentes tuberías del circuito. El dimensionamiento de la red de tuberías de la planta se realiza teniendo en cuenta un doble criterio:

- Minimización del coste del sistema de tuberías. Por tanto, se intentará que el diámetro de la tubería sea lo más pequeño posible.

- Se evitará que la velocidad del fluido en el interior de la tubería sea superior a 3 m/s, que podría ocasionar unas pérdidas de carga excesivas. Además, se evitarán también velocidades muy pequeñas, por debajo de 1 m/s para asegurar régimen turbulento, incluso para épocas con peor radiación directa fuera del punto de diseño.

El compromiso entre estos dos criterios da lugar al criterio final de dimensionado de tuberías, que consiste en elegir, para cada tramo con un determinado caudal y una determinada temperatura de fluido, el diámetro estándar tal que sea lo más pequeño posible, pero sin que la velocidad del fluido llegue a sobrepasar los 3 m/s.

De este modo, se van probando diferentes diámetros, y conociendo la temperatura (y por tanto la densidad) y el caudal que pasa por cada tramo, se calcula la velocidad lineal del fluido.

$$v = \frac{q_m}{S \cdot \rho(T)} = \frac{q_m}{\frac{\pi}{4} \cdot D_{\text{int}}^2 \cdot \rho(T)}$$

Una vez determinados los diámetros de los diferentes tramos de las tuberías (*anexo Excel pérdidas de carga*) y conociendo las longitudes se pueden calcular las pérdidas de carga lineales de cada tramo.

De acuerdo con la ecuación de Bernoulli y con las simplificaciones habituales en este tipo de cálculos, la caída de presión correspondiente a un circuito hidráulico, ΔP , viene dada por suma de las caídas de presión en los diversos tramos de igual diámetro que componen dicho circuito hidráulico, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\Delta P_i = \sum_{i=1}^{i=n} \Delta P_i$$

La caída de presión, ΔP_i , en cada uno de los tramos que poseen un mismo diámetro, D_i , viene dada por la suma de dos términos: uno correspondiente a la caída de presión en los tramos rectos de tubería que conforman dicho tramo y el otro término corresponde a la caída de presión que se produce en los elementos discretos que componen ese tramo (válvulas, codos, bifurcaciones, etc.), tal y como se expresa en la siguiente ecuación:

$$\Delta P_i = \left[\frac{f}{2} \cdot \rho_i \cdot v_i^2 \frac{L_{\text{recto},i}}{D_i} \right] + \left[\frac{f}{2} \rho_i \cdot v_i^2 \frac{L_{\text{equival},i}}{D_i} \right]$$

Siendo:

- f = factor de fricción de Moody en el tramo i .
- ρ_i = densidad del fluido en el tramo i
- v_i = velocidad del fluido en el tramo i
- $L_{\text{recto},i}$ = longitud total de los tramos rectos de tubería en tramo i
- D_i = diámetro interior de la tubería en el tramo i
- $L_{\text{equival},i}$ = longitud hidráulica equivalente en metros de tubería debida a los elementos discretos existentes en el tramo i .

Para calcular el factor de fricción de Moody, se ha escogido utilizar la fórmula de Chen, apropiada para circulación de fluidos en régimen turbulento ($Re > 4000$).

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2,0 \cdot \log \left[\frac{1}{3,7065} \left(\frac{\varepsilon}{D} \right) - \frac{5,0452}{Re} \cdot \log \left[\frac{1}{2,8257} \left(\frac{\varepsilon}{D} \right)^{1,1098} + \frac{5,8506}{Re^{0,8981}} \right] \right]$$

Donde:

Re = número de Reynolds

ε = altura de grano de la tubería (m)

El cociente ε / D es la rugosidad relativa de la tubería, y es valor adimensional que, al depender de la altura de grano de la tubería, depende del material del que está fabricada la misma. En nuestro caso, se utilizan tuberías de acero al carbono, que tienen una altura de grano de 50 μm , mientras que el tubo de acero de los colectores tienen una altura de grano de 20 μm .

Para estos cálculos se ha tenido en cuenta que en las tuberías generales de distribución a los lazos, la temperatura del fluido y por tanto su viscosidad es constante, mientras que en los lazos, que representan la mayor parte del recorrido del fluido, la viscosidad en cada tramo es variable al depender fuertemente de la temperatura, haciéndose más pequeña a medida que aumenta la temperatura.

Los colectores en sí mismos no contienen ningún elemento discreto, pero las conexiones entre ellos y la red de tuberías sí. Las longitudes equivalentes de estos elementos discretos se exponen en la siguiente *tabla 7*.

ELEMENTO DISCRETO	$L_{\text{EQUIV}} \text{ (M)}$
Junta rotativa de vapor	1
Codo 90°, radio pequeño	1,5
Válvula de Asiento(cónica)	5
Contracción brusca 4:3	0,5
Ensanchamiento brusco 3:4	0,5
Derivación en T	2,2

Tabla 7: longitudes equivalentes de diversos elementos discretos

De este modo, conociendo el número de elementos discretos de cada tramo, se pueden determinar las pérdidas de carga singulares del mismo, y añadirlas a las pérdidas lineales. A continuación se presentan los elementos singulares que poseen las conexiones entre colectores.

	Elementos singulares		Longitud tubería recta (m)	Conexión en lay-out
	Codos 90º	de Juntas rotativas		
Conexión entrada y salida de fila con tuberías principales	6	3	6	M Q
Conexiones intermedias de fila	4	4	6	N P
Conexión central de fila (colector 2 con 3)	12	6	25	O

Tabla 8: elementos singulares presentes en las conexiones entre colectores

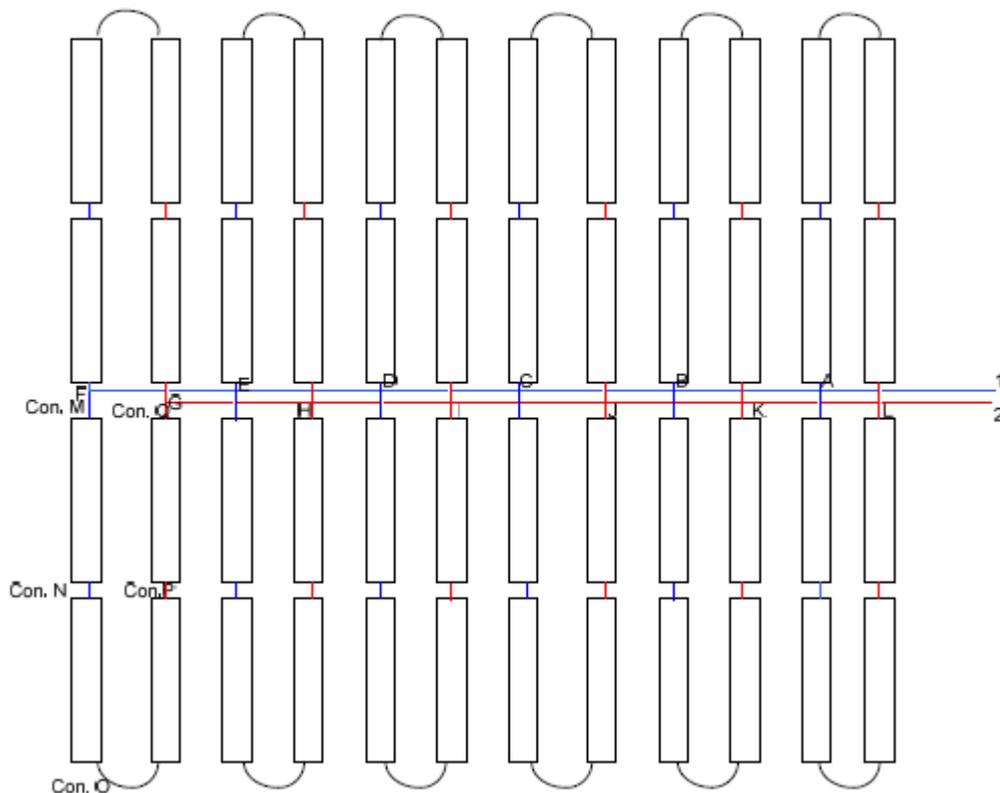


Ilustración 57: Esquemal lay-out genérico del campo solar con nomenclatura en tramos.

El recorrido que seguirá el fluido térmico por el camino más desfavorable es el que va desde los puntos 1 y 2 (donde se sitúa la unidad de almacenamiento y los intercambiadores de proceso) hasta la fila más alejada. Siguiendo la nomenclatura utilizada en la ilustración 54, de un lay-out genérico, pero extendido a 34 filas en paralelo, el recorrido es el siguiente:

1A + AB + BC + CD + DE + EF + Con.M+1er Colector+Con.N+2ºColector+
+Con.O+3er colector+Con.P+4º Colector+Con. Q+ GH + HI + IJ + JK+ KL +L2

A continuación se muestra el esquema del lay-out de un cuadrante de la H. Cabe destacar que cada cuadrante debería tener 33 lazos, pero el hecho de que sea un número impar conlleva a que el campo no sea simétrico y por tanto dos cuadrantes tendrán 32 lazos cada uno, mientras que otros dos tendrán 34 lazos. Para el cálculo de la potencia de bombeo se ha tenido en cuenta el recorrido de los cuadrantes de 34 lazos dada su mayor longitud.

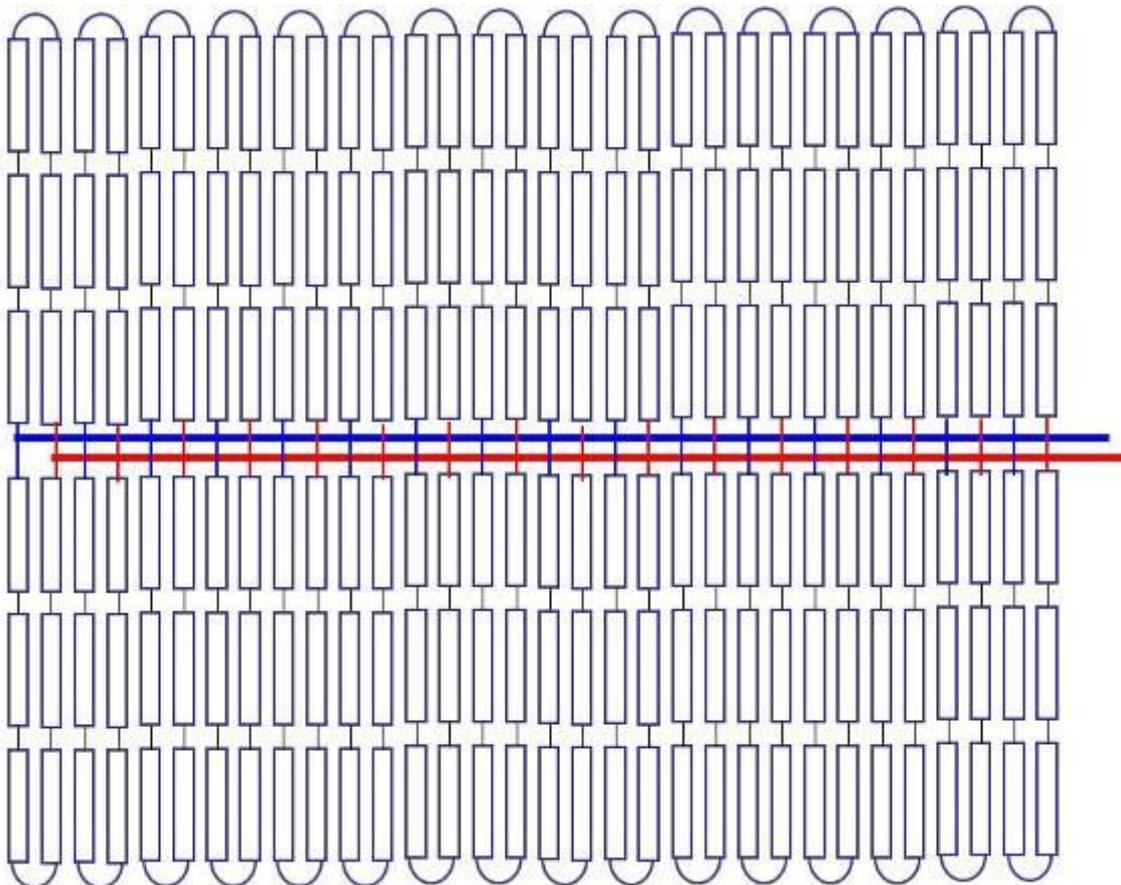


Ilustración 58: Esquema del lay-out de la planta. Cuadrante 32 lazos.

A este recorrido, hay que añadirle unas pérdidas de carga estimadas en el intercambiador de calor del almacenamiento y en los del proceso. En este trabajo no se ha diseñado con detalle los intercambiadores de calor, por lo que se estima una caída de presión de 1,5 bar para cada uno.

Las pérdidas totales de presión quedan en:

$$\Delta P = 815593 \text{ Pa} = 8,16 \text{ bar}$$

La presión de trabajo mínima tiene que ser superior a la presión de vapor del aceite térmico VP-1 a la temperatura máxima de trabajo para evitar zonas bifásicas. Así, a 392°C la presión de vapor es de 9,84 bar. Se escoge una presión mínima de trabajo de 11 bar, siendo ésta la de aspiración de la bomba, y la de descarga será 19,16 bar.

Cálculo de la potencia de bombeo y elección de la bomba

Una vez conocidos la caída de presión en el campo solar y el caudal volumétrico de aceite que se debe mover, el siguiente paso es determinar la potencia eléctrica del motor que acciona la bomba.

Para ello, es necesario aplicar la ecuación de continuidad y la ecuación de Bernouilli. Haciendo la habitual suposición de líquido incompresible a su paso por la bomba, y que la velocidad del fluido tampoco varía, la potencia eléctrica se determina de la siguiente forma:

$$P_{el}(W) = \frac{Q(m^3/s) \cdot \Delta P(Pa)}{\eta_b \cdot \eta_e}$$

Siendo:

Q = caudal volumétrico del aceite.

ΔP = caída de presión total en el campo solar.

$\eta_b \cdot \eta_e$ = producto del rendimiento mecánico de la bomba por el rendimiento eléctrico del motor, quedando el rendimiento electromecánico, que se supone de un 75%.

$$P_{el}(W) = \frac{4203,6}{3600} \cdot 815593 = W = 1269787,68 W$$

Dado que la disposición es en H, esta potencia es la necesaria para abastecer a uno de los 4 cuadrantes, por lo que será necesario una potencia de bombeo $P_{el} \times 4 = 5,08 MW$

El consumo del bombeo es el principal consumo parásito de la planta.

$$P_b = 5,08 MW$$

La elección del modelo de bomba se ve fuertemente condicionada por el tipo de fluido y por la temperatura del mismo.

Por tanto las bombas empleadas serán 3, de 2 MW en serie con una presión admisible de entre 15 y 30 bar, la presión de descarga de la bomba se ha calculado en 19,16 bar, por lo que el empleo de estas bombas es admisible. El tipo de bomba es Novo Pignone, con impulsor de doble apoyo, doble cierre en ambos lados del impulsor y aspiración vertical, con descarga vertical.

IV. 5. CÁLCULO DEL DEPÓSITO DE EXPANSIÓN DE ACEITE.

Debido a la diferencia de volumen específico entre el aceite frío, 290°C, y el aceite en su punto de trabajo más alto, 390 °C, es necesario instalar un depósito pulmón que sea capaz de absorber las expansiones y contracciones del mismo.

Los volúmenes específicos del aceite a ambas temperaturas son:

Vol. Específico 390 °C (m³/kg)	0,0013694728
Vol. Específico a 290°C (m³/kg)	0,0012084767

Tabla 9: valores de volumen específico máximo y mínimo.

Como el circuito tiene un volumen de 266,66 m³, para el punto de diseño, habrá una diferencia de volúmenes entre la máxima temperatura de trabajo y la mínima de 36,78 m³. Considerando un 15% de sobredimensionado para poder contrarrestar posibles fugas, se obtiene un volumen final del depósito de expansión de 42,30 m³.

IV. 6. ELECCIÓN DE LA TURBINA Y ANÁLISIS DE LAS PRESTACIONES

El subsistema de conversión de calor en trabajo es el verdaderamente importante y del que se obtiene trabajo que se puede aprovechar para la generación de electricidad. Está compuesto por el generador de vapor, turbina, condensador, sistema de bombeo e intercambiadores de alimentación ideales (Open Feedwater Heater y Close Feedwater Heater). Estos componentes están interconectados y cada unidad de masa del fluido de trabajo recorre periódicamente un ciclo termodinámico completo, denominado ciclo Rankine. Antes de continuar con el ciclo, hay que tener en cuenta algunas consideraciones de cada uno de estos componentes:

Turbina: es un dispositivo en el que se produce trabajo como resultado del paso de un gas (o líquido, pero no es el caso) a través de un sistema de álabes solidarios a un eje que puede girar libremente. El funcionamiento consiste en un gas que entra a la turbina y se expande hasta una presión de salida menor produciendo trabajo que se transfiere a un generador.

- Para una turbina en estado estacionario, los balances de masa y energía pueden reducirse a:

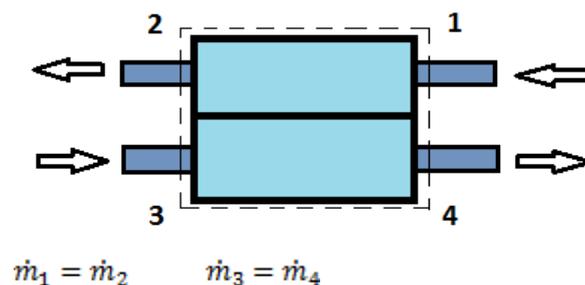
$$\frac{dE_{vc}}{dt} = \dot{Q}_{vc} - \dot{W}_{vc} + \dot{m}_e \left(h_e + \frac{C_e^2}{2} + g \cdot z_e \right) - \dot{m}_s \left(h_s + \frac{C_s^2}{2} + g \cdot z_s \right)$$

$$\dot{m}_e = \dot{m}_s \quad 0 = \frac{\dot{Q}_{vc}}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_{vc}}{\dot{m}} + (h_e - h_s) + \frac{C_e^2 - C_s^2}{2} + g(z_e - z_s)$$

Bomba: es un dispositivo en el que el trabajo consumido se utiliza para modificar el estado del líquido. La simplificación del balance de energía y masa es igual que para la turbina, sólo cambia por los criterios de signo, ya que a la bomba hay que introducirle trabajo, mientras que de la turbina se obtiene trabajo.

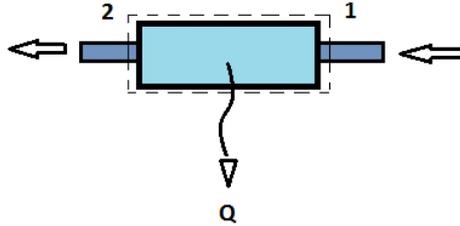
$$\dot{m}_e = \dot{m}_s \quad 0 = \frac{\dot{Q}_{vc}}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_{vc}}{\dot{m}} + (h_e - h_s) + \frac{C_e^2 - C_s^2}{2} + g(z_e - z_s)$$

Condensador: se trata de un intercambiador de calor, dispositivo donde se intercambia energía entre fluidos. Existen diferentes métodos de transferencia de calor y por lo tanto diferentes dispositivos. La función principal consiste en disminuir la temperatura del vapor a la salida de la turbina, condensándolo y transformándolo en líquido para que pueda volver a la bomba y continuar con el ciclo. La simplificación del balance de energía y masa para un condensador de flujos cruzados, como el que se muestra en la figura, es el siguiente:



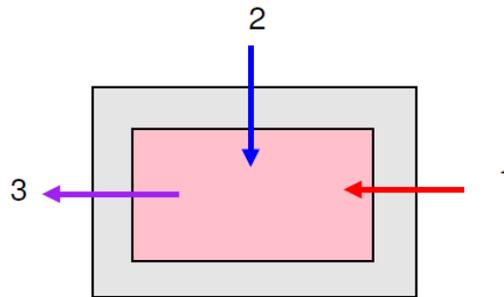
$$0 = \dot{Q}_{vc} - \dot{W}_{vc} + \dot{m}_1 \left(h_1 + \frac{C_1^2}{2} + g \cdot z_1 \right) + \dot{m}_3 \left(h_3 + \frac{C_3^2}{2} + g \cdot z_3 \right) - \dot{m}_2 \left(h_2 + \frac{C_2^2}{2} + g \cdot z_2 \right) - \dot{m}_4 \left(h_4 + \frac{C_4^2}{2} + g \cdot z_4 \right)$$

Pero lo realmente importante es el calor que transfiere el fluido de trabajo



$$\dot{m}_1 = \dot{m}_2 \quad 0 = \frac{\dot{Q}_{vc}}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_{vc}}{\dot{m}} + (h_1 - h_2) + \frac{C_1^2 - C_2^2}{2} + g(z_1 - z_2)$$

Desaerador abierto: es un intercambiador abierto ideal en el que se mezclan los flujos que deben estar a igual presión. El proceso es adiabático, entra mezcla bifásica y líquido comprimido y sale líquido saturado a la presión de la mezcla.



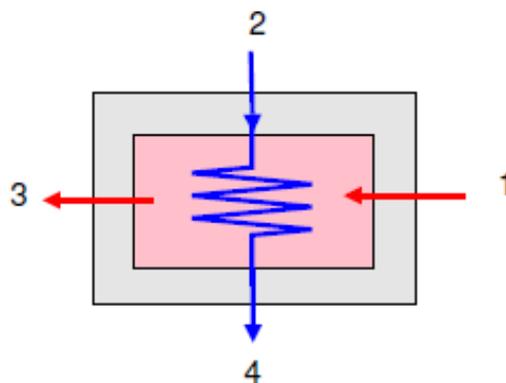
$$\dot{m}_1 h_1 + \dot{m}_2 h_2 = (\dot{m}_1 + \dot{m}_2) h_3$$

Ilustración 59: OFWH

Desaerador cerrado: es un intercambiador cerrado ideal. En él no se mezclan los flujos que pueden ser de distintos fluidos a diferentes presiones. El proceso es adiabático.

El flujo caliente entra con mezcla bifásica de (1) y sale líquido saturado (3).

El flujo frío entra y sale sobrecomprimido, aumenta la temperatura.



$$\dot{m}_1 h_1 + \dot{m}_2 h_2 = \dot{m}_1 h_3 + \dot{m}_2 h_4$$

Ilustración 60: CFWH

Desarrollo del problema:

El conjunto del ciclo Rankine a nivel comercial se compra como una única unidad que engloba todos los componentes citados. La turbina seleccionada es la Siemens SST-700. Es una turbina de dos carcassas consistente en dos módulos: un módulo de AP (alta presión) con reductor y otro de BP (baja presión). Se utiliza para aplicaciones de generación de energía, especialmente en ciclo combinado o centrales termo-solares. Cada módulo se puede usar independientemente o combinado en una configuración ideal.

Las características de la turbina son las siguientes:

- Contrapresión / Condensación.
- Módulos de turbina prefabricados.
- Posible disposición paralela.
- AP como unidad de contrapresión, BP como cola de condensación.
- Trayecto de vapor a medida del cliente.
- Extracción simple en tubo de comunicación.
- Escape radial / axial.
- Aplicaciones de recalentamiento.
- Longitud 22 m
- Ancho 15 m
- Altura 6 m
- Velocidad de giro de 3.000 – 13.200 rpm.
- Hasta 7 tomas; hasta 120 bar.
- Presión de entrada (con recalentamiento) de hasta 165 bar.
- Temperatura de entrada (con recalentamiento) de hasta 585 °C.
- Potencia entregada de hasta 175 MW.
- Temperatura de recalentamiento de hasta 415 °C.

El desarrollo del ciclo Rankine ha sido realizado con ayuda del programa Spower.exe. Se ha considerado que no es reversible y que los rendimientos de tanto la turbina como de las bombas es del 95%.

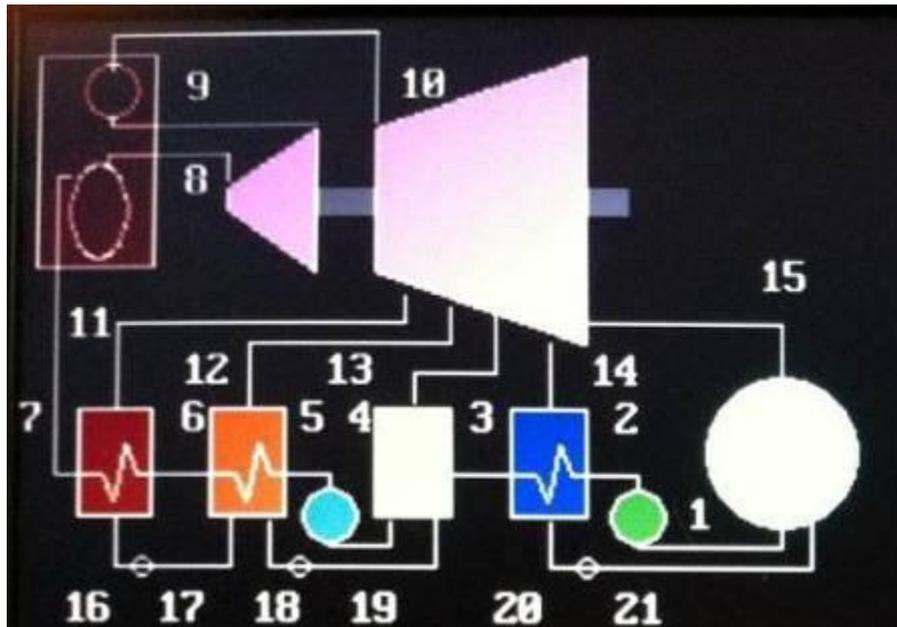


Ilustración 61: Ciclo Rankine



Ilustración 62: Diagrama T-s

Descripción del ciclo: (Recalentamiento y regeneración)

En primer lugar el generador de vapor eleva la temperatura hasta los 385°C. Este vapor entra en la turbina de alta presión a una presión de 107 bares. La presión del recalentamiento es de 42 bares y la temperatura de nuevo se eleva a $T_{10} = 385^{\circ}\text{C}$.

En la turbina de baja presión se llevan a cabo los sangrados. En primer lugar el sangrado de mayor presión es un CFWH con drenaje hacia atrás a una presión $P_{11} = 38 \text{ bar}$ y un título del 9%. A continuación se repite esta operación con otro CFWH con drenaje hacia atrás a una presión $P_{12} = 18 \text{ bar}$ y un título del 5%.

El tercer sangrado es un OFWH a una presión $P_{13} = 9,42 \text{ bar}$ y un título del 4,8%.

El último sangrado es un CFWH con drenaje hacia atrás a una presión $P_{14} = 4 \text{ bar}$ y un título del 11,73%. La última etapa del ciclo es el condensador a una presión de 0,35 bar.

La presencia de tantos sangrados se debe a la elevada potencia de la turbina, 57MWe netos, que vuelcan 50MWe netos a la red tras consumir el autoabastecimiento de la planta. Este autoabastecimiento tiene como principal consumo las bombas del fluido de trabajo, los motores del seguimiento de los colectores, las bombas de agua, la luz...

Los datos para la resolución del ciclo son los siguientes:

T8(turbine inlet temp.)	385,0 °C
P8(turbine inlet press)	10700,0 kPa
P15(Condenser pressure)	35,0 kPa
P10(Reheat pressure)	4200,0 kPa
T10(Reheat temperature)	385,0 °C
P11(HP CFWH pressure)	3800,0 kPa
P12(IP CFWH pressure)	1800,0 kPa
P13(OFWH pressure)	942,0 kPa
P14(LP CFWH pressure)	400,0 kPa

Tabla 10: Datos de entrada para el ciclo Rankine.

State	h kJ/kg
1	303,96
2	304,94
3	604,74
4	751,39
5	762,93
6	884,56
7	1072,29
8	3025,19
9	2826,15
10	3173,35
11	3146,60
12	2965,73
13	2829,69
14	2677,48
15	2319,88
16	1072,29
17	1072,29
18	884,56
19	884,56
20	604,74
21	604,74

Tabla 11: Entalpías de puntos significativos en el ciclo Rankine.

El rendimiento del ciclo se puede expresar de la siguiente manera.

$$\eta = \frac{\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}} - \frac{\dot{W}_b}{\dot{m}}}{\frac{\dot{Q}_s}{\dot{m}}}$$

$$\frac{\dot{W}_t}{\dot{m}} = (h_8 - h_9) + m11/m8(h_{10} - h_{11}) + m12/m8(h_{11} - h_{12}) + m13/m8(h_{12} - h_{13}) + m14/m8(h_{13} - h_{14}) + (1 - \frac{m11}{m8} - \frac{m12}{m8} - \frac{m13}{m8} - \frac{m14}{m8})(h_{14} - h_{15})$$

$$\frac{\dot{W}_b}{\dot{m}} = (1 - \frac{m11}{m8} - \frac{m12}{m8} - \frac{m13}{m8} - \frac{m14}{m8})(h_2 - h_1) + (1 - \frac{m11}{m8} - \frac{m12}{m8})(h_5 - h_4)$$

$$\frac{\dot{Q}_s}{\dot{m}} = (h_8 - h_7) + (h_{10} - h_9)$$

Pump Efficiency	95%
Turbine Efficiency	95%
HP CFWH: m11/m8	0,0905
IP CFWH: m12/m8	0,0503
OFWH: m13/m8	0,0482
LP CFWH: m14/m8	0,1173
Quality 15	86,83%
Cond Qout 15-1	1433,74 kJ/kg
Cycle efficiency	37,67%

Tabla 12: Resultados del ciclo Rankine

Turbines	Wout 8-9 = 199,04 kJ/kg	Wout 10-15 = 679,65 kJ/kg	Wout total = 878,8kJ/kg
Pumps	Win 1-2 = 0,79 kJ/kg	Win 4-5 = 11,54 kJ/kg	Win total = 12,33 kJ/kg
Boiler	Qin 7-8 = 1952,91 kJ/kg	Qin 9-10 = 347,2 kJ/kg	Qin total = 2300,11 kJ/kg

Tabla 13: Datos de salida del programa Spower.exe

CAPÍTULO V: MODOS DE OPERACIÓN

V. 1. MODOS DE OPERACIÓN

Dada la complejidad de una planta termosolar de cilindro parabólicos que presenta 434.253m² de superficie reflectante, tanques de almacenamiento capaces de entregar 4 horas de energía a la turbina y la hibridación con calderas de gas natural, con sus correspondientes limitaciones a nivel legal, cabe destacar que el modo de operación de una planta de estas características no es ni mucho menos sencillo. Teniendo en cuenta la variación de la radiación solar a lo largo del día y que ésta asimismo varía a lo largo del año, existen distintas estrategias de operación.

Estrategias de operación:

Los principales campos de actuación son los siguientes:

- Operación del campo solar:
 - Temperaturas y caudales de operación.
 - Consignas y criterios de arranque, parada, desenfoco...
 - Recirculación y modos de operación. Start-Up y Cool Down.
 - Planificación de la limpieza de espejos y reparaciones.

- Uso del almacenamiento térmico:
 - Uso “Inmediato” (Si hay energía se utiliza)
 - Uso “Planificado” (ajuste a tarifa o demanda)
 - Usos auxiliares: Antifreeze y Star-Up

- Uso de la caldera auxiliar o hibridación:
 - Estrategias de máxima eficiencia energética.
 - Estrategia de mínimo número de paradas.
 - Estrategias de ajuste a tarifa o demanda.
 - Usos auxiliares: Antifreeze y Start-Up.

Un de las principales virtudes de esta tecnología es la capacidad de gestionar la producción. El ajuste a las curvas de demanda o a las estimaciones proporcionadas al operador se consigue principalmente mediante el uso del almacenamiento e hibridación.

El sistema de almacenamiento térmico tiene como objetivos estratégicos alargar la producción de un día claro o compensar periodos del día nublados.

En cuanto a la hibridación, el aporte de energía a la planta mediante gas está limitado por ley a <15% de la Producción eléctrica.

En definitiva las estrategias de operación son la clave para adecuar la producción eléctrica a las predicciones.

Los modos de operación de una planta termosolar de estas características, según los parámetros del control, se gestionan de forma autónoma cambiando de modo, que se optimice la operación de la misma. Se detallan los modos de funcionamiento a continuación:

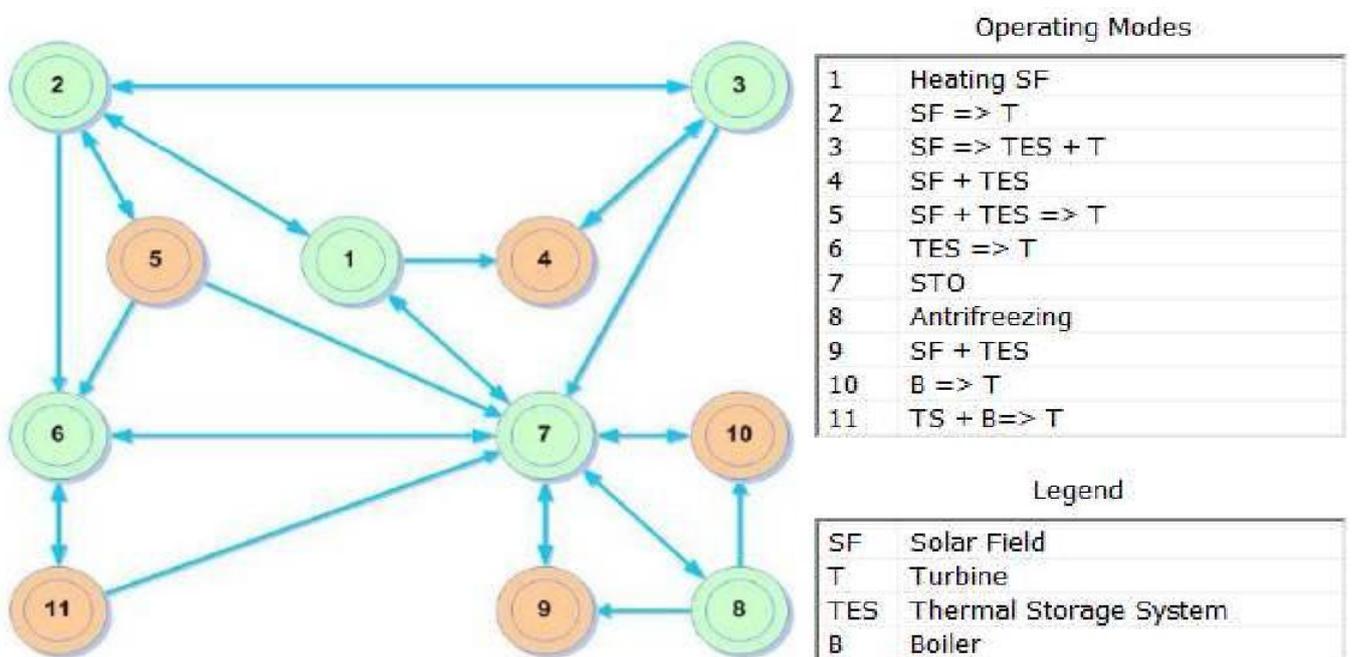


Ilustración 63: Modos de operación.

MODO 1. CALENTAMIENTO EL HTF

Se regulará el caudal para mantener la temperatura de salida del campo solar en 390°C.

Transiciones:

- 1-7=>Balance de calor en el campo negativo.
- 1-2=>Caudal superior al caudal mínimo de turbina.
- 1-4=>Sólo forzando la transición.

MODO 2. PRODUCCIÓN DESDE CAMPO

Se regula el caudal para mantener la temperatura de salida del campo en 390°C. La turbina producirá energía por debajo de su carga máxima, siempre y cuando haya superado los tiempos de arranque.

Transiciones:

2-1=>Caudal inferior al caudal mínimo de turbina.

2-5=>Caudal inferior al caudal máximo de turbina y energía disponible en el almacenamiento.

2-3=>Caudal superior al caudal máximo de turbina.

MODO 3. PRODUCCIÓN DESDE CAMPO Y CARGA DEL ALMACENAMIENTO

Producción eléctrica desde el campo solar a potencia máxima de turbina y carga del almacenamiento de sales con el caudal sobrante, se regula el caudal para mantener la temperatura de salida del campo en 390°C.

Transiciones:

3-2=>Caudal superior al caudal máximo de turbina.

3-4=>Sólo forzando la transición.

MODO 4. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DESDE CAMPO

Se regula el caudal para mantener la temperatura de salida del campo en 390°C. El HTF se desvía de modo que en vez de ir a la turbina irá al intercambiador de carga del circuito de sales.

Transiciones:

4-1=>Cuando se deja de forzar 4 o el almacén está lleno.

MODO 5. PRODUCCIÓN DESDE CAMPO Y ALMACENAMIENTO

Se regula el caudal para mantener la temperatura de salida del campo a 390°C y se completa hasta el caudal máximo de turbina con HTF calentado con el almacenamiento de sales.

Transiciones:

5-2=>Se gasta la energía del almacenamiento, o el caudal de salida del campo es superior al caudal máximo de turbina.

5-6=>El caudal de salida del campo baja por debajo del caudal mínimo de turbina.

MODO 6. PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DESDE ALMACENAMIENTO

Se circula el caudal de descarga del almacenamiento por el intercambiador de descarga de éste, posteriormente el HTF va a producir a la turbina. La potencia entregada por la turbina debe ser algo inferior a su potencia nominal.

Transiciones:

6-2=>Se gasta el almacenamiento.

6-11=>Gas.

MODO 7. PLANTA PARADA

No se circula HTF, se tienen en cuenta las pérdidas térmicas de éste.

Transiciones:

7-1=> Energía neta en el campo solar positiva.

7-8=> Temperatura del HTF inferior a la temperatura mínima del HTF.

7-9=> Gas.

7-10=>Sólo forzando la transición.

MODO 8. ANTIFREEZING

Se circula HTF con el caudal de recirculación haciéndolo pasar por la caldera.

Transiciones:

8-7=>Temperatura del HTF mayor que la temperatura mínima del HTF.

MODO 9. ALMACENAMIENTO DESDE CALDERA

Se hace circular parte del HTF por la caldera con el caudal de carga del almacenamiento, posteriormente este HTF irá al intercambiador de carga del almacenamiento de sales.

Transiciones:

9-7=>Cuando deje de estar forzado el modo 9.

MODO 10. PRODUCCIÓN DESDE CALDERA

Se hace circular parte del HTF por la caldera y desde ahí se envía directamente a turbina. Notar que la potencia entregada por la turbina en este modo será muy inferior a su potencia nominal.

Transiciones:

10-7=>Cuando deje de estar forzado el modo 10.

MODO 11. PRODUCCIÓN DESDE ALMACENAMIENTO Y CALDERA

Se hace circular HTF por la caldera y por el almacenamiento, de modo que el caudal total que llegue a la entrada de la turbina pueda hacer que ésta entregue una potencia cercana a su potencia nominal.

Transiciones:

11-1=>Cuando deje de estar forzado el modo 11.

11-6=>Cuando se gaste el almacenamiento.

Ejemplos de estrategia de operación:

En las ilustraciones 64, 65, 66 se muestran de ejemplos reales extraídos de una de las plantas en operación en la actualidad (Andasol 1).

➤ 24h de análisis en un día de Enero.

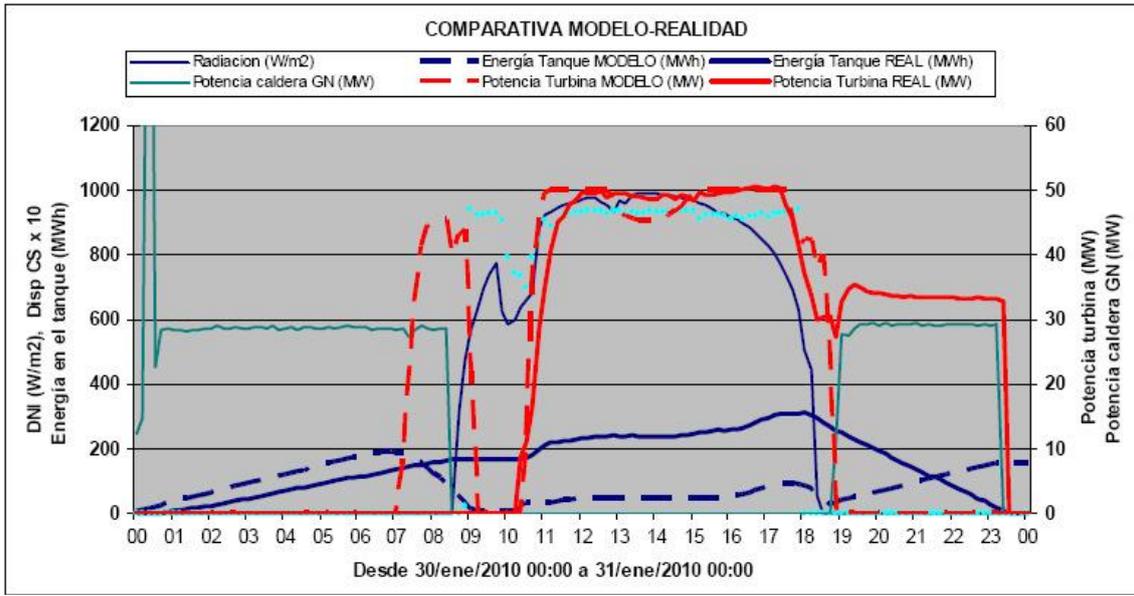


Ilustración 64: Operación en Enero. Andasol 1.

La ilustración muestra el análisis de una planta de 50 MW a lo largo de un día entero en el mes de enero. Como es lógico y gráficamente visible este análisis debe realizarse en función de los intervalos horarios:

00 - 08:30 : en este intervalo horario sólo está funcionando la caldera para mantener todos los fluidos a la temperatura idónea, tanto sales, como el aceite de trabajo, sin entregar potencia la turbina a costa de la caldera de gas.

08:30 – 10 : la radiación solar sufre un gran aumento debido a la salida del sol lo que provoca que la caldera deje de funcionar para mantener los fluidos calientes y sea la radiación solar quien garantice esta circunstancia.

10 – 18:30 : la radiación solar hace que la turbina opere a 50 MW de potencia durante ocho horas y media, al tiempo que entrega energía al sistema de almacenamiento para que la energía del tanque aumente hasta la caída del Sol.

18:30 – 23:30 : la energía almacenada en el tanque de sales calientes, así como un aporte en paralelo de energía proporcionado por la caldera de gas, hace que la turbina genere por un intervalo de 5 horas alrededor de 34 MW, hasta que la energía en el tanque se agota.

Sdf

➤ 24h de análisis en un día de Agosto (despejado).

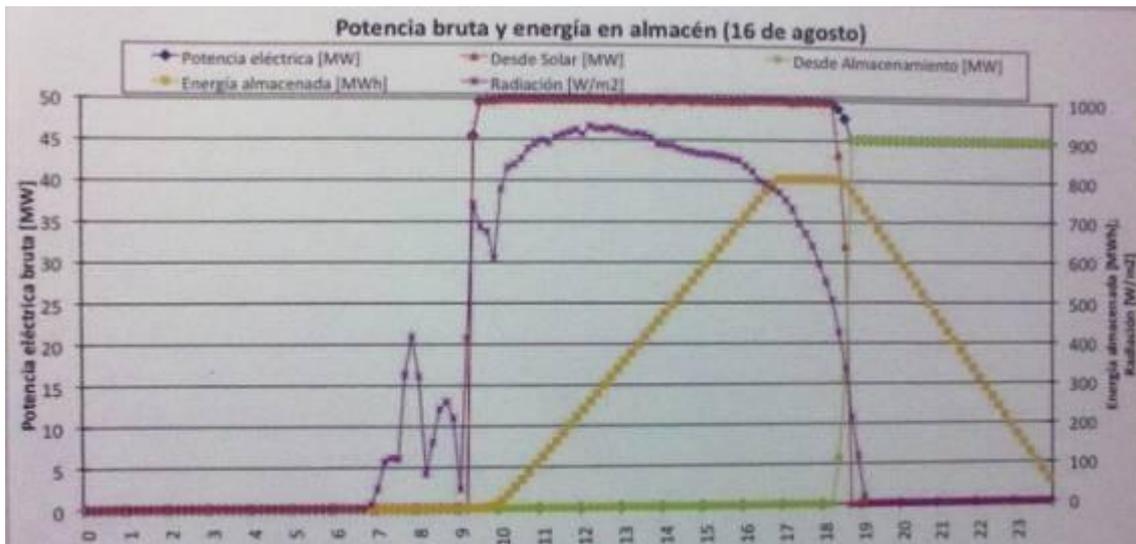


Ilustración 65: Operación en Agosto, Andasol 1

Como en el análisis anterior llevaré a cabo una descomposición por intervalos horarios:

00 – 07: la producción por radiación solar es nula pues todavía no ha salido el Sol.

07 – 09: se produce la salida del Sol, pero la concentración por m², todavía no es suficiente para alimentar al proceso completo y por consiguiente todavía la turbina no genera potencia eléctrica.

09 – 19: la radiación solar, debido a que estamos en un día de Agosto despejado, hace que sea ininterrumpida, por lo que la turbina opera a 50 MW de potencia durante 10 horas y al mismo tiempo almacena energía en el sistema de almacenamiento hasta la caída del Sol.

19 – 00: la turbina opera a 45 MW de potencia, al tiempo que se descarga el tanque de sales calientes.

➤ 24h de análisis en un día de Noviembre (despejado).

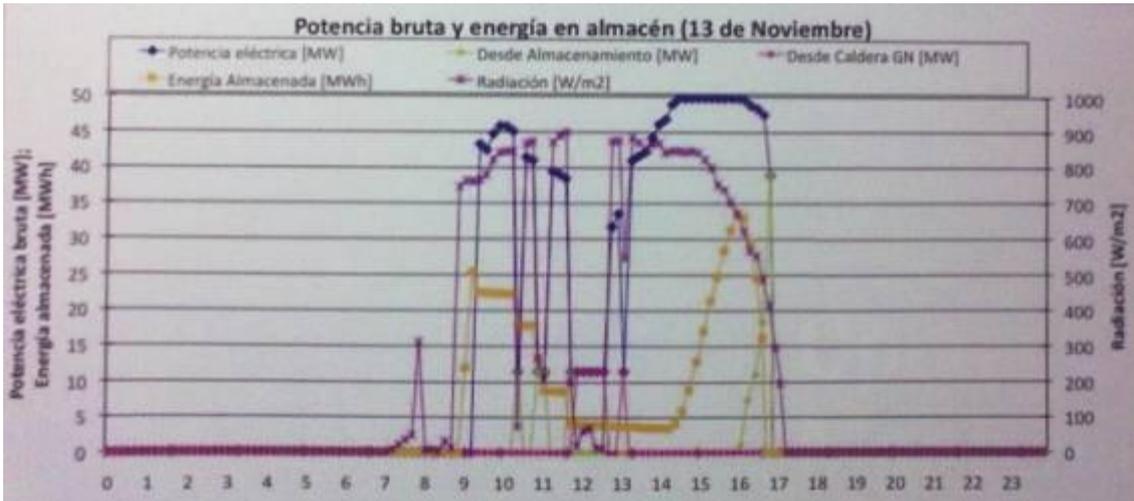


Ilustración 66: Operación en noviembre, día variable. Andasol 1.

El análisis de este tipo de días cubiertos en invierno es sustancialmente diferente a lo dos anteriores.

En primer lugar el Sol comienza a irradiar a las 08 de la mañana, pero la turbina no genera potencia hasta pasadas las 09 de la mañana. Como se puede observar es un día con claros y nubes por lo que la radiación no es constante en las horas con luz del día. Mientras que las nubes permiten operar gracias a la radiación sola, el campo destina al mismo tiempo energía al sistema de almacenamiento para poder dar respuesta durante el día a los transitorios, por lo que se observan picos en función de las nubes. Cabe destacar que una estrategia de operación característica de este tipo de días, es la de operar a una potencia de turbina menor para poder almacenar simultáneamente energía en el tanque caliente de sales y así poder responder ante los transitorios sin la necesidad de parar la turbina.

La producción de electricidad en este tipo de días es altamente inferior a la de un día de agosto. La complejidad de operación en días de estas características, han provocado la evolución de sofisticados software que tratan de minimizar el daño ocasionado por los transitorios

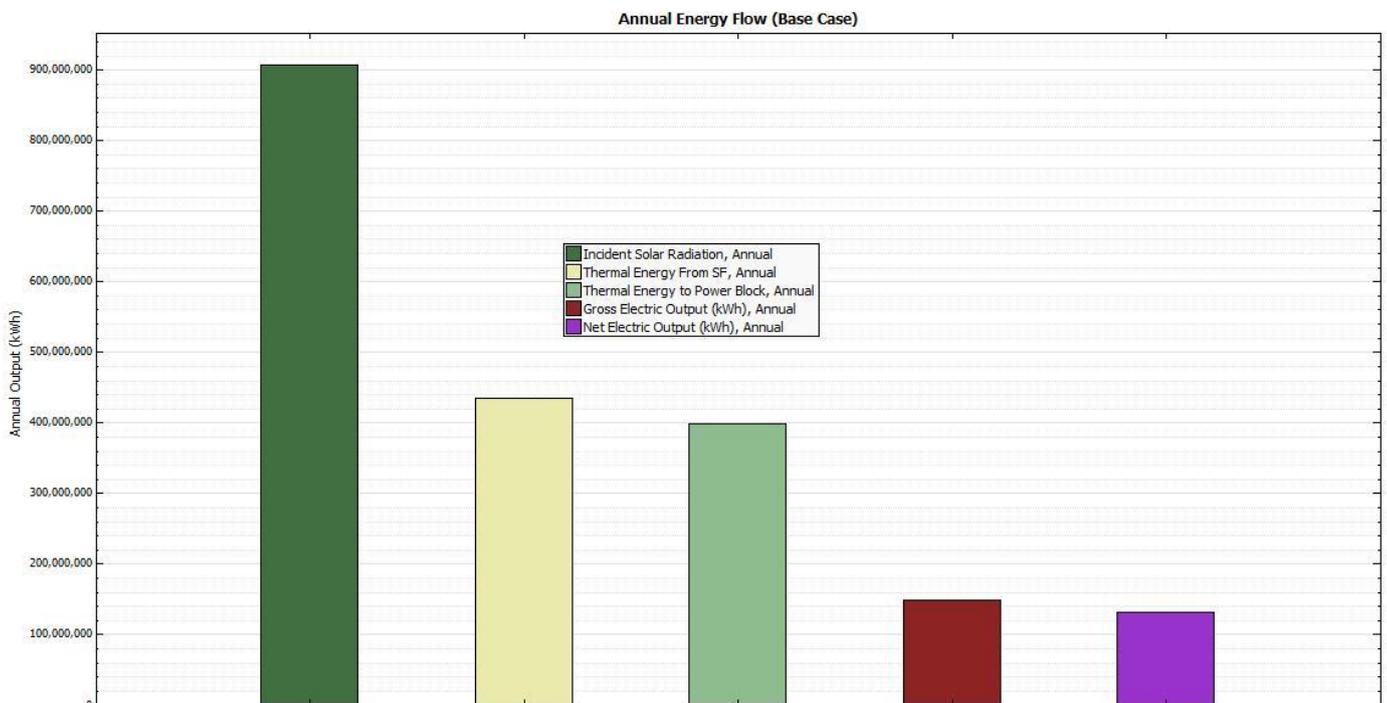
CAPÍTULO VI: CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN

VI. 1. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN

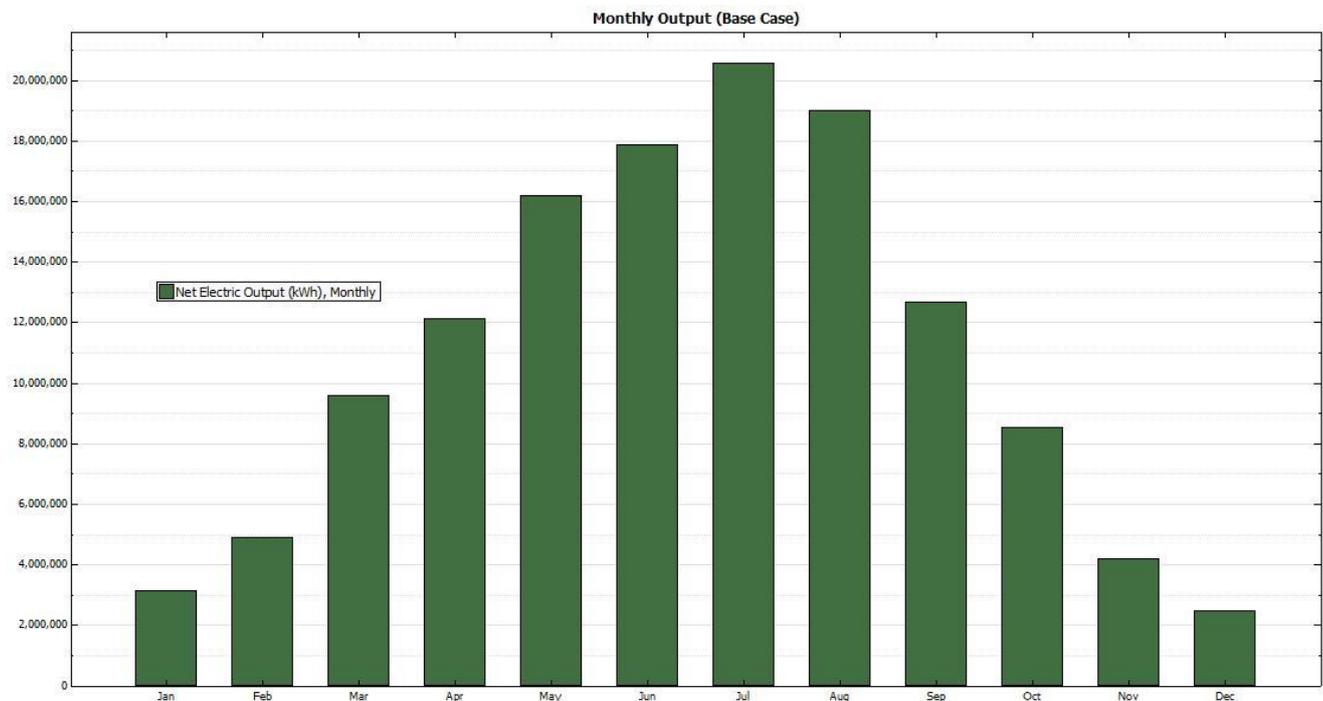
La producción anual de la planta no se puede determinar con certeza, dado que cada año la insolación es diferente, pero gracias a numerosas medidas realizadas a lo largo del tiempo, se puede obtener una aproximación mediante variables estadísticas.

Gracias al programa SAM (Solar Advisor Model) y a la programación del mismo con las variables que ocupan a este proyecto, tales como la localización en Sevilla, la potencia de la turbina... la producción anual de la planta termosolar de cilindro parabólicos de 50 MWe con 4h de almacenamiento situada en Sevilla es de 135 GWh/año.

La radiación solar incidente que llega a lo largo del año son 900 GWh en el conjunto de la superficie de la apertura de los colectores solares. De esta energía tan sólo 440 GWh son captados por el campo solar. Asimismo siguiendo la línea de evolución de la planta, al bloque de potencia le llegan 400 GWh, de los cuales se obtienen 140 GWh de electricidad bruta. Finalmente la energía neta que produce la planta en un año es 135 GWh.



Gráfica 4: Flujo de la energía anual.



Gráfica 5: Producción mensual a largo del año.

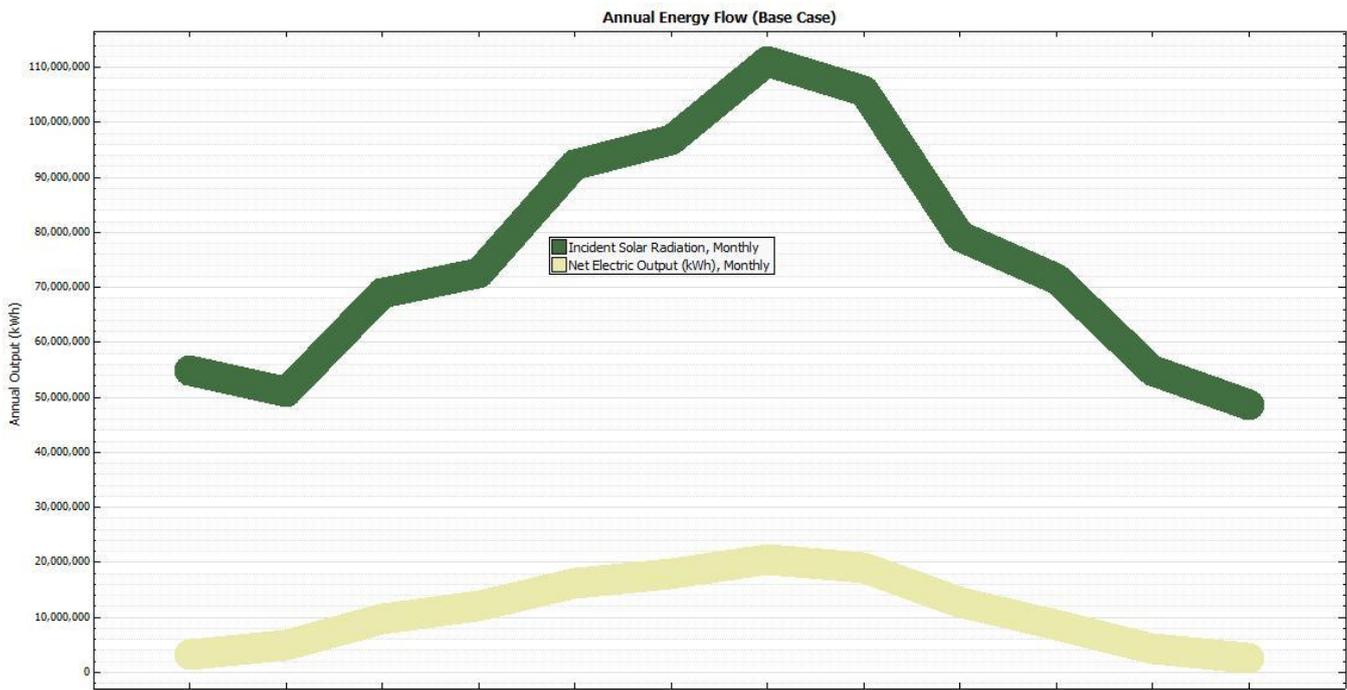
Asimismo la evolución de la producción eléctrica neta a nivel mensual es otra gráfica obtenida gracias a la simulación del caso en el programa SAM (Solar Advisor Model). En el que se observa la diferencia de producción en cada uno de los meses siendo mayor en los meses centrales del año y menor a medida que nos acercamos a los meses iniciales y finales.

En las gráficas se observan tres tipologías de mes en función de la producción.

En primer lugar los meses de enero, febrero, noviembre y diciembre tienen una producción cada uno menor a los 5 GWh. En estos meses los modos de operación son altamente complejos. La nubosidad de los días invernales hacen que se tenga debatir entre arrancar la turbina o no hacerlo, para este tipo de meses, una buena predicción meteorológica a corto plazo provoca un considerable aumento de la eficiencia del sistema.

En segundo lugar los meses de marzo, abril, septiembre y octubre ocupan una tipología de mes distinta. Estos meses primaverales u otoñales tienen una producción que no supera los 13 GWh. Estos meses son la transición entre el verano y el invierno por lo que el clima cambiante entre días nublados y soleados hacen que la producción alcance valores positivos significativos.

Por último los meses centrales del año, como son mayo, junio, julio y agosto, son aquellos en los que la producción alcanza valores máximos gracias a una gran proporción de días soleados a lo largo de estos meses.



Gráfica 6: Producción mensual vs incidencia mensual.

Por último la *gráfica 6* muestra una comparación entre la radiación solar incidente en el campo y la electricidad neta que suministra la planta.

CAPÍTULO VII: IMPACTO AMBIENTAL

VII.1. IMPACTO AMBIENTAL

A continuación se describen las interacciones tanto en la fase de construcción de las instalaciones como durante la explotación y posterior fase de abandono del proyecto.

MATRIZ DE IMPACTOS

FACTORES AMBIENTALES	FASE CONSTRUCCION DE LA INSTALACION			
	CN1	CN2	CN3	AP1
ACCIONES Medio Físico				
Aire				
Suelo				
Agua				
Flora				
Fauna				
Unidades paisaje				
Medio Socioeconómico(+)				
Clima				
Patrimonio cultural				
Seres humanos				
Interacción global				

Tabla 14: Matriz de impactos.

Nota: CN1 = Movimientos de tierra. CN2 = Construcción de cimentaciones, y cerramiento.
 CN3 = Instalación de seguidores solares y edificaciones. AP = Acciones permanentes originadas durante la construcción.

FACTORES AMBIENTALES	FASE DE FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACION		
	IN1	IN2	AP2
ACCIONES Medio Físico			
Aire			
Suelo			
Agua			
Flora			
Fauna			
Unidades paisaje			
Medio Socioeconómico(+)			
Clima (+)			
Patrimonio cultural			
Seres humanos			
Interacción global			

Tabla 15: Factores ambientales 1

Nota: IN1 = Funcionamiento del parque solar. IN2 = funcionamiento del resto de edificaciones. AP2 = Acciones permanentes originadas durante la explotación de las instalaciones.

FACTORES AMBIENTALES	FASE DE FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACION	
	AB1	AP3
ACCIONES Medio Físico		
Aire		
Suelo		
Agua		
Flora		
Fauna		
Unidades paisaje		
Medio Socioeconómico		
Clima		
Patrimonio cultural		
Seres humanos		
Interacción global		

Tabla 16: Factores ambientales 2

Nota: AB1 = Demolición de las instalaciones y restauración de los terrenos. AP3 = Acciones permanentes originadas durante el abandono de la actividad.

Fase construcción de las instalaciones.

Durante la fase de construcción de las instalaciones se producirán los siguientes impactos ambientales:

- Campo solar:
 - ✓ Ocupación del suelo.
 - ✓ Modificación de la topografía del terreno.
 - ✓ Realización de canalizaciones subterráneas.
 - ✓ Construcción de caminos.
 - ✓ Cimentación de los espejos y racks de tuberías.
 - ✓ Producción de polvo.
 - ✓ Producción de ruidos.
 - ✓ Molestias a la fauna local.
 - ✓ Molestias a la flora local.
 - ✓ Impacto a cauce existente.
 - ✓ Impacto visual debido a las nuevas construcciones.
 - ✓ Mejora de la economía de la zona.

- Bloque de potencia:
 - ✓ Construcción de edificios para las instalaciones.
 - ✓ Realización de instalaciones para la generación de vapor y electricidad.

- Red de aguas.
 - ✓ Instalaciones de abastecimiento, almacenamiento y retorno del agua.
 - Realización de conducciones de abastecimiento y retorno al embalse.
 - Depósitos de almacenamiento de agua bruta.
 - Filtros.

 - ✓ Construcción de redes para la gestión de la evacuación del agua.
 - Instalaciones de saneamiento y pluviales.
 - Instalaciones para aguas residuales con efluentes aceitosos
 - Instalaciones para aguas de proceso.

- Evacuación de la electricidad.
 - ✓ Construcción de la red de evacuación.
 - ✓ Impacto visual de la instalación.

- Edificaciones auxiliares del proceso productivo:
 - ✓ Construcción de oficinas, centros de control y vigilancia.
 - ✓ Construcción de área de accesos y aparcamientos.

FASE DE FUNCIONAMIENTO DE LAS INSTALACIONES.

Durante la fase de explotación de las instalaciones se producirán los siguientes impactos ambientales:

- Campo solar:
 - ✓ Ocupación del suelo por los cilindro parabólicos.
 - ✓ Producción de residuos procedentes del mantenimiento del parque.
 - ✓ Control y mantenimiento de infraestructuras existentes.
 - ✓ Impacto visual de las instalaciones.
 - ✓ Producción de polvo.
 - ✓ Producción de ruidos.
 - ✓ Molestias a la fauna local.
 - ✓ Molestias a la flora local.
 - ✓ Modificación de cauce existente
 - ✓ Mejora de la economía de la zona.

- Bloque de potencia:
 - ✓ Producción de ruidos.
 - ✓ Labores de control y mantenimiento de infraestructuras existentes.
 - ✓ Impacto visual de las instalaciones.
 - ✓ Mejora de la economía de la zona.

- Red de aguas.
 - ✓ Gestión, control, desmineralización y depuración del agua.
 - ✓ Labores de control y mantenimiento de infraestructuras existentes.
 - ✓ Producción de aguas fecales procedentes de aseos y vestuarios.
 - ✓ Producción de agua con contaminación térmica.

- Evacuación de la electricidad.
 - ✓ Labores de control y mantenimiento de infraestructuras existentes.
 - ✓ Impacto visual de la instalación.

- Edificaciones auxiliares del proceso productivo:
 - ✓ Labores de control y mantenimiento de infraestructuras existentes.
 - ✓ Producción de residuos procedentes del edificio de control y del taller-almacén.
 - ✓ Impacto visual de las instalaciones.

VALORACIÓN DE IMPACTOS.

Matrices de importancia.

A continuación se muestra la matriz de importancia de impactos, que presenta la importancia del efecto de las diferentes acciones sobre los factores del medio.

La importancia del impacto viene representada por un número que se deduce mediante el modelo propuesto en el siguiente cuadro, en función del valor asignado a los símbolos considerados:

$$I = \pm (3 \times IN + 2 \times EX + MO + PE + RV + SI + EF + PR + MC)$$

Atendiendo a los posibles valores que adquiera, podremos clasificar los impactos de la siguiente manera:

IRRELEVANTE O COMPATIBLE		$0 \leq I < 25$
MODERADO		$25 \leq I < 50$
SEVERO		$50 \leq I < 75$
CRITICO		$75 \leq I$

Los impactos que se den pueden ser positivos (si producen efectos beneficiosos) o negativos (si producen efectos dañinos) sobre cada aspecto analizado. Su valor absoluto junto con la referencia de si es positivo o negativo nos darán la conclusión final de los impactos producidos.

La siguiente matriz, conocida como Matriz de Leopold, es la referencia básica del siguiente método de valoración, habiéndose de considerar por separado las siguientes fases:

- Construcción de la planta.
- Explotación de la instalaciones.

Caracterización cualitativa de los efectos

NA: NATURALEZA		IN: INTENSIDAD	
(+) Beneficioso	+1	(B) Baja	1
(-) Perjudicial	-1	(M) Media	2
		(A) Alta	4
		(MA)Muy Alta	8
		(T) Total	12
EX: EXTENSIÓN		MO: MOMENTO	
(Pu)Puntual	1	(L) Largo plazo	1
(Pa)Parcial	2	(M)Medio Plazo	2
(E) Extenso	4	(I) Inmediato	4
(T) Total	8	(C)Crítico ⁽²⁾	+4
(C) Crítico ⁽¹⁾	+4		
PE: PERSISTENCIA		RV: REVERSIBILIDAD	
(F) Fugaz	1	(C) Corto Plazo	1
(T) Temporal	2	(M) Medio Plazo	2
(P) Permanente	4	(I) Irreversible	4
SI: SINERGISMO		AC: ACUMULACIÓN	
(SS) Sin sinergismo	1	(S) Simple	1
(S) Sinérgico	2	(A) Acumulativo	4
(MS) Muy sinérgico	4		
EF: RELACIÓN CAUSA-EFECTO		PR: PERIODICIDAD	
(I) Indirecto (secundario)	1	(I) Irregular o aperiódico y discontinuo	1
(D)Directo (primario)	4	(P) Periódico	2
		(C) Continuo	4
MC: RECUPERABILIDAD		I: IMPORTANCIA	
(In) De manera inmediata	1	Irrelevante	
(MP)A medio plazo	2	Moderado	
(M)Mitigable	4	Severo	
(I)Irrecuperable	8	Crítico	

⁽¹⁾ Si el área cubre un lugar crítico (especialmente importante) la valoración será cuatro unidades superior

⁽²⁾ Si el impacto se presenta en un momento (crítico) la valoración será cuatro unidades superior.

Tabla 17: Caracterización cualitativa de los efectos.

Una vez realizada la valoración de impactos sobre los factores analizables, tal y como se puede apreciar se distinguen los impactos significativos:

- A nivel adverso son destacables los producidos sobre los factores aire, tierra y suelo, agua y flora debido a los movimientos de tierra, construcción de cimentaciones y conducciones enterradas.
- Los correspondientes a aire, tierra y suelo y agua se catalogan con una misma intensidad dentro de la franja de *moderado negativo*.
- La flora se ve impactada negativamente con una intensidad que fluctúa entre las franjas de moderado negativo
- Como factor analizado como positivo se distingue al socio-económico debido a la repercusión que tendría en el municipio y la comarca la construcción de la central termosolar para la generación de electricidad. Su impacto es considerado como *moderado positivo*.

El resto de impactos con valoración <25 han obtenido unos índices que los hace considerar como irrelevantes y por tanto compatibles.

En la siguiente tabla se valoran cuantitativamente los impactos producidos en el medio ambiente durante la fase de explotación de las instalaciones.

FASE DE EXPLOTACION

(Algoritmo matemático para el cálculo de la importancia)

$$I = \pm (3 \times IN + 2 \times EX + MO + PE + RV + SI + EF + PR + MC)$$

FACTORES	NATURALEZA	INTENSIDAD	EXTENSIÓN	MOMENTO	PERSISTENCIA	SINERGIA	ACUMULACIÓN
Aire	Negativo	Media	Puntual	Medio plazo	Fugaz	Sinérgico	Simple
Tierra y suelo	Negativo	Baja	Parcial	Largo plazo	Permanente	Sin sinergismo	Simple
Agua	Negativo	Alta	Parcial	Inmediato	Permanente	Sinérgico	Acumulativo
Flora	Positivo	Baja	Parcial	Largo plazo	Permanente	Sin sinergismo	Simple
Fauna	Negativo	Baja	Puntual	Largo plazo	Fugaz	Sin sinergismo	Simple
Paisaje	Negativo	Alta	Parcial	Largo plazo	Permanente	Sin sinergismo	Acumulativo
Socio-económico	Positivo	Media	Parcial	Medio plazo	Temporal	Sin sinergismo	Acumulativo
Clima	Positivo	Media	Parcial	Medio plazo	Temporal	Sin sinergismo	Simple
Patrim. cultural	Negativo	Baja	Puntual	Largo plazo	Fugaz	Sin sinergismo	Simple
Seres humanos	Negativo	Baja	Puntual	Largo plazo	Fugaz	Sin sinergismo	Simple
Interacción global	Negativo	Baja	Puntual	Largo plazo	Fugaz	Sin sinergismo	Simple

FACTORES	PERIODICIDAD	RECUPERABILIDAD	REVERSIBILIDAD	EFEECTO	IMPORTANCIA	CONCLUSIÓN
Aire	Continuo	Inmediatamente	Corto plazo	Directo	-24 →	IRRELEVANTE NEGATIVO
Tierra y suelo	Irregular	A medio plazo	Medio plazo	Directo	-23 →	IRRELEVANTE NEGATIVO
Agua	Periódico	Mitigable	Medio plazo	Directo	-42 →	MODERADO NEGATIVO
Flora	Continuo	Inmediatamente	Medio plazo	Indirecto	22 →	IRRELEVANTE POSITIVO
Fauna	Irregular	A medio plazo	Corto plazo	Indirecto	-14 →	IRRELEVANTE NEGATIVO
Paisaje	Continuo	A medio plazo	Corto plazo	Directo	-37 →	MODERADO NEGATIVO
Socio-económico	Continuo	Inmediatamente	Corto plazo	Directo	29 →	MODERADO POSITIVO
Clima	Continuo	Mitigable	Medio plazo	Indirecto	27 →	MODERADO POSITIVO
Patrim. cultural	Irregular	Inmediatamente	Corto plazo	Indirecto	-13 →	IRRELEVANTE NEGATIVO
Seres humanos	Irregular	Inmediatamente	Corto plazo	Directo	-16 →	IRRELEVANTE NEGATIVO
Interacc. global	Continuo	Inmediatamente	Corto plazo	Directo	-19 →	IRRELEVANTE NEGATIVO

Una vez realizada la valoración de impactos sobre los factores analizables, tal y como se puede apreciar, se distinguen varios impactos significativos:

- Se aprecia claramente que durante esta fase del proyecto el impacto más adverso es el impacto visual que afecta al factor paisaje. La repercusión de la instalación dentro del entorno geográfico es analizada y considerada como *moderado negativo*. También es significativo la valoración obtenida como *moderado negativo* el factor agua.
- Se prevé que la explotación de la central termosolar ocasionará beneficios cuantiosos para la comarca. Por ello, se considera como factor impactado positivamente de nuevo el socio-económico, igualmente como *moderado positivo*. También tiene esta valoración los factores clima y flora en esta fase del proyecto.

El resto de impactos con valoración <25 han obtenido unos índices que los hace considerar como irrelevantes y por tanto compatibles.

INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS

- Impacto sobre el aire: en la fase de construcción se incide negativamente en este factor debido principalmente a dos cuestiones: la emisión de material particulado y la producción de ruidos. En la fase de explotación la producción de ruidos es consecuencia de la utilización de maquinaria en el proceso productivo. Estas emisiones se producirán en las turbinas, calderas de vapor, generadores...
- Impacto sobre suelo y tierra: en la fase de construcción como en la de explotación de la actividad se incide negativamente en este factor debido principalmente a dos cuestiones: la producción de residuos y contaminación del suelo, y la erosión del terreno. Asimismo, durante la fase de construcción también se producen dos impactos más: el acondicionamiento y ocupación del suelo, y la construcción de nuevos viales, lo cual hace que la intensidad en esta fase sea mayor.
- Impacto sobre el agua: en la fase de construcción se incide negativamente en este factor debido a las necesidades de utilización de agua para el proceso productivo, lo cual implica la construcción de canalizaciones de transporte de agua. Como acciones significativas potencialmente impactantes destacan: la construcción de la red de aguas, interrupción de cursos de agua y posibilidad de vertidos accidentales. En la fase de explotación de la actividad se incide negativamente en este factor debido principalmente al uso y utilización del agua durante el proceso productivo.
- Impacto sobre la flora: en la fase de construcción se incide negativamente en este factor debido principalmente a la necesidad técnica de ubicarse en suelo sin obstáculos. La flora existente afectada por la construcción de las canalizaciones, edificios y campo solar, será mínima, debido a las características prácticamente diáfanos de la zona de actuación. En la fase de explotación de la actividad se incide positivamente en este factor debido a la revegetación natural.
- Impacto sobre la fauna: en la fase de construcción se incide negativamente pero de forma irrelevante en este factor debido a las siguientes acciones:
 - Producción de ruidos y vibraciones como consecuencia de las labores de construcción de la central eléctrica.
 - Molestias a la fauna local por la presencia de seres humanos.Atendiendo a estos hechos se obtiene una matriz que da como conclusión que el factor fauna se verá impactado como *irrelevante negativo*.
- Impacto sobre el paisaje: es el factor más impactado durante la fase de explotación de la actividad, debido a la instalación de la estructura del sistema de captación, ya que

ocuparán una gran extensión los colectores cilindro parabólicos. En la fase de construcción se incide negativamente en este factor debido a las siguientes acciones:

- Acumulación y apilamiento de materiales necesarios para la construcción.
- Presencia de maquinaria para la realización de las obras.

Atendiendo a estos hechos se obtiene una matriz que da como conclusión que el factor paisaje se verá impactado en la fase de construcción como *irrelevante negativo*.

En la fase de explotación se incide negativamente en este factor debido a las siguientes acciones:

- Presencia de captadores solares y edificaciones necesarias para el proceso productivo.
- Extensión de la central termoeléctrica.

Atendiendo a estos hechos se obtiene una matriz que da como conclusión que el factor paisaje se verá impactado en la fase de explotación como *moderado negativo*.

➤ Impacto sobre el medio socio-económico: en la fase de construcción se incide positivamente en este factor debido a las siguientes acciones:

- Captación de mano de obra para la construcción de la central termoeléctrica.
- Realización de trabajos por parte de empresas locales y comarcales.
- La realización de esta obra implica una mayor actividad económica que incide en los sectores secundario y terciario.

Atendiendo a estos hechos se obtiene una matriz que da como conclusión que el factor socio-económico se verá impactado en la fase de construcción como *moderado positivo*.

En la fase de explotación se incide positivamente en este factor debido a las siguientes acciones:

- Captación de mano de obra para las labores de operación, vigilancia y mantenimiento de la central termoeléctrica. Son puestos estables.
- Tributación de impuestos por la generación y venta de energía en Andalucía al tener la sociedad su sede social en la Región.

Atendiendo a estos hechos se obtiene una matriz que da como conclusión que el factor socio-económico se verá impactado en la fase de explotación como *moderado positivo*.

➤ Impacto sobre el clima: en la fase de construcción se incide negativamente en este factor debido principalmente a la emisión de material particulado.

- La emisión de material particulado (polvo principalmente) se realiza como consecuencia del movimiento de tierras para el acondicionamiento del terreno y la construcción de viales, canalizaciones, etc.

Atendiendo a estos hechos se obtiene una matriz que da como conclusión que el factor clima se verá impactado en ambas fases como *irrelevante negativo*.

En la fase de explotación se incide positivamente en este factor debido a las siguientes acciones:

- Generación de energía eléctrica de manera más respetuosa que las técnicas convencionales. Se contribuye, de manera indirecta a cumplir los compromisos medioambientales de España adquiridos a nivel internacional con el Protocolo de Kyoto.

Atendiendo a estos hechos se obtiene una matriz que da como conclusión que el factor clima se verá impactado en la fase de explotación como *moderado positivo*.

- Impacto sobre el patrimonio cultural y bienes materiales: existirá un grupo de especialistas acreditados previamente durante la fase de construcción de la central, para realizar un seguimiento arqueológico.
- Impacto sobre los seres humanos: en la fase de construcción como en la de explotación de la actividad se incide negativamente en este factor debido principalmente a la potencialidad de riesgos existentes:
 - Existencia de riesgos inherentes a la construcción, operatividad y mantenimiento de una planta industrial.
- Interacción global de los impactos: análisis de los posibles impactos ambientales producido durante la construcción y explotación del parque solar sobre los factores analizados, no se aprecian interacciones significativas que produzcan una mayoración de los impactos detectados por sí solos.

MEDIDAS PROTECTORAS. CORRECTORAS Y COMPENSATORIAS. PROGRAMA DE VIGILANCIA AMBIENTAL.

❖ MEDIDAS PROTECTORAS:

- Antes del inicio de los trabajos, se deberán comunicar las medidas correctoras al personal encargado de ejecutar los trabajos de construcción y mantenimiento de la instalación solar termoeléctrica.
- El control de la vegetación se realizará mediante siega o aprovechamiento ganadero. No se podrán utilizar herbicidas.
- En la instalación eléctrica, para minimizar el riesgo de electrocución para las aves se adoptarán, como mínimo, las medidas técnicas establecidas en el Decreto 47/2004, de 20 de abril, por el que se dictan Normas de Carácter Técnico de Adecuación de las

Líneas Eléctricas para la Protección del Medio Ambiente en Andalucía. Se deberán señalar todos los vanos con espirales salvapájaros de un metro de longitud y 30 centímetros de diámetro cada 10 metros al tresbolillo.

- Si durante la ejecución de la obra se hallasen restos u objetos con valor arqueológico, el promotor y/o la dirección facultativa de la misma paralizarán inmediatamente los trabajos, tomarán las medidas adecuadas para la protección de los restos y comunicarán su descubrimiento en el plazo de cuarenta y ocho horas a la Consejería de Cultura y Turismo (art. 54 de la Ley 2/1999, de Patrimonio Histórico y Cultural de Andalucía).
- Todas las actividades aquí contempladas se ajustarán a lo establecido al respecto en el Título III de la Ley 2/1999, de Patrimonio Histórico y Cultural de Andalucía, y en el Decreto 93/1997, Regulador de la Actividad Arqueológica en Andalucía.
- Respecto a la ubicación y construcción, se atenderá a lo establecido en la Normativa Urbanística y Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas.
- Se comunicará a la Dirección General de Evaluación y Calidad Ambiental la finalización de la fase de construcción antes de la entrada en servicio, con el fin de comprobar y verificar el cumplimiento de las medidas correctoras.

❖ MEDIDAS CORRECTORAS:

- **En la fase de construcción:**

Protección de aguas y suelos.

- Cerramiento o vallado perimetral de toda la superficie donde se van a desarrollar las obras.
- Construcción de un área específica de unos 200 m2 para la realización de las labores de mantenimiento de la maquinaria de obra. Se dispondrá de una solera de hormigón impermeable con cubeto o zanja perimetral para recoger los vertidos líquidos.

Protección del aire.

- Limitación de la velocidad de circulación de los vehículos en pistas de acceso y zonas de obra para reducir los niveles sonoros y la emisión de polvo.
- Utilización de maquinaria de construcción que cumpla la directiva CEE, en cuanto a niveles de emisión de ruidos y vibraciones.

Protección del ser humano.

- Se harán cumplir escrupulosamente las medidas vigentes en materia de prevención de riesgo laborales y seguridad y salud en el trabajo, constituyéndose un equipo técnico que velará por dicho cumplimiento, compuesto de un coordinador de seguridad y salud, un representante del promotor y el jefe de obras de la contrata principal de ejecución, reuniéndose un mínimo de dos veces semanales en el lugar de las obras.

Protección de la fauna.

- Se realizarán recorridos sistemáticos, previos a la entrada de la maquinaria, para detectar posibles lugares de interés para la fauna, incluyendo la posibilidad de salvaguardar dichos lugares con los medios que se consideren oportunos.

Protección de la flora.

- Se creará y delimitará una zona de acopio de materiales con la finalidad de minimizar el impacto sobre la flora.

Protección del paisaje.

- En todas las instalaciones se emplearán materiales y colores que permitan su integración en el entorno.

Protección del patrimonio histórico y cultural.

- Se contratará una empresa especializada para que realice un estudio arqueológico previo de la zona de obras, y posteriormente, la supervisión de los trabajos de desbroce, desmontes y movimientos de tierras en el área de actuación y en aquellas zonas en las que puedan aparecer restos de carácter arqueológico que no hayan sido caracterizados en superficie.

Gestión de residuos.

- Una vez terminadas las obras se procederá a la limpieza general de las áreas afectadas, retirando las instalaciones temporales, restos de máquinas y escombros, depositándolos en vertederos controlados e instalaciones adecuadas para su tratamiento.

➤ **Fase de funcionamiento:**

Protección de la atmósfera.

- Se insonorizará la turbina y el generador, además de exigir al suministrador de equipos el cumplimiento del límite normativo. Se considerará el aislamiento que se deriva de los parámetros verticales y techo de los edificios que albergan estos componentes, ya que con los materiales constructivos y aislamientos adecuados se reduce en gran medida el ruido proyectado al exterior.

Protección de suelos y aguas.

- Se llevará a cabo la construcción de un depósito de biorremediación para el tratamiento de las tierras contaminadas con los derrames del fluido térmico.
- Las bombas de HTF, los recipientes de expansión del circuito de HTF y las instalaciones para la precipitación de los productos de descomposición, así como todos los depósitos de almacenamiento de sustancias potencialmente contaminantes, dispondrán de soleras de hormigón impermeables con pozos de recogida que estarán diseñados de forma que puedan retener la cantidad total de la sustancia almacenada.

Vertidos.

- Las aguas con residuos aceitosos/grasos, es decir, aguas contaminadas con aceites de lubricación de cualquier dispositivo de la planta (zona de turbina, subestación transformadora, tanques, etc.) serán enviadas a un separador agua/aceite, del cual se obtendrá, tras la separación, un líquido claro susceptible de ser evacuado.

Protección del ser humano.

- Se harán cumplir escrupulosamente las medidas vigentes en materia de prevención de riesgo laborales y seguridad y salud en el trabajo, constituyéndose un equipo técnico que velará por dicho cumplimiento, compuesto de un coordinador de seguridad y salud, un representante del promotor y el jefe de obras de la contrata principal de ejecución, reuniéndose un mínimo de dos veces semanales en el lugar de las obras.

Ruidos.

- No se permitirá el funcionamiento de ninguna fuente sonora cuyo nivel de recepción externo sobrepase, al límite de propiedad, los 60 dB(A) de día y los 45 dB(A) de noche.

❖ PLAN DE VIGILANCIA AMBIENTAL

Durante la fase de obras se remitirán a la Dirección General de Evaluación y Calidad Ambiental informes trimestrales sobre el progreso de las obras y la aplicación de las medidas protectoras y correctoras.

Una vez en fase de explotación se remitirá a la Dirección General de Evaluación y Calidad Ambiental la siguiente documentación:

- Durante los tres primeros años y con carácter anual, el resultado de los recorridos de campo en el entorno de la línea eléctrica para detectar posibles accidentes por colisión y/o electrocución de aves.
- Informe anual elaborado por el organismo de inspección correspondiente donde se recojan los resultados de las mediciones atmosféricas que se realizarán en la instalación.
- Informe redactado por un técnico cualificado, o equipo multidisciplinar, que incluirá, entre otros aspectos, informes anuales durante todo el periodo de explotación de la instalación, con el fin de evaluar la incidencia de la misma sobre el medio y la efectividad de las medidas correctoras ejecutadas. Los informes se deberán entregar, durante los primeros 15 días de cada año, a la Dirección General de Evaluación y Calidad Ambiental.

Documento de SÍNTESIS

Tras el análisis de los posibles impactos ambientales, durante la explotación de las instalaciones, en el ecosistema en que se ubicará la instalación, no se han apreciado actuaciones que puedan desaconsejar su emplazamiento, habiéndose estudiado las posibles afecciones al medio geofísico y socio-económico.

En cuanto a otras posibles afecciones, tanto visuales, como humos y ruidos no se aprecian problemas que puedan afectar al medio o a las personas que en él habitan.

Tras analizar todos los factores considerados, se resuelve que construcción y funcionamiento de la planta solar termoeléctrica objeto del presente Estudio Detallado de Impacto Ambiental, es *viable ambientalmente*.

La ejecución de esta planta termosolar evitará la producción de 113.370 toneladas de CO₂ al año a la atmósfera.

CAPÍTULO VIII: ANÁLISIS ECONÓMICO

VIII. 1. ANÁLISIS ECONÓMICO

La ejecución de proyectos de esta envergadura requiere un análisis exhaustivo de las vías para minimizar los costes, mediante una adecuada gestión de los procesos.

Los aspectos principales a tener en cuenta son los siguientes:

- Racionar el consumo eléctrico en condiciones off-line y on-line.
- Reducir los tiempos de arranque. Automatización.
- Predicción meteorológica.
- Entrenamiento del personal de operación.
- Diferenciación de la estrategia de operación.
- Empleo de herramientas de simulación.
- Mantenimiento predictivo en componentes críticos.

En cuanto al bloque de potencia, es necesario establecer un calendario de inspecciones, dotar de instalaciones auxiliares para reducir los tiempos de parada y un mantenimiento basado en la condición de cada componente.

El campo solar debe haber sido elegido de manera que el mantenimiento sea sencillo y viable de realizar, así como se debe controlar la polución para que los componentes estén los más limpios posible.

A la hora de abordar los costes anuales de una planta termosolar se deben tener en cuenta los costes fijos y los costes variables:

Costes fijos:

- Costes de personal directo.
- Costes de contratos de mantenimiento recurrentes
 - Alta tensión.
 - Trabajos de apoyo.
 - Formación.
- Trabajos de mantenimiento anual.
 - Inspección de equipos.
 - Tasa de reposición.
 - Consumibles.

Costes variables:

- Autoconsumo eléctrico.
 - Consumo de gas natural.
 - Consumo de agua.
 - Química del proceso.
 - Gestión de residuos.
 - Consultoría e inspecciones legales.
 - Herramientas y equipos auxiliares.
 - Mantenimiento de infraestructuras.
-
- En cuanto al coste de la planta que se pretende dimensionar:

132 lazos	104.280.000€
Power block (141urbine + TGV + WSC + BOP)	60.000.000€
Sistema HTF	40.000.000€
Almacenamiento térmico	60.000.000€
Otros	40.000.000€
<u>total</u>	<u>304.280.000€</u>

Tabla 18: Desglose del coste de la planta.

- Los costes del campo solar se pueden desglosar de la siguiente manera:

Estructura	3.200€
Espejos: 28 x 90€	2.500€
Tubos absorbedores: 870€ x 3	2.600€
Montaje en nave	200€ (7horas/hombre)
Cimentación y colocación de base:	200€
Montaje y ajuste en campo	300€
Soldaduras de tuberías	300€
Sistema de orientación	350€
Instrumentación y cuadros eléctricos:	900€
Otros	300€
<u>Total</u>	<u>10.650€</u>

Tabla 19: Desglose del coste del campo solar por módulo.

El total de 10.650€ no incluye el beneficio asociado al módulo, los gastos generales del contratista, ni los costes EPC, ni los intermediarios. Por lo que una estimación realista del coste del módulo es 16.500€ por módulo.

Por lo tanto: Coste de un lazo = 48 x 16.500 = 790.000€

- La inversión del **Power Block**, es la siguiente.

Obra civil	6.500.000€
Equipos mecánicos	36.500.000€
Equipos eléctricos	3.700.000€
Montaje mecánico	5.000.000€
Montaje eléctrico	1.800.000€
Equipos de instrumentación y control	1.200.000€
Montaje de instrumentación y control	300.000€
Tubería, valvulería y aislamiento y soportes	6.000.000€
Total Power Block	60.000.000€

Tabla 20: Desglose inversión del Power Block

- La inversión del **almacenamiento de sales** es la siguiente:

Depósitos	20.000.000€
Intercambiadores de calor sales/HTF	8.000.000€
Calentadores de sales	2.000.000€
Sales	26.000.000€
Obra Civil	4.000.000€
Total almacenamiento sales	60.000.000€

Tabla 21: Desglose inversión del almacenamiento de sales.

A continuación se muestra un detallado análisis económico de la planta termosolar, en la que se tienen en cuenta los indicadores económicos como el V.A.N y la T.I.R, los cuales proporcionan información de cómo de rentable será la planta y a partir de qué año se empiezan a obtener beneficios. La ejecución de estas plantas, no lo podemos olvidar, lo llevan a cabo empresas privadas cuyo objetivo es sacar la mayor rentabilidad posible a una inversión de gran magnitud.

	Año	Proyecto:								
		-2	-1	1	2	3	4	5	6	
prestamo	273.600.000,00 €									
Gastos	Mat Prima	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Personal	12.000.000,00 €	15.000.000,00 €	1.900.000,00 €	1.957.000,00 €	2.015.710,00 €	2.076.181,30 €	2.138.466,74 €	2.202.620,74 €	
	Equipos	100.000.000,00 €	160.000.000,00 €							
	Mantenimiento			4.000.000,00 €	4.120.000,00 €	4.243.600,00 €	4.370.908,00 €	4.502.035,24 €	4.637.096,30 €	
	Terrenos	2.190.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Permisos, licencias y avales	14.810.000,00 €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Intereses Préstamo			21.888.000,00 €	20.793.600,00 €	19.699.200,00 €	18.604.800,00 €	17.510.400,00 €	16.416.000,00 €	
	Amortización			15.200.000,00 €	15.200.000,00 €	15.200.000,00 €	15.200.000,00 €	15.200.000,00 €	15.200.000,00 €	
	Cánones			1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	
	Seguros			4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	
	TOTAL	129.000.000,00 €	175.000.000,00 €	47.988.000,00 €	47.070.600,00 €	46.158.510,00 €	45.251.889,30 €	44.350.901,98 €	43.455.717,04 €	
Ingresos	Venta kW/h			19.413.000,00 €	38.826.000,00 €	39.602.520,00 €	40.394.570,40 €	41.202.461,81 €	42.026.511,04 €	
B.A.I. (I-G)				- 28.575.000,00 €	- 8.244.600,00 €	- 6.555.990,00 €	- 4.857.318,90 €	- 3.148.440,17 €	- 1.429.205,99 €	
Impuestos										
B.D.I.										
	Beneficio acumulado			- 28.890.000,00 €	- 37.134.600,00 €	- 43.690.590,00 €	- 48.547.908,90 €	- 51.696.349,07 €	- 53.125.555,07 €	
	Tesorería			- 13.375.000,00 €	6.955.400,00 €	8.644.010,00 €	10.342.681,10 €	12.051.559,83 €	13.770.794,01 €	
VAN	155.881.585,60 €									
TIR	14,03%									

Tabla 22: Costes1

Año		7	8	9	10	11	12	13	14
prestamo	273.600.000,00 €								
Gastos	Mat Prima	- €	- €	- €	- €				
	Personal	2.268.699,36 €	2.336.760,34 €	2.406.863,15 €	2.479.069,05 €	2.553.441,12 €	2.630.044,35 €	2.708.945,69 €	2.790.214,06 €
	Equipos								
	Mantenimiento	4.776.209,19 €	4.919.495,46 €	5.067.080,33 €	5.219.092,74 €	5.375.665,52 €	5.536.935,48 €	5.703.043,55 €	5.874.134,85 €
	Terrenos	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Permisos, licencias y avales	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Intereses Préstamo	15.321.600,00 €	14.227.200,00 €	13.132.800,00 €	12.038.400,00 €	10.944.000,00 €	9.849.600,00 €	8.755.200,00 €	7.660.800,00 €
	Amortización	15.200.000,00 €	15.200.000,00 €	15.200.000,00 €	15.200.000,00 €	15.200.000,00 €	15.200.000,00 €	15.200.000,00 €	15.200.000,00 €
	Cánones	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
	Seguros	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €
	TOTAL	42.566.508,55 €	41.683.455,81 €	40.806.743,48 €	39.936.561,78 €	39.073.106,64 €	38.216.579,84 €	37.367.189,23 €	36.525.148,91 €
Ingresos	Venta kW/h	42.867.041,27 €	43.724.382,09 €	44.598.869,73 €	45.490.847,13 €	46.400.664,07 €	47.328.677,35 €	48.275.250,90 €	49.240.755,92 €
B.A.I. (I-G)		300.532,72 €	2.040.926,28 €	3.792.126,25 €	5.554.285,34 €	7.327.557,43 €	9.112.097,51 €	10.908.061,67 €	12.715.607,01 €
Impuestos									
B.D.I									
	Beneficio acumulado	- 52.825.022,35 €	- 50.784.096,07 €	- 46.991.969,81 €	- 41.437.684,47 €	- 34.110.127,04 €	- 24.998.029,53 €	- 14.089.967,86 €	- 1.374.360,85 €
	Tesorería	15.500.532,72 €	17.240.926,28 €	18.992.126,25 €	20.754.285,34 €	22.527.557,43 €	24.312.097,51 €	26.108.061,67 €	27.915.607,01 €
VAN	155.881.585,60 €								
TIR	14,03%								

Tabla 23: Costes 2

Año		15	16	17	18	19	20	21	22
prestamo	273.600.000,00 €								
Gastos	Mat Prima								
	Personal	2.873.920,48 €	2.960.138,09 €	3.048.942,23 €	3.140.410,50 €	3.234.622,82 €	3.331.661,50 €	3.431.611,35 €	3.534.559,69 €
	Equipos								
	Mantenimiento	6.050.358,90 €	6.231.869,67 €	6.418.825,76 €	6.611.390,53 €	6.809.732,24 €	7.014.024,21 €	7.224.444,94 €	7.441.178,29 €
	Terrenos	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Permisos, licencias y avales	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Intereses Préstamo	6.566.400,00 €	5.472.000,00 €	4.377.600,00 €	3.283.200,00 €	2.188.800,00 €	1.094.400,00 €		
	Amortización	15.200.000,00 €	15.200.000,00 €	15.200.000,00 €	15.200.000,00 €	15.200.000,00 €	15.200.000,00 €		
	Cánones	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
	Seguros	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €
	TOTAL	35.690.679,38 €	34.864.007,76 €	34.045.367,99 €	33.235.001,03 €	32.433.155,06 €	31.640.085,71 €	15.656.056,28 €	15.975.737,97 €
Ingresos	Venta kW/h	50.225.571,03 €	51.230.082,45 €	52.254.684,10 €	53.299.777,79 €	54.365.773,34 €	55.453.088,81 €	56.562.150,58 €	57.693.393,60 €
B.A.I. (I-G)		14.534.891,66 €	16.366.074,70 €	18.209.316,11 €	20.064.776,76 €	21.932.618,28 €	23.813.003,10 €	40.906.094,30 €	41.717.655,62 €
Impuestos		4.360.467,50 €	4.909.822,41 €	5.462.794,83 €	6.019.433,03 €	6.579.785,48 €	7.143.900,93 €	12.271.828,29 €	12.515.296,69 €
B.D.I		10.174.424,16 €	11.456.252,29 €	12.746.521,28 €	14.045.343,73 €	15.352.832,80 €	16.669.102,17 €	28.634.266,01 €	29.202.358,94 €
	Beneficio acumulado	13.160.530,80 €	29.526.605,50 €	47.735.921,61 €	67.800.698,37 €	89.733.316,65 €	113.546.319,74 €	154.452.414,04 €	196.170.069,67 €
	Tesorería	19.560.467,50 €	20.109.822,41 €	20.662.794,83 €	21.219.433,03 €	21.779.785,48 €	22.343.900,93 €	12.271.828,29 €	12.515.296,69 €
VAN	155.881.585,60 €								
TIR	14,03%								

Tabla 24: Costes3.

Año		23	24	25	26	27	28	29	30
prestamo	273.600.000,00 €								
Gastos	Mat Prima								
	Personal	3.640.596,48 €	3.749.814,37 €	3.862.308,80 €	3.978.178,07 €	4.097.523,41 €	4.220.449,11 €	4.347.062,58 €	4.477.474,46 €
	Equipos								
	Mantenimiento	7.664.413,64 €	7.894.346,04 €	8.131.176,43 €	8.375.111,72 €	8.626.365,07 €	8.885.156,02 €	9.151.710,70 €	9.426.262,02 €
	Terrenos	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Permisos, licencias y avales	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Intereses Préstamo								
	Amortización								
	Cánones	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
	Seguros	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €
	TOTAL	16.305.010,11 €	16.644.160,42 €	16.993.485,23 €	17.353.289,78 €	17.723.888,48 €	18.105.605,13 €	18.498.773,29 €	18.903.736,49 €
Ingresos	Venta kW/h	58.847.261,47 €	60.024.206,70 €	61.224.690,83 €	62.449.752,67 €	63.709.752,67 €	65.009.534,67 €	66.349.705,37 €	67.729.259,47 €
B.A.I. (I-G)		42.542.251,36 €	43.380.046,28 €	44.231.205,60 €	45.096.462,88 €	45.983.235,24 €	46.893.529,54 €	47.818.932,08 €	48.764.522,99 €
Impuestos		12.762.675,41 €	13.014.013,88 €	13.269.361,68 €	13.536.938,86 €	13.815.637,77 €	14.105.878,86 €	14.407.679,62 €	14.724.056,90 €
B.D.I		29.779.575,95 €	30.366.032,40 €	30.961.843,92 €	31.575.524,02 €	32.198.821,47 €	32.839.050,68 €	33.496.252,46 €	34.168.466,09 €
	Beneficio acumulado	238.712.321,02 €	282.092.367,30 €	326.323.572,91 €	371.590.035,79 €	418.815.495,03 €	468.038.424,57 €	519.173.356,65 €	571.630.879,64 €
	Tesorería	12.762.675,41 €	13.014.013,88 €	13.269.361,68 €	13.536.938,86 €	13.815.637,77 €	14.105.878,86 €	14.407.679,62 €	14.724.056,90 €
VAN	155.881.585,60 €								
TIR	14,03%								

Tabla 25: Costes4.

	Año	31	32	33	34	35	36	37
prestamo		273.600.000,00 €						
Gastos	Mat Prima							
	Personal	4.611.798,70 €	4.750.152,66 €	4.892.657,24 €	5.039.436,95 €	5.190.620,06 €	5.346.338,66 €	5.506.728,82 €
	Equipos							
	Mantenimiento	9.709.049,88 €	10.000.321,38 €	10.300.331,02 €	10.609.340,95 €	10.927.621,18 €	11.255.449,82 €	11.593.113,31 €
	Terrenos	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Permisos, licencias y avales	- €	- €	- €	- €	- €	- €	- €
	Intereses Préstamo							
	Amortización							
	Cánones	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
	Seguros	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €
	TOTAL	19.320.848,58 €	19.750.474,04 €	20.192.988,26 €	20.648.777,91 €	21.118.241,24 €	21.601.788,48 €	22.099.842,14 €
Ingresos	Venta kW/h	54.077.604,66 €	55.159.156,76 €	56.262.339,89 €	57.387.586,69 €	58.535.338,42 €	59.706.045,19 €	60.900.166,10 €
	B.A.I. (I-G)	34.756.756,08 €	35.408.682,72 €	36.069.351,63 €	36.738.808,78 €	37.417.097,18 €	38.104.256,71 €	38.800.323,96 €
	Impuestos	10.427.026,82 €	10.622.604,82 €	10.820.805,49 €	11.021.642,63 €	11.225.129,15 €	11.431.277,01 €	11.640.097,19 €
	B.D.I	24.329.729,26 €	24.786.077,90 €	25.248.546,14 €	25.717.166,15 €	26.191.968,03 €	26.672.979,70 €	27.160.226,77 €
	Beneficio acumulado	525.387.635,72 €	560.796.318,44 €	596.865.670,07 €	633.604.478,85 €	671.021.576,03 €	709.125.832,74 €	747.926.156,70 €
	Tesorería	10.427.026,82 €	10.622.604,82 €	10.820.805,49 €	11.021.642,63 €	11.225.129,15 €	11.431.277,01 €	11.640.097,19 €
	VAN	155.881.585,60 €						
	TIR	14,03%						

Tabla 26: Costes 5.

	Año	38	39	40
prestamo		273.600.000,00 €		
Gastos	Mat Prima			
	Personal	5.671.930,69 €	5.842.088,61 €	6.017.351,27 €
	Equipos			
	Mantenimiento	11.940.906,71 €	12.299.133,91 €	12.668.107,93 €
	Terrenos	- €	- €	- €
	Permisos, licencias y avales	- €	- €	- €
	Intereses Préstamo			
	Amortización			
	Cánones	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €	1.000.000,00 €
	Seguros	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €	4.000.000,00 €
	TOTAL	22.612.837,40 €	23.141.222,52 €	23.685.459,20 €
Ingresos	Venta kW/h	62.118.169,42 €	63.360.532,81 €	64.627.743,46 €
	B.A.I. (I-G)	39.505.332,02 €	40.219.310,28 €	40.942.284,26 €
	Impuestos	11.851.599,61 €	12.065.793,09 €	12.282.685,28 €
	B.D.I	27.653.732,41 €	28.153.517,20 €	28.659.598,99 €
	Beneficio acumulado	787.431.488,72 €	827.650.799,01 €	868.593.083,27 €
	Tesorería	11.851.599,61 €	12.065.793,09 €	12.282.685,28 €
	VAN	155.881.585,60 €		
	TIR	14,03%		

Tabla 27: Costes 6.

V.A.N (Valor Actual Neto) = 155.881.585,6€

T.I.R (Tasa Interna de Retorno) = 14,03%

Los aspectos considerados en la tabla son los siguientes:

- Inversión = 304.000.000€
- Fondos propios = 30.400.000€
- Préstamo = 273.600.000€
- Tipo de interés = 8%
- Tasa de descuento = 6%
- Inflación = 3%

Ingresos: la tarifa para los KWh producidos por la planta será de 28,76c€, actualizable con el IPC, y un 20% inferior a partir del año 26.

Materia prima: El coste de la materia prima es nulo, dado que ésta es la radiación procedente del Sol.

Personal: El primer año son necesarios 400 trabajadores con un sueldo medio de 30.000€ anuales, el segundo año son necesarios 500 trabajadores con un sueldo medio de 30.000 € anuales. A partir de la puesta en marcha de la planta, son necesarios 50 trabajadores con un sueldo medio de 38.000 € con un aumento del 3% anual.

Equipos: lazos, intercambiadores de calor, sistema de conversión a la red, almacenamiento, fluido de trabajo.

Mantenimiento: Este concepto incluye la reposición de elementos dañados, el suministro de agua para la refrigeración y para la limpieza de colectores, gastos de vehículos de empresa, teléfono, gasolina...

Terrenos: Compra al Ayto. de Sevilla de 200 ha.

Permisos, licencia y avales: estos últimos referentes a acceso a Red y preasignación.

Préstamo: Es realizado por un conjunto de entidades financieras que establecen un tipo de interés del 8 % dado el riesgo que supone una inversión de este calibre.

Fondos propios: el promotor, aporta el 10 % del dinero necesario para la puesta en marcha de la planta de colectores cilindro parabólicos.

Amortización: se amortizan los equipos de forma lineal en los primeros 20 años.

Seguros: supone un 1,32 % de la inversión inicial.

Cánones: pago del canon urbanístico y el Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO). Estas inyecciones de dinero comienzan a percibir las los ayuntamientos locales incluso antes de que las centrales empiecen a construirse. Otro canon es el importe correspondiente

al pago del impuesto de bienes inmuebles de características especiales (BICE). Estas y otras tasas municipales como el Impuesto de Actividades Económicas seguirán generando importantes cantidades de dinero por lo menos, en los próximos 25 años a localidades que alberguen una planta termosolar.

CAPÍTULO IX: CONCLUSIONES

IX-1. CONCLUSIONES.

La decisión de acometer un proyecto de estas características a día de hoy tiene componentes e implicaciones tanto económicas como sociales. La producción de energía limpia, aprovechando los recursos de la naturaleza, puede hacer que España disminuya su vulnerabilidad energética actual gracias a la privilegiada posición geográfica y correspondiente disponibilidad de recursos renovables en el país, muy especialmente la energía solar.

Los proyectos de energía termosolar, como se ha mencionado en el primer capítulo de este proyecto, son una realidad y tienen un futuro muy prometedor. Las instituciones financieras cada vez adquieren más confianza en este tipo de proyectos y los financian, comprobando que, a medida que pasa el tiempo, el riesgo de la inversión se ve disminuido por los buenos resultados que están cosechando estas plantas.

La inversión realizada en España por las empresas para la puesta en funcionamiento de centrales termosolares asciende ya a cerca de 2.500 millones de euros. A finales de este año está previsto que estén conectados a la red más de 800 MW y la inversión acumulada rondará los 15.000 millones de euros en 2013, cuando se hayan conectado a la red los cerca de 2.500 MW a los que se aplicará el sistema retributivo actual.

La característica más destacada de las centrales termosolares es su gestionabilidad, lo que le permite, gracias a su almacenamiento y capacidad de hibridación, que la producción se pueda adaptar a la demanda de la red. Este hecho le confiere una ventaja competitiva con otras tecnologías renovables y no renovables.

En este proyecto, se detallan la metodología para el diseño de este tipo de plantas y se calculan los principales parámetros para el diseño de la misma. El diseño tiene dos partes fundamentales. Por una parte la captación de la energía solar mediante un diseño optimizado del campo solar y por otra parte el diseño de ciclo de conversión de potencia con todos sus componentes auxiliares.

La planta escogida tiene una potencia instalada de 50 MWe netos, que es el límite superior de potencia para tener derecho al sistema retributivo actual del Régimen Especial. Respecto a la capacidad de almacenamiento se han elegido cuatro horas a potencia nominal que es más adecuado para las necesidades del sistema eléctrico español que los dos extremos (0 ó 7 horas) que están siendo actualmente implementados. Los cálculos efectuados en este proyecto determinan que serían necesarios 132 lazos de colectores con una superficie de captación de la energía solar de 434.253 m².

Estas plantas deben producir, adicionalmente a la electricidad vertida a la red, otra cantidad suficiente para abastecer sus propios consumos. El principal consumo parásito es el bombeo del fluido de trabajo a través de los colectores solares. Para esta operación son necesarios 5MW de potencia.

El sistema de almacenamiento permite a la planta producir electricidad en ausencia de radiación solar. Este sistema confiere a la planta una gran capacidad de adaptarse ante los transitorios derivados de la aparición de nubes o ante la demanda de electricidad tras la puesta del sol. Por ello hay que prestar una atención especial a los distintos modos de operación para optimizar adecuadamente la operación de la planta.

La ejecución del proyecto requeriría una inversión de 304 millones de euros y proporciona una TIR del 14%.

El impacto medioambiental es muy positivo. Por una parte estas centrales amortizan en menos de 1 año la energía necesaria en la construcción e instalación de todos sus componentes. Por otra parte durante sus cuarenta años de vida evitará la producción de 113.370 toneladas de CO₂ anuales.

España es líder a nivel mundial en este tipo de tecnologías por lo que la ejecución de este tipo de proyectos consolida su posición de liderazgo.

BIBLIOGRAFÍA

- Apuntes de la asignatura Ingeniería Térmica II.
- Apuntes de la asignatura Ingeniería Fluidomecánica.
- “La electricidad solar térmica, tan lejos, tan cerca” – Valeriano Ruiz Hernández.
- “La electricidad termosolar. Historia de éxito en la investigación”- Valeriano Ruiz Hernández.
- “Energías Renovables para la generación de electricidad en España”- Fundación para estudios de la energía.
- “Construcción y puesta en marcha de centrales termosolares” – Santiago García Garrido.
- “Sistema de Vapor”- Santiago García Garrido.
- “Solar Thermal Power Plants”- Santiago García Garrido.
- “Cours General Centrals termoelectriques ISCC”- Santiago García Garrido.
- Protocolo de Kyoto.

Referencias páginas web:

- Empresa SBP: <http://www.sbp.de/en/fla/mittig.html>
- Therminol: <http://www.therminol.com/pages/products/vp-1.asp>
- GE Energy: http://www.gepower.com/.../ge.../nuovo_pignone.htm
- Plataforma solar de Almería: <http://www.psa.es>
- Siemens: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/steam-turbines/>
- NREL: <https://www.nrel.gov/analysis/sam/>
- Protermosolar: <http://www.protermosolar.com/>
- Red Eléctrica Española: <http://www.ree.es/>
- Centro de investigaciones CIEMAT: <http://www.ciemat.es>
- Ministerio de Medio Ambiente: <http://www.mma.es>