

**DISEÑO Y ESTUDIO DE UNA PLANTA SOLAR  
TERMOELÉCTRICA CON TECNOLOGÍA DE  
TORRE CENTRAL**

**MERME 2008-2009**

**CÁSTOR ALBERTO SOLÍS ÁVILA**

**FANNY CÓMEZ CASTILLO**

**ÁNGELA DOMEQ SANJUÁN**

**ENRIQUE SALES RODRÍGUEZ**

## ÍNDICE

1.	Introducción y Objetivos.....	9
2.	Emplazamiento.....	10
2.1	Situación de la Planta .....	10
3.	Tecnologías Solares Termoelectricas.....	11
3.1	Sistemas de Concentración Solar .....	11
3.2	Plantas de Colectores Cilindro Parabólicos.....	12
3.3	Plantas de Receptor Central .....	13
3.4	Plantas de Discos Parabólicos .....	15
4.	Sistemas con Tecnología de Torre .....	17
4.1	Campo de Helióstatos.....	17
4.2	Receptor .....	18
4.3	Fluido de trabajo.....	19
4.3.1	Sistema de Vapor Sobrecalentado.....	19
4.3.2	Vapor Saturado.....	21
4.3.3	Sistema de Sales Fundidas .....	22
4.3.4	Sistema de Aire .....	23
4.3.5	Sistema de Sodio Líquido .....	24
4.4	Sistema de Almacenamiento .....	26
4.5	Bloque de Potencia.....	27
5.	Análisis medioambiental .....	28
5.1	Informe Ambiental .....	28
5.1.1	Marco Legal .....	28
5.1.1.1	Legislación Europea.....	28
5.1.1.2	Legislación Nacional.....	28
5.1.1.3	Legislación Autonómica.....	29

5.1.2	Descripción de la Actividad .....	29
5.1.3	Descripción del Medio Físico y Natural.....	30
5.1.3.1	Red de Espacios Naturales Protegidos de Andalucía .....	30
5.1.3.2	Red Natura 2000.....	31
5.1.3.3	Conclusión característica de la zona .....	32
5.1.4	Identificación y Valoración de Impactos.....	32
5.1.4.1	Valoración en fase de Construcción.....	33
5.1.4.2	Valoración en fase de explotación.....	34
5.1.4.3	Cese de explotación y desmantelamiento.....	34
5.1.5	Medidas Preventivas y Correctoras .....	35
5.1.6	Conclusión Informe Ambiental .....	35
6.	Análisis de Radiación.....	36
6.1	Irradiancia de Diseño .....	36
6.1.1	Base de Datos de estaciones Agroclimáticas de la Junta de Andalucía .....	36
6.1.2	Base de Datos de Meteonorm.....	38
6.2	Modelo de Radiación utilizado por WinDelsol.....	40
7.	Procedimiento de Optimización Fase 1 .....	44
8.	Diseño de la Planta.....	45
8.1	Punto de Diseño .....	45
8.2	Múltiplo Solar .....	45
8.3	Factor de Capacidad .....	46
8.4	Fluido de Trabajo .....	46
8.5	Distribución del Campo de Helióstatos.....	46
8.6	Sistema de Captación de Energía .....	47
8.6.1	Helióstatos .....	47
8.6.2	Torre y Receptor.....	49

8.7	Sistema de Utilización de Energía.....	51
8.7.1	Sistema de Almacenamiento .....	51
8.7.2	Bloque de Potencia.....	53
8.8	Características de Diseño Básico .....	54
8.9	Resultados .....	55
9.	Procedimiento de Optimización Fase 2.....	60
10.	Análisis de Producción.....	61
10.1	Datos de Entrada .....	61
10.1.1	Campo de Helióstatos.....	61
10.1.2	Receptor/Torre .....	62
10.1.3	Bloque de Potencia.....	63
10.1.4	Sistema de Almacenamiento Térmico.....	64
10.1.4.1	Estrategia de Despacho .....	65
10.1.5	Consumos de Energía de las Cargas Parásitas .....	66
10.1.6	Análisis de los Costes de la Planta .....	67
10.1.7	Operación y Mantenimiento.....	69
10.1.8	Datos Financieros.....	70
10.1.9	Sistema de Incentivos Económicos .....	71
10.2	Datos de Salida.....	72
10.2.1	Productividad de la Planta.....	72
10.2.1.1	Factor de Capacidad .....	74
10.2.1.2	Producción de la Planta a lo largo de su Vida Útil.....	75
10.2.2	Análisis Económico.....	76
10.2.2.1	Cálculo del LEC .....	76
10.2.2.2	Estudio de los Flujos de Caja .....	77
11.	Conclusiones .....	79

12.	Anexos.....	80
12.1	Input WinDelsol .....	80
12.2	Matriz de Identificación de Impactos .....	82

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Sistemas de concentración solar	11
Figura 2: Imagen de las plantas comerciales PS10 y PS20 de Abengoa Solar	15
Figura 3: Esquema de Principio planta con Vapor Sobrecalentado	20
Figura 4: Esquema de principio planta con Vapor Saturado	21
Figura 5: Esquema de principio planta termosolar con Sales Fundidas	22
Figura 6: Esquema de principio planta termosolar con Aire	23
Figura 7: Esquema de principio planta termosolar con Sodio Líquido	25
Figura 8: Mapa de los espacios protegidos de Andalucía	31
Figura 9: Mapa de las zonas LIC de Andalucía	32
Figura 10: Localización de estaciones agroclimáticas y planta termosolar	37
Figura 11: Curva de Frecuencia de irradiancia media	37
Figura 12: Curva de frecuencia de irradiancia mediana	38
Figura 13: Curva de Frecuencia Irradiancia Medio (Meteonorm)	39
Figura 14: Curvas de frecuencia de Irradiancia de todas las Bases de Datos	40
Figura 15: Diferencias entre Modelos de cielo claro	42
Figura 16: Comparación entre modelos de cielo claro y datos de Meteonorm para los distintos días tipo	43
Figura 17: Potencia del receptor en función de la potencia de diseño y el múltiplo solar	45
Figura 18: Distribución del campo de helióstatos	46
Figura 19: División del campo en zonas acimutales y zonas radiales	47
Figura 20: Potencia del receptor en función de la reflectividad de los helióstatos	48
Figura 21: Esquema del helióstato	48
Figura 22: Canteo de los helióstatos	49
Figura 23: Estrategia de apunte	49
Figura 24: Potencia del receptor para diferentes alturas de torre	50

Figura 25: Altura óptica de la torre	50
Figura 26: Receptor externo cilíndrico	51
Figura 27: Relación del múltiplo solar y el factor de capacidad	52
Figura 28: Horas y capacidad de almacenamiento en función del factor de capacidad	53
Figura 29: Bloque de Potencia	54
Figura 30: Mapa de flujo del receptor	56
Figura 31: Pérdidas ópticas por coseno	57
Figura 32: Pérdidas ópticas por Sombras y Bloqueos	57
Figura 33: Pérdidas ópticas por Atenuación Atmosférica	58
Figura 34: Pérdidas ópticas por Desbordamiento	58
Figura 35: Pérdidas ópticas totales	59
Figura 36: Distintos diagramas de flujo de sales a través del receptor	62
Figura 37: Variación del coste de la torre en función de su altura	63
Figura 38: Estrategia de Despacho de la planta	66
Figura 39: Estructura de costes de la planta	68
Figura 40: Costes directos e indirectos de la planta	69
Figura 41: Productividad mensual de la planta sin apoyo fósil y con apoyo	73
Figura 42: de Energía Anual. De izquierda a derecha, planta sin hibridación y con hibridación	74
Figura 43: Producción planta sin apoyo fósil en la vida útil de la planta	75
Figura 44: Producción planta con apoyo fósil en la vida útil de la planta	76
Figura 45: Flujos de caja para la planta sin apoyo fósil	78
Figura 46: Flujos de caja para la planta con apoyo fósil	78

## LISTA TABLAS

Tabla 1: Ventajas y desventajas de tecnologías solares .....	12
Tabla 2: Histórico de plantas Termosolares con CCP.....	13
Tabla 3: Histórico de plantas termosolares de torre central .....	14
Tabla 4: Irradiancias de Diseño según estaciones agroclimáticas.....	38
Tabla 5: Características de diseño básico de la planta .....	55
Tabla 6: Análisis energético en el punto de Diseño .....	55
Tabla 7: Análisis energético anual .....	56
Tabla 8: Características de los helióstatos inputables al SAM.....	61
Tabla 9: Características del Receptor/Torre .....	63
Tabla 10: Características del bloque de Potencia.....	64
Tabla 11: Características del Sistema de Almacenamiento.....	65
Tabla 12: Consumos de Cargas Parásitas.....	66
Tabla 13: Estructura de Costes de la Instalación.....	68
Tabla 14: Precios de la tarifa de suministro de gas natural .....	69
Tabla 15: Costes de Operación y Mantenimiento con Hibridación .....	70
Tabla 16: Costes de Operación y Mantenimiento sin Hibridación.....	70
Tabla 17: Datos Financieros de la Planta .....	71
Tabla 18: Tarifa de referencia según el RD. 661/2007 para la generación eléctrica mediante energía solar térmica de alta temperatura.....	72
Tabla 19: Características de los incentivos económicos .....	72
Tabla 20: Planta sin Hibridación. Flujo de energía en valores mensuales .....	72
Tabla 21: Planta con Hibridación. Flujo de energía en valores mensuales .....	73
Tabla 22: Flujo de energía en valores anuales .....	73
Tabla 23: Valores del Factor de Capacidad.....	74
Tabla 24: Producción en la vida útil de la planta .....	75



Tabla 25: Coste Levelizado de la Energía y datos económicos principales..... 77

Tabla 26: Flujos de caja a lo largo de la vida útil..... 77

## 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

En el presente proyecto se describe el diseño, la optimización y el análisis de producción de una planta termoeléctrica de torre central con tecnología de sales fundidas.

Las centrales termoeléctricas de receptor central y sales fundidas son ya una solución presente y con futuro, gracias a su gestionabilidad eléctrica, que permite el almacenamiento y la regulación de la producción de energía.

El sistema de sales fundidas representa hoy en día la tecnología más efectiva en coste para la generación de electricidad mediante plantas termoeléctricas. Utilizando la tecnología de Receptor Central se puede trabajar a más altas temperaturas gracias a su mayor concentración y de la misma forma reducir el tamaño y coste del sistema de almacenamiento

El objetivo es diseñar y optimizar la producción anual de energía eléctrica de una planta termoeléctrica de receptor central de sales fundidas. Se realizará el siguiente procedimiento:

- Selección de un emplazamiento adecuado para ubicación de la central.
- Análisis de los datos de radiación solar del emplazamiento.
- Cálculo y optimización de la producción utilizando el siguiente software:
  - WinDelsol: diseño de los componentes de la central.
  - SAM: estimación de la producción anual de energía eléctrica.
- Análisis económico de la producción de la central termoeléctrica.

## 2. EMPLAZAMIENTO

### 2.1 SITUACIÓN DE LA PLANTA

Para la localización del emplazamiento buscamos una zona que contara con los siguientes requisitos:

Buenos niveles de radiación, buscamos zonas que tengan niveles de radiación anuales en torno a los 2000 kWh/m<sup>2</sup>. Estos valores son fácilmente alcanzables en amplias zonas de Extremadura, Andalucía y Castilla La Mancha. Por nuestra parte hemos decidido acometer el proyecto en la localidad sevillana de Villanueva de Río y Minas, dado que contamos con bastante información sobre unos terrenos pertenecientes a este término municipal. Exactamente la planta estará ubicada en una finca conocida como “Cortijo del Llano”, que cuenta con una superficie aproximada de 160 ha. y que actualmente está dedicada a cultivos de regadío. Su ubicación exacta es: 37° 35' N y 5° 44' O.

Cercanía de la red eléctrica: se ha planteado en el proyecto una distancia máxima al punto de conexión de 10 km, para no sobrepasarnos con los costes de generación. En nuestro caso hemos decidido “engancharnos” a la subestación que hay en la localidad de Alcolea del Río (Sevilla), hasta donde llega una línea de distribución de 70 kV propiedad de Endesa, y que está situada a una distancia de 7 km. de la zona en la que se ubicará la planta. Con respecto a este punto, hay que destacar que toda la información se ha recopilado de la base de datos de REE, sin haber hecho ninguna consulta de disponibilidad a la compañía Endesa Distribución Eléctrica S.A., por lo que sería necesario concretar este aspecto. No obstante, desde Red Eléctrica de España nos han comentado que esta subestación tiene capacidad suficiente para evacuar una potencia de 30 MW. El plano donde se detalla la situación de este punto puede verse en el Anexo 1

Proximidad de punto de toma de agua: la refrigeración de la planta se realizará con agua tomada del Canal del Bajo Guadalquivir, perteneciente a la confederación hidrográfica homónima. El sistema estará formado por un circuito cerrado mediante una torre de refrigeración húmeda de tiro mecánico. Como primera aproximación, y a falta de más datos, podemos estimar una demanda de agua de aproximadamente 2,6 m<sup>3</sup>/MWh, para cubrir todas las necesidades de agua de la planta: refrigeración, alimentación, limpieza de helióstatos, etc. Teniendo en cuenta que la instalación contará con una potencia de 30 MWe, y que la producción anual se estima en 3000 horas equivalentes (dato este que está todavía por determinar), necesitaríamos aproximadamente unos 234.000 m<sup>3</sup> anuales, por lo que estimaremos un rango de 230.000-250.000 m<sup>3</sup> anuales, que tomaríamos del citado canal.

## 3. TECNOLOGÍAS SOLARES TERMOELÉCTRICAS

### 3.1 SISTEMAS DE CONCENTRACIÓN SOLAR

Los tres sistemas de concentración de la radiación solar que se han desarrollado para la producción de energía eléctrica son:

- **Concentradores cilindro parabólicos**, son concentradores de foco lineal con seguimiento en un solo eje en los que la radiación se concentra en un tubo situado en el eje de una parábola reflectante.
- **Receptor central**, consisten en un campo de helióstatos que siguen la posición del sol en todo momento y orientan el rayo reflejado, concentrando la radiación solar, hacia un receptor situado en la parte superior de una torre.
- **Discos parabólicos**, son pequeñas unidades independientes que concentran la radiación solar en el foco de una parábola en donde se sitúa un receptor térmico.

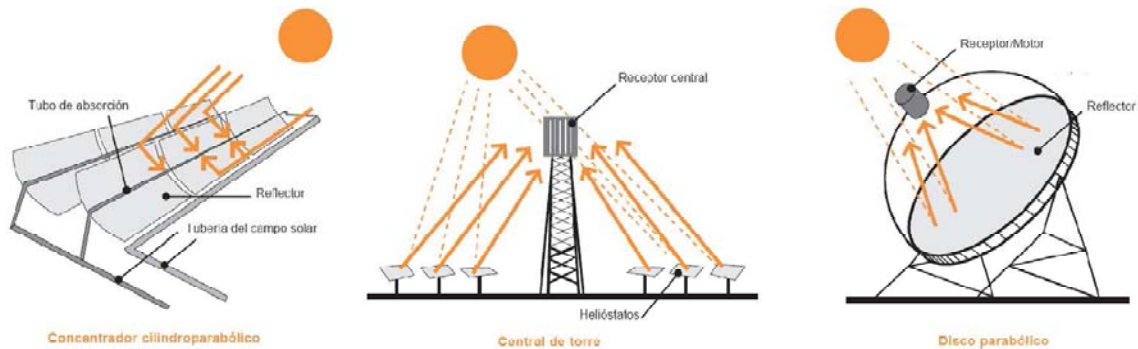


FIGURA 1: SISTEMAS DE CONCENTRACIÓN SOLAR

En la tabla a continuación se resumen las principales aplicaciones para cada uno de los sistemas anteriormente descritos así como una pequeña descripción de sus ventajas e inconvenientes.

	Concentrador CCP	Receptor central	Disco parabólico
Aplicaciones	Centrales conectadas a la red, calor de proceso (unidad mayor construida hasta la fecha: 80 MWe)	Centrales conectadas a la red, calor de proceso a alta temperatura (unidad mayor construida hasta la fecha: 10 MWe)	Aplicaciones independientes o pequeños sist. Eléctricos aislados (unidad mayor construida hasta la fecha: 25 kWe)
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Comercialmente disponible. Más de 10.000 millones de kWh de experiencia operacional; operan a una temperatura potencial de hasta 500°C (400°C comercialmente probados)</li> <li>-Rendimiento anual comercialmente probado del 14% de la producción solar eléctrica a la red</li> <li>-Costes de inversión y operación comercialmente probados</li> <li>-Modularidad</li> <li>-Mejor empleo del terreno</li> <li>-Demanda de material más baja</li> <li>-Concepto híbrido probado</li> <li>-Capacidad de almacenamiento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Buenas perspectivas a medio plazo de altas eficiencias de conversión con colección solar operando a temperaturas de hasta 1000°C potenciales (565°C probados a 10MW)</li> <li>-Almacenamiento a altas temperaturas</li> <li>-Operación híbrida posible</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Eficiencia de conversión muy alta máxima de solar a eléctrica de aproximadamente un 30%</li> <li>-Modularidad</li> <li>-Operación híbrida posible</li> <li>-Experiencia operacional de los primeros prototipos</li> </ul>
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> <li>-El uso de aceites como medios de transferencia de calor restringe las temperaturas de operación a 400°C, lo que origina calidades de vapor moderadas</li> <li>- Requieren mucho terreno y agua</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Valores de rendimiento anual proyectados, costes de inversión y operación todavía poco conocidos. Sólo existe una planta en operación comercial (PS10 11MW)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Fiabilidad tiene que mejorar</li> <li>-Todavía por conseguir los costes proyectados de producción en masa</li> </ul>

**TABLA 1: VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE TECNOLOGÍAS SOLARES**

### 3.2 PLANTAS DE COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS

De las tres tecnologías actuales, las plantas con colectores cilindro parabólicos (CCP) son las que cuentan actualmente con una mayor experiencia comercial. En las plantas CCP, un campo solar compuesto por filas paralelas de colectores cilindro parabólicos conectados en serie convierte la radiación solar directa en energía térmica, calentando el aceite que circula por los

tubos absorbentes de los colectores solares. El aceite así calentado, es posteriormente enviado a un intercambiador de calor aceite/agua donde se produce el vapor sobrecalentado requerido para accionar un turbo-alternador, generándose de este modo energía eléctrica mediante un ciclo termodinámico Rankine. Esta es la tecnología denominada Heat Transfer Fluid y conocida internacionalmente con las siglas HTF, ya que se basa en el uso de un medio caloportador (aceite sintético) para transportar la energía térmica desde el campo solar al bloque de potencia donde se genera la electricidad.

Las nueve plantas SEGS (Solar Electricity Generating Systems) actualmente en operación en California, con sus más de 2,5 millones de metros cuadrados de CCP, son el mejor ejemplo del estado del arte de esta tecnología. Con una capacidad de producción en régimen comercial de 354 MWe, las plantas SEGS han acumulado una gran experiencia en el diseño e implementación. La Tabla 3 contiene un listado de las plantas termosolares con CCP, tanto experimentales como comerciales, que han sido implementadas en el mundo desde la década de los 80.

Planta	País	Potencia (MW)	Comienzo operación
DCS	España	0.5	1981
SEGS-I	EEUU	14	1984
SEGS-II	EEUU	30	1985
SEGS-III	EEUU	30	1986
SEGS-IV	EEUU	30	1986
SEGS-V	EEUU	30	1987
SEGS-VI	EEUU	30	1988
SEGS-VII	EEUU	30	1988
SEGS-VIII	EEUU	80	1989
SEGS-IX	EEUU	80	1990

**TABLA 2: HISTÓRICO DE PLANTAS TERMOSOLARES CON CCP**

Las plantas SEGS típicas carecen de almacenamiento térmico, pero cuentan con calderas de gas auxiliares que pueden ser usadas tanto como complemento del campo solar, como para generar electricidad en periodos en los que no existe radiación solar disponible (días nublados y durante la noche). Las CET con CCP son las que presentan actualmente un menor coste para generar electricidad o producir vapor sobrecalentado a alta presión (375°C / 100bar). La tecnología de las plantas termosolares del tipo SEGS está totalmente disponible en la actualidad, aunque no resulta competitiva en la mayor parte de los mercados energéticos actuales si no disponen de algún tipo de incentivo fiscal o ayuda económica externa que tenga en cuenta sus buenas cualidades desde el punto de vista medioambiental y para la consecución de un desarrollo sostenible.

El escaso riesgo, desde el punto de vista tecnológico que conlleva la instalación de plantas tipo SEGS es la causa de que existan en la actualidad varias empresas promoviendo la instalación de plantas termosolares de este tipo en un buen número de países con un buen nivel de insolación (Brasil, Egipto España, Grecia, India, México y Pakistán).

### **3.3 PLANTAS DE RECEPTOR CENTRAL**

En los sistemas de torre o de receptor central el intercambio radiactivo convectivo se produce de forma elegante y centralizada en un intercambiador de calor ubicado encima de una torre. Por

los altos flujos de radiación incidente permiten trabajar a altas temperaturas e integrarse en ciclos más eficientes de forma escalonada, admiten fácilmente el funcionamiento híbrido en una gran variedad de opciones y tienen el potencial de generar electricidad con altos factores de capacidad mediante el uso de almacenamiento térmico, pudiéndose plantear ya en la actualidad sistemas superando las 4.500 horas equivalentes al año.

Si bien el número de proyectos de centrales de torre ha sido muy numeroso, solamente unos pocos han culminado en la construcción de plantas experimentales.

En la tabla a continuación se recoge un listado de dichas plantas. Tal y como se observa se caracterizan por ser sistemas de demostración de pequeño tamaño, entre 0,5 y 10 MW, y en su mayoría tuvieron su periodo de operaciones en los años ochenta, con la excepción de las plantas TSA y Solar Two, cuya experiencia operacional se llevó a cabo en la década de los noventa.

Proyecto	País	Potencia MW	Fluido de Transferencia	Almacenamiento	Comienzo Operación
SSPS	España	0,5	sodio Líquido	Sodio	1981
EURELIOS	Italia	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
SUNSHINE	Japón	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
Solar One	EEUU	10	Vapor	Aceite/Roca	1982
CESA-1	España	1	Vapor	Sal Nitrato	1982
MSEE/Cat B	EEUU	1	Nitrato Fundido	Sal Nitrato	1983
THEMIS	Francia	2.5	Sal de Alta Tecnología	Sal de Alta Tec.	1984
SPP-5	Rusia	5	Vapor	Agua/Vapor	1986
TSA	España	1	Aire	Cerámico	1993
Solar Two	EEUU	10	Nitrato Fundido	Sal Nitrato	1996
PS10	España	11	Vapor saturado	Vapor saturado	2007

TABLA 3: HISTÓRICO DE PLANTAS TERMOSOLARES DE TORRE CENTRAL

El conjunto de experiencias referidas, han servido para demostrar la viabilidad técnica de las Centrales de Torre, cuya tecnología está suficientemente madura y como resultado apareció la primera planta comercial PS10 en el año 2007. El proyecto, promovido por la empresa Solúcar Energía, consiste en una planta de 11 MW que utiliza un receptor de vapor saturado a 40bar y 250°C y una turbina que opera directamente con dicho vapor saturado. Para periodos nublados, la planta incorpora un almacenamiento en vapor saturado con una capacidad 15 MWh (50 minutos a 50% de carga). Así mismo, la instalación PS20, promovida por la misma empresa, se encuentra en construcción, con una potencia de 20 MW. La foto a continuación muestra una vista aérea de las plantas PS10 y PS20.

Más adelante se describe con mayor detalle el funcionamiento así como todos los subsistemas de este tipo de plantas.



FIGURA 2: IMAGEN DE LAS PLANTAS COMERCIALES PS10 Y PS20 DE ABENGOA SOLAR

### 3.4 PLANTAS DE DISCOS PARABÓLICOS

Los discos parabólicos han evolucionado tanto en EEUU como en Europa hacia la construcción de unidades autónomas conectadas a motores Stirling situados en el foco. Los sistemas disco-Stirling han demostrado la mayor eficiencia de conversión de radiación solar en energía eléctrica con valores máximos del 30 % y hasta un 25 % de promedio diario en unidades de 7 a 25 kW.

Debido a la curvatura parabólica del concentrador y a la baja relación distancia focal/diámetro, se pueden conseguir altas relaciones de concentración por encima de 3.000. Esto permite alcanzar muy altas temperaturas de operación entre 650 y 800 °C, dando lugar a eficiencias en el motor Stirling del orden del 30 al 40 %. La superficie cóncava del concentrador está cubierta por espejos de vidrio de segunda superficie con su correspondiente curvatura parabólica o bien por espejos delgados o polímeros metalizados de primera superficie soportados sobre una estructura de fibra de vidrio o de membrana tensionada. Los receptores para sistemas disco/Stirling son de tipo cavidad, con una pequeña apertura y su correspondiente sistema de aislamiento.

Habitualmente, se usan dos métodos para la transferencia de la radiación solar al gas de trabajo. En el primero se ilumina directamente un panel de tubos por el interior de los cuales circula el gas que suele ser helio, hidrógeno o aire. En el segundo método, se utiliza el concepto de tubo de calor o heat pipe, vaporizándose un metal líquido (normalmente sodio) que luego condensa en la superficie de los tubos por los que circulan el gas de trabajo y refluye nuevamente al absorbedor.



La experiencia operacional con sistemas disco-Stirling se circunscribe a unas pocas unidades ensayadas fundamentalmente en EEUU y en Europa, más concretamente en la Plataforma Solar de Almería.

## 4. SISTEMAS CON TECNOLOGÍA DE TORRE

En un sistema de receptor central miles de espejos, dirigidos y con seguimiento en dos ejes (helióstatos), reflejan la energía solar de baja densidad que incide sobre la superficie terrestre en una zona focal común, situada normalmente a suficiente altura por encima del campo que componen los citados helióstatos para evitar excesivas interferencias con los más próximos.

Los helióstatos y la torre son el signo de distinción de este tipo de centrales frente a otras plantas eléctricas termosolares, ya que las CRS se caracterizan por tener un foco fijo “off-axis”, es decir el Sol, el espejo y el foco forma un ángulo que hace que en todo momento se registre un factor coseno. El campo de helióstatos puede ser circular rodeando completamente a la torre o estar localizado a uno de los lados de la misma (en el hemisferio Norte el campo se localiza al Norte de la torre mientras que en el hemisferio Sur se sitúa al Sur de ésta).

En este capítulo se describen todos los subsistemas de los que consta una planta de receptor central. En la figura 11 se muestra un esquema de funcionamiento típico de este tipo de central así como todos sus subsistemas.

### 4.1 CAMPO DE HELIÓSTATOS

Campo de helióstatos es el encargado de concentrar la radiación solar en un foco común. Un helióstato consta básicamente de una superficie reflectante, una estructura soporte, un mecanismo de accionamiento en acimutal y en elevación, pedestal, cimentación y un sistema de control.

El desarrollo de los helióstatos muestra una clara evolución desde los primeros, con una estructura pesada y rígida con segundas superficies acristaladas, a los más recientes, mucho más ligeros de peso y de menor coste, con reflectores a base de polímeros con la superficie anterior plateada. Hoy en día hay dos líneas perfectamente definidas en el desarrollo de los helióstatos, siempre encaminadas a obtener un coste más bajo sin reducir el rendimiento.

La primera línea está encaminada hacia configuraciones de helióstatos de gran fachada, más de 70 m<sup>2</sup> (se han llegado a ensayar helióstatos de 150 y 200 m<sup>2</sup>), con las correspondientes reducciones en el precio por m<sup>2</sup> de estructuras, mecanismos, cableado y cimentaciones. Sin embargo, el aumento del tamaño puede ocasionar peores rendimientos ópticos, mayores dificultades en el mantenimiento y lavado, y otros problemas secundarios como la dificultad de su transporte e instalación.

La segunda línea la originan los helióstatos de membrana tensionada, helióstatos con una superficie metálica muy fina tensada desde un anillo que, a su vez, soporta a la propia membrana. La parte anterior de la membrana está cubierta por películas reflectantes, normalmente a base de plata fijada por deposición. Estos desarrollos no han conseguido por el momento abaratar en la práctica los costes por metro cuadrado instalado que alcanzan los más maduros helióstatos de vidrio-metal, y presentan sin embargo todavía fuertes incertidumbres en cuanto a la durabilidad de la superficie reflectante.

Hasta ahora, la experiencia acumulada se circunscribe a los helióstatos convencionales, con espejos de cristal y con helióstatos de superficie reflectante inferior a 65 m<sup>2</sup>. La reflectividad promedio anual de un campo de helióstatos está entre el 85% y el 90%. Puede variar ligeramente al alza en función de las características de la superficie reflectante y algo más a la baja en función del grado de limpieza. El mecanismo de accionamiento y las facetas suponen un 66 % del total en el coste de un helióstato, mientras que en el coste de las facetas el precio del

espejo puede llegar a suponer un tercio del total, siendo pues éste un aspecto a optimizar. De todos los elementos, el mecanismo de accionamiento es el más sensible en coste al área del helióstato. Durante todo el tiempo transcurrido desde que se empezaron a ensayar los sistemas de receptor central se han desarrollado múltiples prototipos de helióstatos.

Todos estos helióstatos tienen una serie de características comunes:

- *Facetas:* Forman la parte reflectante del helióstato, pueden ser de diferentes formas y tamaños estando, en general, fabricadas en vidrio, sobre el que hay depositada una capa reflectante de plata o aluminio y una capa de pintura por la parte posterior que protege a la misma. Normalmente tienen tres o cuatro puntos de anclaje mediante los cuales se sujetan a los soportes correspondientes. Uno de los objetivos de la forma geométrica de la superficie de cada faceta, que no se corresponde totalmente con un plano, es paliar los inconvenientes de la forma solar finita a través del cantedo. Asimismo, es importante recordar que en el acabado superficial se concentran posibles aberraciones superficiales que son muy perjudiciales si superan ciertos umbrales que podrían situarse en el entorno de los 4,65 mrad.
- *Estructura y mecanismos:* La estructura de un helióstato está formada por celosías que sirven de soporte a las facetas, las cuales se sujetan mediante elementos generalmente de fijación roscada. Las citadas celosías están sujetas a un eje cilíndrico horizontal que, a través de un mecanismo altamente reductor de los empleados habitualmente en robótica, está unido al sistema que proporciona el movimiento al helióstato. El movimiento de los helióstatos es en dos ejes, acimut y elevación, accionado por dos motores a través de un mecanismo reductor.
- *Sistema de control:* Para enfocar adecuadamente al blanco deseado en cada momento de la operación de una central de torre es necesario que el movimiento en los dos ejes sea independiente y esté completamente controlado. Este control se puede conseguir de dos formas:
  - Mediante un sistema centralizado, basado en un ordenador central que se encarga de todas las tareas.
  - Mediante un sistema de control distribuido, en el que se le da una mayor importancia a los controladores locales, descargando al ordenador central de buena parte de sus tareas.

En ambos casos hay un procedimiento a seguir:

- Cálculo de la posición del sol.
- Cálculo de la posición de cada helióstato.
- Medición de la posición actual de cada helióstato.
- Corrección de la posición en lazo cerrado.
- Gestión de las comunicaciones con cada helióstato.
- Modos de funcionamiento de los helióstatos.
- Detección de errores y averías.
- Acciones de emergencia y su señalización.

Todos los helióstatos tienen que corregir su posición cada cierto tiempo dependiendo de la distancia desde cada helióstato hasta el blanco al que se apunte, con objeto de mantener una precisión de apunte del orden de 1 a 2 mrad.

## 4.2 RECEPTOR

El receptor es el elemento que recibe la radiación solar concentrada y la transforma en energía térmica para ser usada en procesos posteriores. Este proceso generalmente conlleva altas

temperaturas y altos niveles de flujo incidente por lo que debe ser realizado con las menores pérdidas posibles, radiantes o convectivas, de la energía absorbida previamente, con el menor consumo eléctrico y evitando la pérdida o degradación del fluido de transferencia, teniendo en cuenta las grandes distancias que tiene que recorrer para subir y bajar de la torre, cuya altura oscila de 50 a 150 m.

Existen numerosas propuestas y ensayos experimentales de receptores solares con diferentes configuraciones y adaptados a los distintos fluidos de transferencia térmica que se han propuesto, existiendo receptores de intercambio directo, cuando el fluido es expuesto directamente a la radiación y la absorbe, y de intercambio indirecto, cuando algún elemento es el encargado de convertir la radiación solar a calor y cede después éste convectivamente al fluido de transferencia térmica. A su vez, existen distintas configuraciones constructivas, existiendo receptores orientados, que sólo admiten radiación procedente de determinadas direcciones, y circulares, que admiten radiación desde cualquier origen angular a su alrededor. Por otro lado, el proceso de intercambio térmico puede producirse de las siguientes formas básicas:

A través de tubos que reciben la radiación en su parte exterior, conducen la energía a través de sus paredes y la transmiten al fluido térmico que circula por su interior. Dentro de este tipo podemos considerar dos diferentes receptores: de cavidad y exterior. El receptor de tubos funciona como un intercambiador de calor recuperativo, de tipo indirecto.

Convirtiendo en calor y transfiriendo la energía térmica por convección al aire que pasa a través del volumen de un absorbedor metálico o cerámico en diferentes formas. El receptor volumétrico opera como un intercambiador de calor convectivo.

Mediante el uso de fluidos o chorro de partículas que reciben la radiación directa e inmediatamente en su volumen o superficie. Este tipo de receptor opera como un intercambiador de calor directo.

El receptor constituye el auténtico núcleo de cualquier sistema de torre de potencia, siendo el elemento más complejo y que mayor complejidad tecnológica encierra, por la aludida necesidad de absorber la radiación incidente con las menores pérdidas y en unas condiciones de flujo concentrado muy exigentes.

## **4.3 FLUIDO DE TRABAJO**

---

El fluido de trabajo recibe la energía refleja por los helióstatos que ha sido concentrada en el receptor. A continuación se describen los fluidos típicamente usados en este tipo de plantas.

### **4.3.1 Sistema de Vapor Sobrecalentado**

---

En la siguiente figura se muestra un esquema de principio de una planta de receptor central con vapor sobrecalentado y una unidad de almacenamiento en aceite/roca para la operación de los transitorios.

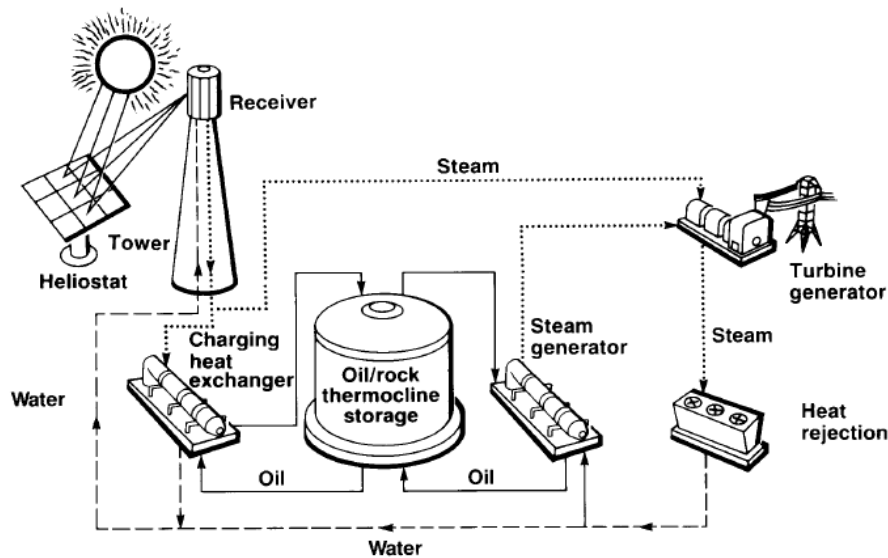


FIGURA 3: ESQUEMA DE PRINCIPIO PLANTA CON VAPOR SOBRECALENTADO

### Ventajas:

- El uso del vapor como fluido térmico ha sido el más usado a lo largo de los últimos tiempos, por lo que, se puede considerar una tecnología madura.
- El uso de agua como fluido presenta la ventaja de tener un punto de congelación mucho más bajo que las otras opciones (sodio y sales fundidas).
- El rendimiento del proceso es mayor que en el resto de tecnologías ya que el proceso de generación de vapor es directo, evitando el uso de fluidos intermedios para la generación del mismo.
- Presenta ventajas desde el punto de vista medioambiental ya que el fluido de trabajo utilizado es no contaminante y por consiguiente reduce el coste en los mecanismos de prevención ante fugas que en otros fluidos, tales como sales, aceites y sodio serían necesarios.

### Inconvenientes:

- Presenta una controlabilidad muy compleja sobre todo en la etapa de sobrecalentamiento, debido en parte a las diferencias tan bruscas de coeficientes de transferencias de calor en las diferentes fases de líquido subenfriado, vapor húmedo y vapor sobrecalentado, generando a su vez esfuerzos térmicos muy elevados en los elementos del receptor.
- El almacenamiento de vapor no resulta deseable y por lo tanto se requeriría de un almacenamiento en aceite/roca lo que, debido a que la máxima temperatura del aceite está en torno a los 400 °C, produciría un vapor de peor calidad (menor temperatura y presión) que debería ser introducido en una etapa intermedia de la turbina provocando una disminución en el rendimiento del ciclo termodinámico (del 34% al 28% aprox.) y consecuentemente del proceso en general. El hecho de tener que usar otro fluido para el almacenamiento, introduce en el sistema dos unidades nuevas de intercambio aumentando así las pérdidas en el proceso.

### 4.3.2 Vapor Saturado

En la siguiente figura se muestra el esquema de principio de la única planta comercial (PS10 de Abengoa Solar) de receptor central trabajando con vapor saturado y con almacenamiento de vapor saturado para un periodo de una hora.

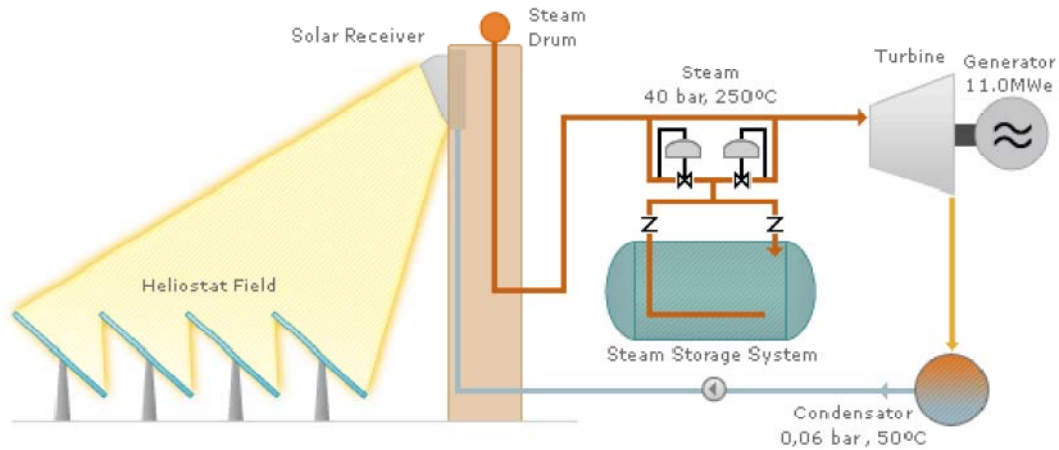


FIGURA 4: ESQUEMA DE PRINCIPIO PLANTA CON VAPOR SATURADO

#### Ventajas:

- Mejor controlabilidad que en el caso de vapor sobrecalentado, debido a que se elimina la fase de sobrecalentamiento.
- Para almacenamientos reducidos, es posible almacenar directamente el vapor en unas ollas a presión.
- Producción directa de vapor que es enviado al grupo de turbogenerador por lo que se evitan intercambiadores de calor intermedios y cuya tecnología es más madura que en resto de casos (sodio y sales fundidas).
- El uso de agua como fluido presenta la ventaja de tener un punto de congelación mucho más bajo que las otras opciones (sodio y sales fundidas).
- Presenta ventajas desde el punto de vista medioambiental ya que el fluido de trabajo utilizado es no contaminante y por consiguiente reduce el coste en los mecanismos de prevención ante fugas que en otros fluidos, tales como sales, aceites y sodio serían necesarios.

#### Inconvenientes:

- El rendimiento del ciclo termodinámico con vapor saturado (25% aprox.) es menor que con vapor sobrecalentado (35% aprox.).
- Para grandes almacenamientos, es necesario el uso de otros fluidos, tales como aceites, que obligan a incorporar unidades de intercambios que reducen el rendimiento de producción de electricidad.

### 4.3.3 Sistema de Sales Fundidas

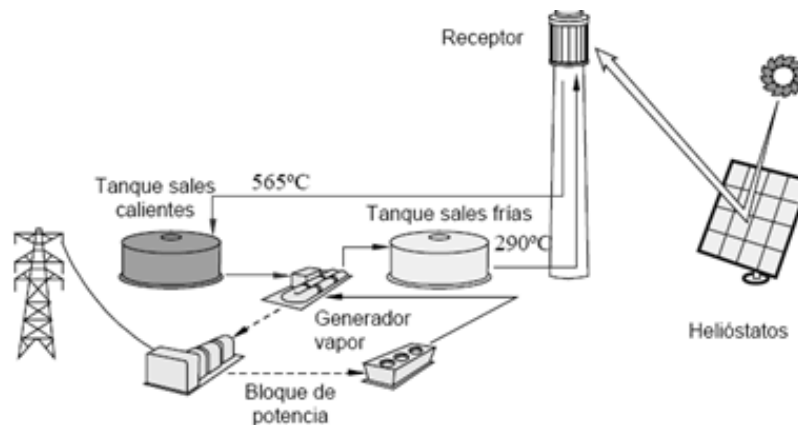


FIGURA 5: ESQUEMA DE PRINCIPIO PLANTA TERMOSESOLAR CON SALES FUNDIDAS

Las sales fundidas utilizadas en sistemas de receptor central, comúnmente consisten en una mezcla en peso de 60 % de nitrato sódico ( $\text{NaNO}_3$ ) y 40 % de nitrato potásico ( $\text{KNO}_3$ ).

Estos sistemas consisten en un receptor solar que puede ser de panel de tubos o de película descendente, donde las sales son calentadas desde  $288^\circ\text{C}$  hasta  $566^\circ\text{C}$ . Las sales calentadas son almacenadas en un tanque de sales calientes, de donde son extraídas para generar vapor y producir electricidad.

Las propiedades de las sales permiten además usar receptores de película en placa abierta a la atmósfera (Receptor RAS).

#### Ventajas:

- Estas sales no son tóxicas y son muy estables, presentan baja presión de vapor a altas temperaturas y su comportamiento es inerte con el agua, lo que facilita el diseño de los componentes del sistema.
- Las sales poseen una alta conductividad térmica (aproximadamente  $0.43\text{W/m}^\circ\text{C}$  o  $0.3\text{Btu/ft-hr}^\circ\text{F}$ .) y a la vez alta capacidad calorífica, que hacen que representen un buen compromiso como fluido de trabajo en el receptor y como fluido de almacenamiento.
- Las sales fundidas ofrecen una capacidad de almacenamiento energético y de transferencia de calor superior a otros materiales, lo que consigue un incremento sustancial de la eficiencia de la planta y equipara el coste de la electricidad resultante con el de la electricidad generada por fuentes tradicionales.
- El bajo coste del almacenamiento térmico es una ventaja en aplicaciones solares puras con altas capacidades de almacenamiento próximas a las 12 horas, un ejemplo es el proyecto SOLAR TRES con una planta de 15 MW, que tiene un sistema de almacenamiento térmico en sales fundidas de 16 horas equivalentes.
- En la industria de procesos químicos, las sales fundidas han demostrado ser un medio de transporte de calor fiable y seguro, cuando se toman las consideraciones de diseño oportunas y las precauciones adecuadas.
- Las sales fundidas son estables hasta temperaturas de  $595^\circ\text{C}$  ( $1100^\circ\text{F}$ ) y permanecen líquidas hasta temperaturas de  $245^\circ\text{C}$  ( $470^\circ\text{F}$ ) lo que las hace deseables como medio receptor y de almacenamiento de fluidos.

- En sistemas en los que las sales fundidas son usadas como receptores de transporte de calor y medio de almacenamiento térmico, el único intercambiador que se requiere es el generador de vapor.

### **Inconvenientes:**

- Las sales se congelan al llegar a temperaturas de  $220^{\circ}\text{C}$  ( $430^{\circ}\text{F}$ ), por esta razón todos los elementos del sistema en contacto con las sales deberán ir traceados eléctricamente para evitar solidificaciones y con provisiones de tuberías de drenaje.
- Las sales tienen alta capacidad calorífica volumétrica (producto de la densidad y la capacidad calorífica), lo que supone flujos de bajo volumen para niveles de potencia dado, lo que hace necesario el uso de sistemas multi-pasos, para obtener altas velocidades y altos coeficientes de transferencia de calor.
- La corrosividad de las sales hace que estos sistemas requieran materiales resistentes a la corrosión.
- La conductividad térmica del fluido y la máxima temperatura de película admisible ( $595^{\circ}\text{C}$ ,  $1100^{\circ}\text{F}$ ) para prevenir descomposición, junto con las características del panel, influyen fuertemente en el máximo flujo térmico incidente admisible y el flujo de distribución en el receptor. La conductividad térmica de los fluidos es importante en determinar el flujo máximo debido a sus efectos en el gradiente de temperatura entre la parte frontal y posterior del panel. La temperatura de película (temperatura promedio en la superficie) afecta el flujo de distribución requerido, limitando el flujo incidente en los paneles.

### 4.3.4 Sistema de Aire

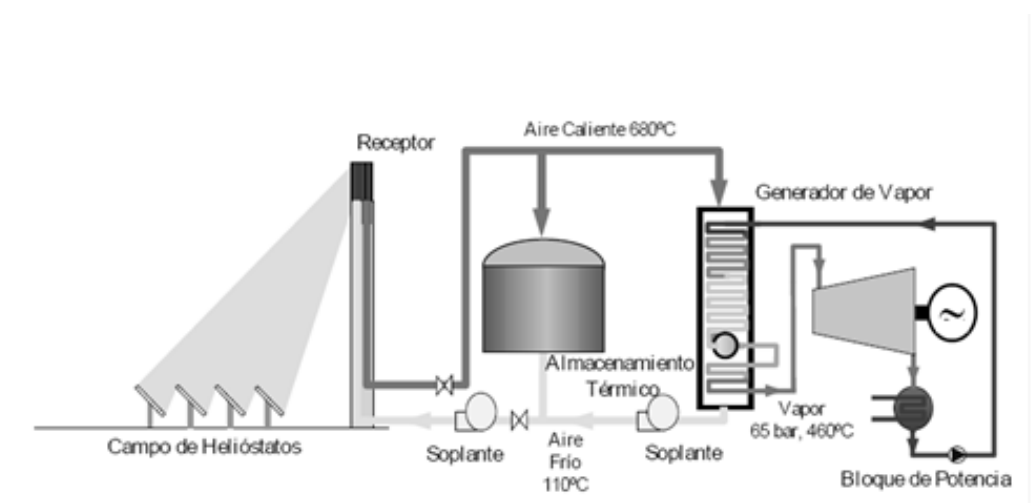


FIGURA 6: ESQUEMA DE PRINCIPIO PLANTA TERMOELÉCTRICA CON AIRE

Este sistema consiste en un receptor volumétrico de matrices metálicas o cerámicas que calienta aire a presión atmosférica. El aire caliente a unos  $700 - 800^{\circ}\text{C}$  es bombeado a la base de la torre y enviado predominantemente al generador de vapor para mover un bloque turbina-generador convencional. Este sistema tiene un sistema seco de eliminación de calor (torres de enfriamiento).

Los receptores volumétricos están específicamente concebidos para optimizar el intercambio de calor con aire como fluido térmico, siendo el absorbedor iluminado una matriz o medio poroso (malla metálica o monolito cerámico), a través del cual fluye el gas de refrigeración. Pueden estar abiertos al exterior o con una ventana delante. Se consigue trabajar entre  $700^{\circ}\text{C}$  y  $850^{\circ}\text{C}$  de



temperatura de salida con este tipo de receptores para absorbedores metálicos y más de 1.000°C con absorbedores cerámicos. Los flujos máximos de radiación pueden sobrepasar los 1.000 kW/m<sup>2</sup>, si bien las eficiencias térmicas son inferiores a las de los tubulares (70-80%).

Cuando la turbina no está funcionando, o se excede en el receptor la capacidad del generador de vapor, la energía de la corriente caliente de aire es transferida al sistema de almacenamiento que consiste en una termoclina de material cerámico, donde se producirá un gradiente nominal entre 800 y 170 °C. Si tenemos un transitorio y el receptor cae por debajo de las necesidades del generador de vapor, el flujo de aire a través de la termoclina es invertido automáticamente por el sistema de control. Carga y descarga pueden ser controlados fácilmente mediante la velocidad del ventilador.

#### **Ventajas:**

- El concepto de receptores de aire presenta excelentes expectativas, dado su potencial de adaptación desde el concepto actualmente probado a 800 °C y conectado a un ciclo Rankine, hasta futuros desarrollos en el entorno de los 1400 °C con integración en una turbina de gas.
- Los receptores volumétricos permite conseguir flujos de absorción muy similares a los de sales fundidas en panel de tubos (0,9 MW/m<sup>2</sup> flujo pico y 0,45 MW/m<sup>2</sup> flujo promedio).
- Los sistemas refrigerados por aire tienen además la posibilidad de trabajar en modo presurizado y de integrar directamente el aire caliente saliente del receptor solar en la cámara de combustión de una turbina de gas.
- El receptor volumétrico se aproximaría teóricamente al comportamiento de un cuerpo negro solamente presentando pérdidas por emisión.
- Estos receptores de aire presentan una gran sencillez operacional y rangos más altos de temperaturas de trabajo.

#### **Inconvenientes:**

- Los sistemas de aire presentan problemas asociados a las inestabilidades observadas en el flujo de aire.
- Presentan elevadas pérdidas térmicas por recirculación de aire.

### **4.3.5 Sistema de Sodio Líquido**

---

En la siguiente figura se muestra un esquema de principio de una planta de receptor central con vapor sobrecalentado y una unidad de almacenamiento en aceite/roca para la operación de los transitorios.

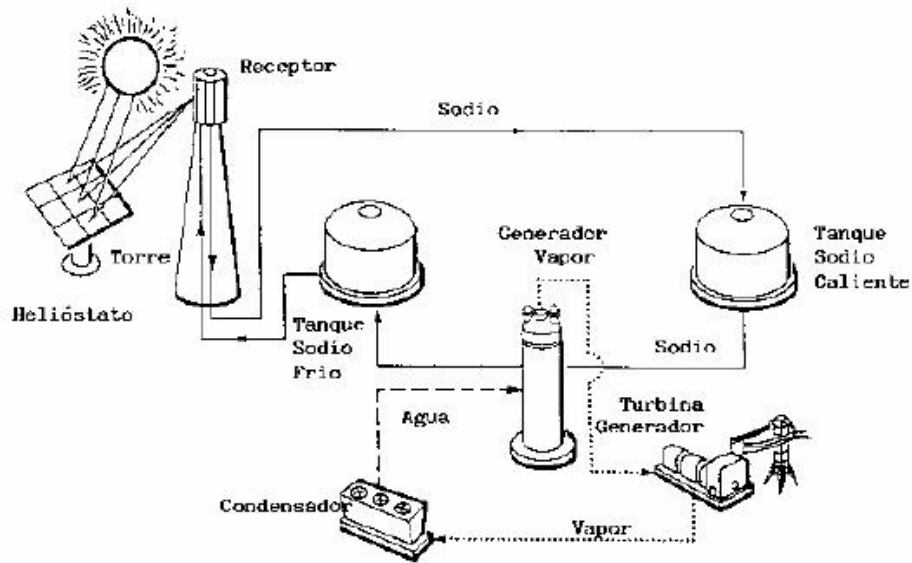


FIGURA 7: ESQUEMA DE PRINCIPIO PLANTA TERMOELÉCTRICA CON SODIO LÍQUIDO

Sodio líquido es calentado en el receptor solar a temperaturas en el entorno de 550°C y enviado a un tanque de almacenamiento. El sodio caliente es extraído del tanque para producir vapor en un intercambiador de calor sodio/agua. El vapor se utiliza de una forma totalmente convencional para producir electricidad. El sodio enfriado se almacena en un segundo tanque a una temperatura de unos 270 °C.

#### Ventajas:

- La alta conductividad térmica del sodio permite a los receptores operar a flujos solares (por encima de 1,5 MW/m<sup>2</sup>) muy superiores a otros fluidos (0,3-0,6 MW/m<sup>2</sup> para agua/vapor y 0,6-0,9 MW/m<sup>2</sup> para las sales fundidas).
- La alta conductividad térmica minimiza la diferencia de temperaturas entre las paredes del tubo lo que permite utilizar estos flujos radiativos más elevados para las mismas tensiones en el material. Esto ha demostrado durante la experimentación altos rendimientos en el receptor, menores inercias térmicas y un mejor aprovechamiento de los receptores exteriores.
- La superficie de interceptación en el panel absorbente del receptor solar puede ser más pequeña, lo cual reduce los costes del mismo y mejora su eficiencia térmica al reducirse las pérdidas dependientes del área expuesta tanto convectivas como radiativas.
- Dado el pequeño tamaño de la superficie del absorbente que presentan los diseños de receptores de sodio, el uso de cavidades para reducir aún más las pérdidas térmicas no resulta necesario, siendo lo habitual el plantear diseños de receptores externos tanto cilíndricos como “billboard”.

#### Inconvenientes:

- La alta eficiencia del sodio en el proceso de transferencia de calor, no ha podido, no obstante, contrarrestar las penalizaciones producidas por el coste importante en seguridad que motiva su alta reactividad (fundamentalmente en el generador sodio/vapor) y los altos costes del sistema de almacenamiento debido al bajo calor específico y su baja capacidad calorífica volumétrica.

## 4.4 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

Desde un punto de vista de producción eléctrica, una central solar debe mantener una salida estable en todo momento, independientemente de la potencia absorbida en el receptor, es decir, independientemente de fluctuaciones debidas a cambios meteorológicos. Este sistema permite el funcionamiento continuado del sistema de potencia y, además, previene al sistema de posibles daños producidos por los transitorios que se puedan producir debidos a las fluctuaciones de la energía solar.

Entre los sistemas de almacenamiento, térmico, eléctrico, mecánico, etc, el térmico es el más adecuado para las Centrales de Torre. Siguiendo esta línea, se han investigado tres tipos de sistemas: calor sensible, de calor latente y termoquímicos.

- *Calor sensible*: la energía es almacenada como energía térmica en un medio a una temperatura determinada. En el rango de temperaturas de operación, el agente utilizado como medio de almacenamiento no sufre un cambio de fase. La capacidad de almacenar energía por unidad de volumen, viene dada por el producto de la densidad y el calor específico del medio utilizado.
- *Calor latente*: energía que se manifiesta en los cambios de estado, en un margen de temperaturas muy estrecho, (teóricamente a temperatura constante). Este sistema tiene dos inconvenientes respecto al de calor sensible: el medio a utilizar debe ser de gran pureza y los intercambiadores de calor requieren una superficie de transferencia elevada. Obviamente estos dos puntos influyen considerablemente en el coste de la instalación.
- *Almacenamiento termoquímico*: basado en la energía requerida para descomponer y recombinar especies químicas a través de reacciones químicas reversibles. Un aspecto interesante es la posibilidad de su transporte a temperatura ambiente.

El sistema de almacenamiento por calor sensible es el mejor método para recuperar la energía almacenada en un corto plazo, dado su coste. Este sistema se puede utilizar de dos formas, directa e indirecta. La primera, utilizando el mismo fluido de transferencia de calor que circula por el receptor como medio de almacenamiento y, la segunda, a través de un sistema de intercambiadores de calor, con las consiguientes pérdidas térmicas en el proceso. Obviamente, la temperatura de almacenamiento sería inferior a la de trabajo en el receptor.

El almacenamiento se puede realizar con dos tanques o con uno. Si se utilizan dos tanques, uno de ellos será el caliente y el otro el frío, siendo el primero el que ceda la energía almacenada al sistema de potencia, a través de intercambiadores de calor, mientras que el otro es el encargado de absorber la energía del sistema receptor. Esta configuración es la más habitual con sales fundidas.

Si se utiliza solamente un tanque, tanto la parte fría como la caliente están en contacto. Es el efecto termoclino, basado en la estratificación que se produce por diferencia de densidad. El funcionamiento es en doble ciclo, carga y descarga. La carga se produce extrayendo el fluido frío de la parte baja e introduciéndolo caliente por la parte alta. En la descarga el ciclo es el inverso. El medio utilizado debe tener una conductividad térmica relativamente baja. El almacenamiento en termoclina es el utilizado en centrales de aire con un cerámico como medio de acumulación térmica.

## **4.5 BLOQUE DE POTENCIA**

---

El bloque de potencia de este tipo de centrales no se diferencia significativamente del resto de centrales térmicas y está constituido por los siguientes elementos:

- Generador de vapor.
- Turbina de vapor.
- Generador eléctrico.
- Torre de refrigeración.
- Centros de transformación

## 5. ANÁLISIS MEDIOAMBIENTAL

### 5.1 INFORME AMBIENTAL

La electricidad solar térmica carece de las emisiones contaminantes o de las preocupaciones de seguridad medioambiental asociadas con las tecnologías de generación convencional. No hay contaminación en forma de gases de combustión o ruido durante la operación. Desmantelar una central no crea problemas.

Lo que es más importante en términos medioambientales más amplios, durante la operación de una central solar termoeléctrica no hay emisiones de CO<sub>2</sub> - el gas de mayor responsabilidad en el cambio climático global. Aunque hay emisiones indirectas de CO<sub>2</sub> en otras etapas del ciclo de vida (construcción y desmantelamiento), estas son significativamente menores que las emisiones evitadas.

La electricidad solar puede por tanto contribuir sustancialmente a los compromisos internacionales de reducción del constante aumento en el nivel de los gases de efecto invernadero y su contribución al cambio climático

#### 5.1.1 Marco Legal

##### 5.1.1.1 Legislación Europea

- Directiva 85/337/CEE, de 27 de Junio de 1985, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el Medio Ambiente
- Directiva 97/11/CE, de 3 de Marzo de 1997, que modifica la Directiva 85/337/CEE
- Directiva 2001/42/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de junio de 2001 relativa a la evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente (DOCE núm. L 197, de 21 de julio de 2001)
- Convenio de Espoo, de 25 de Febrero de 1991, ratificado por la UE, publicado en el B.O.E. de 21 de Octubre de 1997.
- Directiva 2004/35//CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 21 de Abril de 2004 sobre responsabilidad medioambiental en relación con la prevención y reparación de daños medioambientales.
- Directiva comunitarias 409/79 que establece la creación de zonas de especial protección de las aves.

##### 5.1.1.2 Legislación Nacional

- R.D.L. 1302/1986, de 28 de junio de Evaluación de Impacto Ambiental(BOE de 30 de Junio de 1986)
- R.D. 1131/88, de 30 de Septiembre, por el que se aprueba el reglamento para la ejecución del R.D.L. 1302/86 (BOE de 5 de Octubre de 1988)
- Ley 6/2001, de 8 de mayo, de modificación del RDL 1302/1986, de 28 de junio de Evaluación de Impacto Ambiental (BOE de 9 de Mayo de 2001, páginas 16607 a 16616)
- Real Decreto 9/2000,de 6 de Octubre, de modificación del Real Decreto legislativo 1302/1986, de 28 de Junio, de Evaluación de Impacto Ambiental (BOE núm.241, de 7 de octubre de 2000)
- Decreto 2414/1961, de 30 de Noviembre, Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas.

- R:D: 849/1986, de 11 de Abril, Reglamento de Dominio Público Hidráulico.
- R:D: 1.316/91 de 2 de Agosto, de reestructuración de la Secretaría de Estado para las Políticas del Agua y el Medio Ambiente. Boe nº212, de 4-9-91.
- Ley 4/1989 de 27 de Marzo, de Conservación de los Espacios Naturales y de la Flora y Fauna Silvestre.
- R.D. 3091/1982, de 15 de Octubre sobre protección de especies amenazadas de flora y fauna silvestre.
- R.D. 439/1990, de 30 de Marzo, por el que se regula el Catálogo Nacional de Especies Amenazadas.
- Ley 41/1997, de 5 de Noviembre , por la que se modifica la Ley 4/1989, de 27 de Marzo, de Conservación de los Espacios Naturales y de la Flora y Faunas Silvestres.
- R.D 1193/1998, de 12 de Junio, por el que se modifica el R.D. 1997/1995, de 7 de Diciembre, por el que se establecen medidas para contribuir a garantizar la biodiversidad mediante la conservación de los hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres.
- Orden del 9 de Julio de 1998, por la que se incluyen determinadas especies en el Catalogo Nacional de Especies Amenazadas y cambian de categoría otras que ya están incluidas en el mismo.
- Corrección de errores de la Orden del 9 de Julio de 1998, por la que se incluyen determinadas especies en el Catalogo Nacional de Especies Amenazadas y cambian de categoría otras que ya están incluidas en el mismo
- Ley 7/2007, de gestión integrada de la calidad ambiental. BOE 190, de 9-8-2007.
- Orden de 12 de Julio de 1988, por la que se dictan normas para el cumplimiento de la obligación de incluir un estudio de impacto ambiental en proyectos de la Consejería de Obras Públicas y Transportes

### 5.1.1.3 Legislación Autonómica

- Ley 1/1991, de 3 de Julio, de Patrimonio Histórico de Andalucía. BOJA de 13-09-91 y BOE de 26-09-1991.
- Decreto 32/1993, de 16 de Marzo, por el que se aprueba el Reglamento de Actividades Arqueológicas. BOJA de 17-03-1995
- Ley 7/1994, de 18 de mayo, de Protección Ambiental. BOJA 79, de 31-5-1994 y BOE 156, de 1-7-1994. Derogada por Ley 7/2007.
- Decreto 19/1995, de 7 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de Protección y Fomento del Patrimonio Histórico de Andalucía. BOJA de 17-03-1995.
- Decreto 292/1995, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental de la Comunidad Autónoma de Andalucía. BOJA 166, de 28-12-1995. Derogado por Ley 7/2007.
- Decreto 297/1995, de 19 de Diciembre, por el que se Aprueba el Reglamento de Calificación Ambiental. BOJA 3, de 11-01-1996.
- Decreto 153/1996, de 30 de abril, Reglamento Informe Ambiental. BOJA 69, de 18-06-96. Derogado por Ley 7/2007.
- Decreto 53/1999, de 2 de Marzo, por el que se establecen normas para la aplicación del Reglamento (CEE) 1836/93, del Consejo, de 29 de junio, por el que se permite que las empresas del sector industrial se adhieran con carácter voluntario a un sistema comunitario de gestión y auditoria medioambientales. BOJA 35, de 23-3-1999

## 5.1.2 Descripción de la Actividad

Como comentamos a lo largo de todo el estudio, en este proyecto la actividad consta de generación de energía eléctrica a partir de una central termoelectrica de torre con concentración de sales.

Las características del sistema más relevantes de cara al espacio ocupado son las siguientes:

- Potencia instalada 30 MW
- Tecnología utilizada para los heliostatos, estructura de soporte móvil
- Altura de la Torre de 110 m
- Ocupación del terreno de 160ha.

### **5.1.3 Descripción del Medio Físico y Natural**

#### **5.1.3.1 Red de Espacios Naturales Protegidos de Andalucía**

Hoy en día, conforme a lo dispuesto en el artículo 1 del Decreto 95/2003, de 8 de abril (BOJA núm. 79, de 28/04/2003), la Red de Espacios Naturales Protegidos de Andalucía (RENPA) "se configura como un sistema integrado y unitario de todos los espacios naturales ubicados en el territorio de la Comunidad Autónoma de Andalucía que gocen de un régimen especial de protección en virtud de normativa autonómica, estatal y comunitaria o convenios y normativas internacionales". Además, puede incardinarse, total o parcialmente, en otras redes similares de ámbito territorial superior, ya sean nacionales o internacionales.

Se ha de resaltar que sobre cada uno de los espacios que integran la RENPA puede recaer más de una de las categorías, figuras o designaciones de protección posibles. Así, por ejemplo, un mismo espacio puede ser, a la vez, Parque Natural, Lugar de Importancia Comunitaria (LIC), Zona de Especial Protección para las Aves (ZEPA) y Reserva de la Biosfera

La RENPA es, sin duda, la red de carácter regional de espacios protegidos más importante en número y superficie de la Unión Europea.

La RENPA está integrada por 242 espacios que, en conjunto, abarcan una superficie del orden de 2,8 millones de hectáreas, de las que 2,7 millones son terrestres (lo que representa aproximadamente el 30,5% de la superficie de Andalucía) y el resto son marítimas. Es la red más importante en superficie y en número de espacios protegidos de la Unión Europea, encontrándose en ella los ecosistemas más representativos de Andalucía.

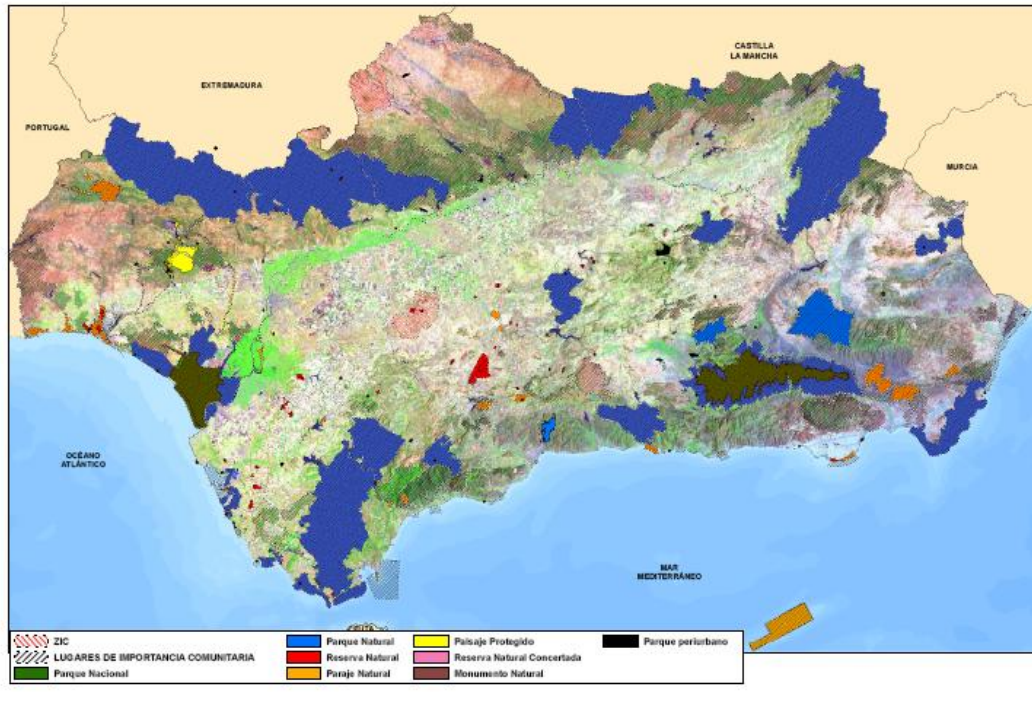


FIGURA 8: MAPA DE LOS ESPACIOS PROTEGIDOS DE ANDALUCÍA

### 5.1.3.2 Red Natura 2000

La denominada red Natura 2000 se configura como una red ecológica europea de Zonas Especiales de Conservación (ZEC) y su creación viene establecida en la Directiva 92/43/CEE del Consejo, relativa a la conservación de hábitats naturales y de la fauna y flora silvestres, conocida como Directiva Hábitats

En la Directiva se recoge expresamente que se integran en esta red las Zonas Especiales de Protección para Aves (ZEPA) ya clasificadas como tal o las que se clasifiquen en un futuro en virtud de la Directiva 79/409/CEE del Consejo, relativa a la conservación de las aves silvestres, conocida con Directiva Aves.

La Directiva 92/43/CEE se traspuso al ordenamiento jurídico interno mediante el Real Decreto 1997/1995, en el que se atribuye a las Comunidades Autónomas la designación de los lugares y la declaración de las ZEC.

Mapa de Andalucía de LIC



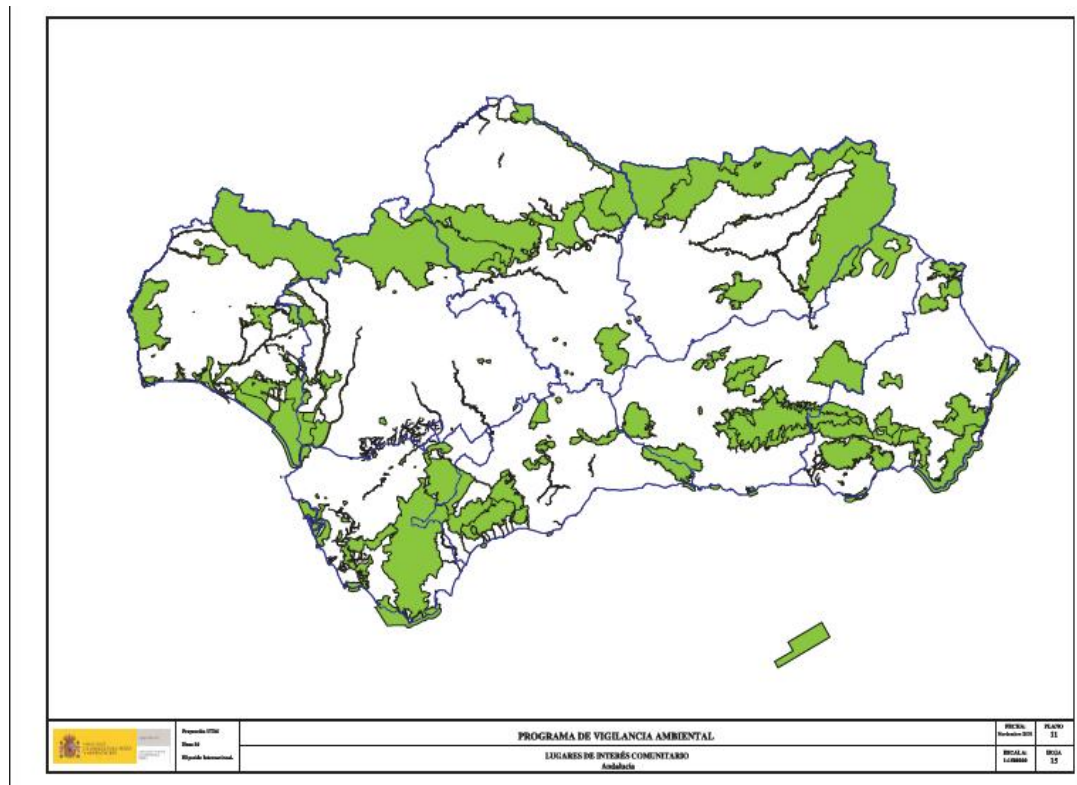


FIGURA 9: MAPA DE LAS ZONAS LIC DE ANDALUCÍA

### 5.1.3.3 Conclusión característica de la zona

La parcela donde se ubica la central como podemos ver no está catalogada como LIC, ni ZEPA, ni RENPA. Se encuentra en una zona de parcelación agraria con poco interés natural.

Es una zona de morfologías suaves, donde el componente antrópico es próximo;

- Caseríos y terrenos con edificaciones, naves agrícolas colindantes
- Carretera comarcal cercana, aproximadamente a 1 Km.
- A 2 Km del pueblo de “Los Rosales”
- A unos 5 km de la vía del tren de cercanías de Andalucía y del AVE
- Líneas de alta tensión cercanas
- Colindante al canal de riego.

Las parcelas de alrededores son también dedicadas al cultivo, principalmente frutales, maíz, algodón y trigo. No se dan dehesas ni zonas de arbolado autóctono.

La fauna se limita al tránsito de algún conejo, liebre, o tórtola y pequeños roedores.

### 5.1.4 Identificación y Valoración de Impactos

Vamos a identificar los posibles impactos que se pueden producir debido al sistema de receptor central, al campo de heliostatos, y a la Red eléctrica en las distintas fases del proyecto mediante una matriz que podemos observar en el anexo.

Fases:

- Construcción
- Explotación
- Cese de Explotación y desmantelamiento

Los impactos posibles se señalarán con un “X” y en color *verde* para los no significativos y *rojos* para los significativos, que son los que valoraremos posteriormente.

Una vez identificados los impactos es necesario proceder a la valoración de los mismos según el RD 1131/88.

El valor de un impacto depende de dos cualidades, “*importancia*” que se refiere a la calidad ambiental de entorno afectado, y “*Magnitud*”, que se refiere a la cantidad afectada. Según la legislación utilizaremos diferentes términos para analizar estas cualidades.

#### 5.1.4.1 Valoración en fase de construcción

- Vulnerabilidad del suelo al derramarse vertidos líquidos.
  - Este es un impacto de signo (-), de intensidad parcial, extensivo, inmediato, fugaz, irreversible, recuperable, sinérgico, acumulativo, directo, impredecible.
  - Magnitud: Severo
- Residuos sobrantes de los movimientos de tierra, de los materiales de construcción.
  - Importancia: Este es un impacto de signo (-), de intensidad parcial, puntual, inmediato, fugaz, reversible, recuperable, no sinérgico, simple, directo, impredecible.
  - Magnitud: Moderado
- Residuos de aceites usados de la maquinaria.
  - Importancia: Este es un impacto de signo (-), de intensidad parcial, puntual, inmediato, fugaz, irreversible, recuperable, sinérgico, acumulativo, directo, impredecible.
  - Magnitud: Severo
- Polvo producido en toda la construcción.
  - Importancia: Este es un impacto de signo (-), de intensidad parcial, extensivo, inmediato, fugaz, reversible, recuperable, no sinérgico, simple, directo, impredecible.
  - Magnitud: Moderado
- Creación de puestos de trabajo directos durante las obras.
  - Importancia: Este es un impacto de signo (+), de intensidad parcial, extensivo, inmediato, fugaz, reversible, recuperable, no sinérgico, simple, directo, impredecible.
  - Magnitud: Compatible
- Ruidos de obras
  - Importancia: Este es un impacto de signo (-), de intensidad parcial, extensivo, inmediato, fugaz, reversible, recuperable, no sinérgico, simple, directo, impredecible.
  - Magnitud: Compatible
- Creación de puestos de trabajo indirectos, industria de los componentes, de las actividades mecánicas, civil, eléctrica y de mantenimiento industrial
  - Importancia: Este es un impacto de signo (+), de intensidad parcial, extensivo, inmediato, fugaz, reversible, recuperable, no sinérgico, simple, indirecto, impredecible.
  - Magnitud: Compatible
- Incremento de la actividad en el sector servicios en el entorno de la obra de la planta y del tendido eléctrico.

- Importancia: Este es un impacto de signo (+), de intensidad parcial, extensivo, inmediato, fugaz, reversible, recuperable, no sinérgico, simple, directo, impredecible.
- Magnitud: Compatible

#### 5.1.4.2 Valoración en fase de explotación

- Residuos de limpieza de los sistemas. Aceites, productos de limpieza...
  - Importancia: Este es un impacto de signo (-), de intensidad parcial, puntual, inmediato, fugaz, irreversible, recuperable, sinérgico, simple, directo, impredecible.
  - Magnitud: Severo
- Residuos creados en el taller.
  - Importancia: Este es un impacto de signo (-), de intensidad parcial, puntual, inmediato, fugaz, reversible, recuperable, sinérgico, simple, directo, impredecible.
  - Magnitud: Compatible
- Impacto visual de las estructuras y tendido eléctrico.
  - Importancia: Este es un impacto de signo (-), de intensidad total, extensivo, inmediato, permanente, irreversible, recuperable, sinérgico, simple, directo, constante.
  - Magnitud: Crítico
- Muerte de aves por tendido eléctrico
  - Importancia: Este es un impacto de signo (-), de intensidad parcial, extensivo, inmediato, permanente, irreversible, irrecuperable, sinérgico, acumulativo, directo, impredecible.
  - Magnitud: Severo
- Creación de trabajo
  - Importancia: Este es un impacto de signo (+), de intensidad parcial, puntual, inmediato, permanente, reversible, recuperable, sinérgico, simple, directo, constante.
  - Magnitud: Compatible
- Producción eléctrica sin utilización de un combustible fósil: ahorro de recurso no renovable.
  - Importancia: Este es un impacto de signo (+), de intensidad parcial, puntual, inmediato, permanente, reversible, recuperable, sinérgico, acumulativo, indirecto, constante.
  - Magnitud: Compatible
- Ahorro de la combustión: se evita la emisión de gases contaminantes. A nivel global, se produce un ahorro de las emisiones asociadas.
  - Importancia: Este es un impacto de signo (+), de intensidad parcial, puntual, inmediato, permanente, irreversible, irrecuperable, sinérgico, acumulativo, indirecto, constante.
  - Magnitud: Compatible

#### 5.1.4.3 Cese de explotación y desmantelamiento

- Residuos
  - Importancia: Este es un impacto de signo (-), de intensidad parcial, puntual, inmediato, fugaz, reversible, recuperable, sinérgico, simple, directo, impredecible.
  - Magnitud: Severo
- Ruido

- Importancia: Este es un impacto de signo (-), de intensidad parcial, extensivo, inmediato, fugaz, reversible, recuperable, no sinérgico, simple, directo, impredecible.
- Magnitud: Compatible
- Creación de trabajo.
  - Importancia: Este es un impacto de signo (+), de intensidad parcial, puntual, inmediato, permanente, reversible, recuperable, sinérgico, simple, directo, constante.
  - Magnitud: Compatible

### **5.1.5 Medidas Preventivas y Correctoras**

---

Una vez valorados los impactos ambientales producidos por el proyecto, se proponen una serie de medidas destinadas a evitar, compensar o corregir los impactos producidos:

- Colocación de árboles en la delimitación de la planta, para mitigar el impacto ambiental, la elevación de polvo en las fases de construcción y cese del proyecto.
- Regar la superficie para evitar el levantamiento de polvo en las fases de construcción y cese del proyecto.
- Creación y colocación de una balsa para el cemento en la fase de construcción
- Cursos a los operarios para el buen tratamiento de los residuos
- Colocación de mecanismos en la red eléctrica que eviten que los pajaros se electrocuten.

### **5.1.6 Conclusión Informe Ambiental**

---

Debido a la localización de nuestra planta y la legislación existente, no es obligatorio realizar un Estudio de Impacto Ambiental. Esta es una tecnología muy reciente creemos que hay un vacío legal respecto al impacto ambiental de esta. Por lo que consideramos importante hacer un pequeño informe con la valoración de los impactos y las medidas preventivas que tomaremos.

## 6. ANÁLISIS DE RADIACIÓN

### 6.1 IRRADIANCIA DE DISEÑO

Para obtener la irradiancia en el punto de diseño de la central se ha optado por analizar el problema desde dos fuentes diferentes. La primera de ellas corresponde a cinco estaciones agroclimáticas cercanas a nuestro emplazamiento, obtenidas de la web de la Junta de Andalucía. La segunda corresponde con el programa Meteonorm, el cual genera un año meteorológico tipo a partir de la base de datos que tiene de estaciones cercanas al emplazamiento seleccionado.

A continuación se presentan de manera detallada los resultados obtenidos.

#### 6.1.1 Base de Datos de estaciones Agroclimáticas de la Junta de Andalucía

Los valores que proporciona la Junta de Andalucía a través de la web son las medias y medianas de los valores horarios de la radiación directa normal que corresponden con la media y mediana de la irradiancia directa normal. Estos valores los muestra para un año meteorológico tipo, es decir, a partir de los aproximadamente 4 o 5 años de medidas de radiación, elabora un año meteorológico tipo.

El primer punto a tener en cuenta, es que se observa que los valores de media y mediana difieren mucho unos de otros, por lo que sería erróneo asemejar dicha distribución a una normal, en la cual, la media y mediana deben de ser iguales.

Debido a que a priori se desconoce cuál de los dos valores es con el que se debiera de trabajar, se opta por analizar la radiación tanto con los valores medios como con las medianas.

Con objeto de alcanzar un valor de irradiancia de diseño lo más coherente posible con el emplazamiento seleccionado, se opta por analizar las series de datos de medias y medianas por separado.

Se ha optado por seleccionar el punto de diseño como aquel que posea una frecuencia de aparición de más de un 95%.

Las estaciones con las que se ha trabajado, por estar localizadas a menos de 50 km de nuestro emplazamiento, son:

- Estación de Carmona.
- Estación de Guillena.
- Estación de la Rinconada
- Estación de Lora del Río.
- Estación de Villanueva del Río.

En la siguiente imagen se muestra la localización de las estaciones y de la planta, obtenida mediante Google Earth.



FIGURA 10: LOCALIZACIÓN DE ESTACIONES AGROCLIMÁTICAS Y PLANTA TERMOSOLAR

En las siguientes figuras se muestran los gráficos de frecuencia de irradiancia en cada una de las estaciones y para los valores de media y mediana.

En ellas se observa que los valores de irradiancia para las medianas son mayores que para las medias. Así mismo, los valores de irradiancia normal resultan ser menor de lo esperado para el emplazamiento seleccionado. La posible causa puede ser que, dado que las estaciones meteorológicas no disponen de pirheliómetro, los algoritmos utilizados para obtener los valores de irradiancia directa normal a partir de radiación global horizontal son excesivamente conservadores y por lo tanto erróneos.

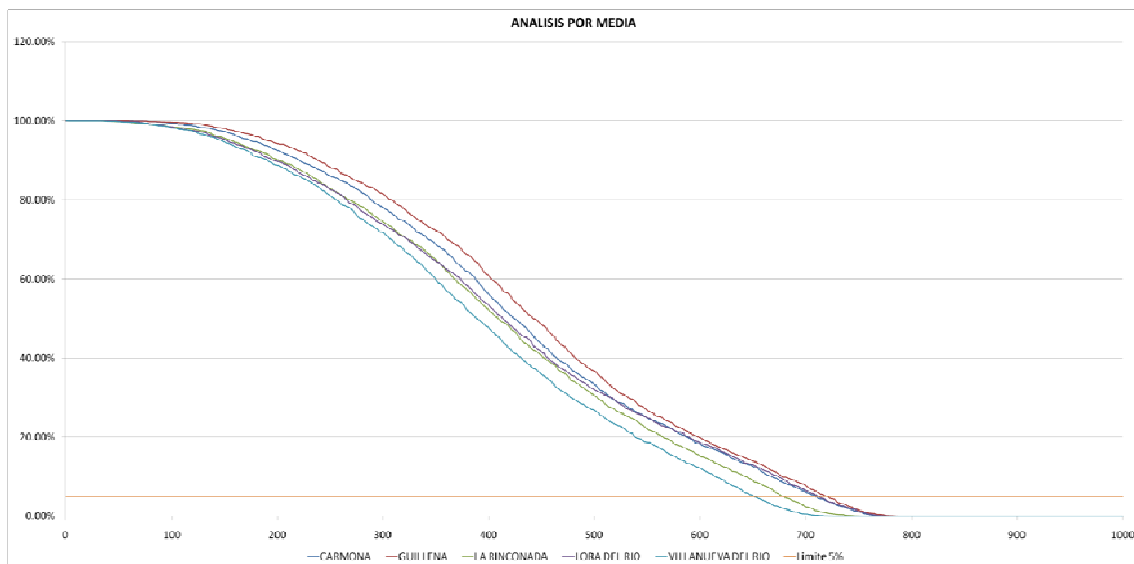
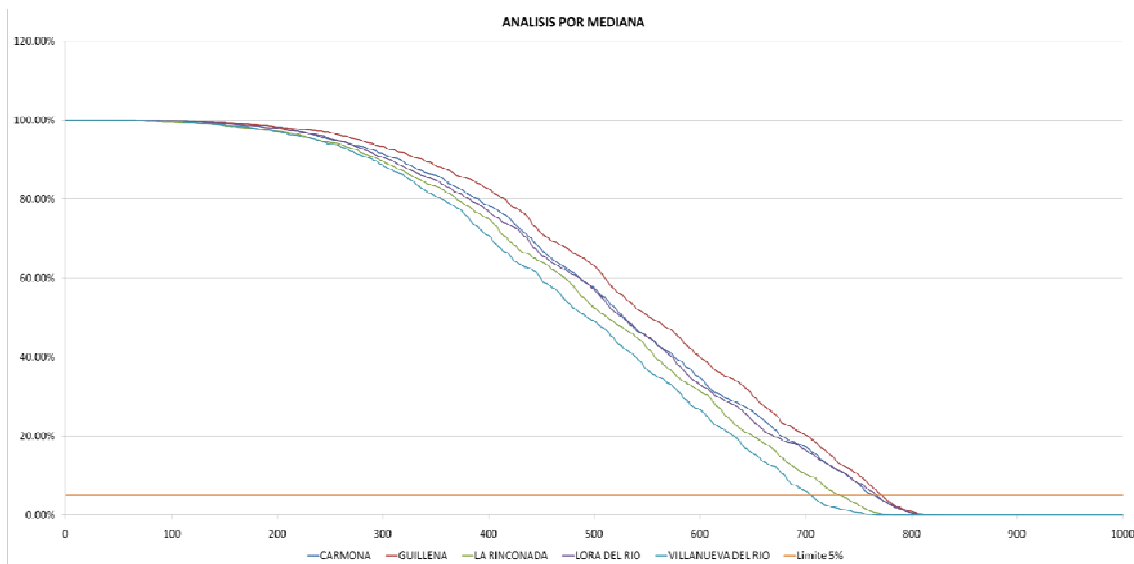


FIGURA 11: CURVA DE FRECUENCIA DE IRRADIANCIA MEDIA



**FIGURA 12: CURVA DE FRECUENCIA DE IRRADIANCIA MEDIANA**

En la siguiente tabla se muestran los valores de irradiancia de diseño obtenidos para cada una de las estaciones y para los valores medios y de mediana:

	Según Media (W/m <sup>2</sup> )	Según Mediana (W/m <sup>2</sup> )
Estación de Carmona	711	766
Estación de Guillena	722	773
Estación de la Rinconada	680	734
Estación de Lora del Río	713	768
Estación de Villanueva del Río	652	706
<b>VALOR MEDIO</b>	<b>695,6</b>	<b>749,4</b>

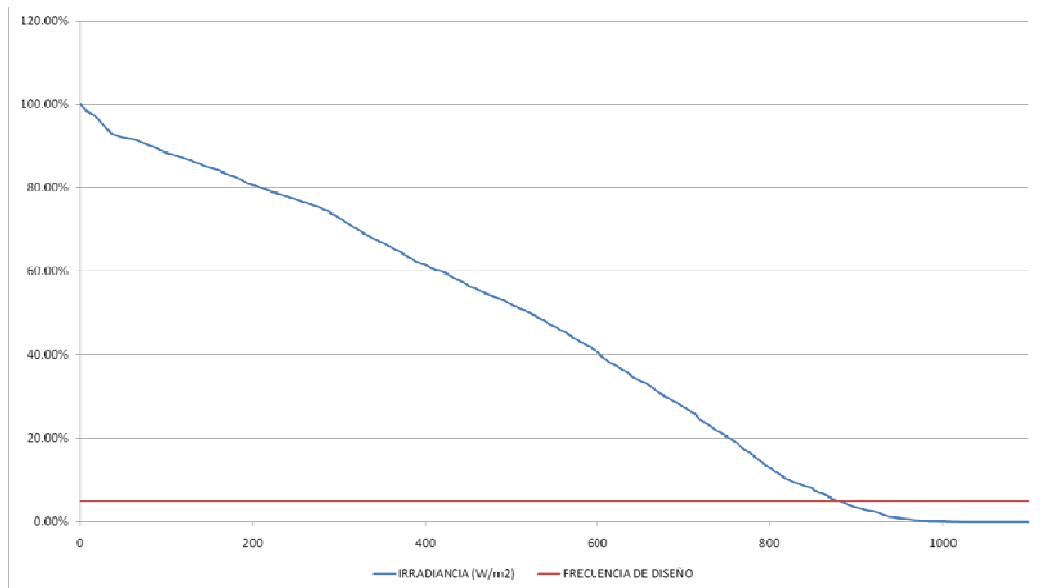
**TABLA 4: IRRADIANCIAS DE DISEÑO SEGÚN ESTACIONES AGROCLIMÁTICAS**

Como se comentó anteriormente, los valores obtenidos de IDN (irradiancia directa normal) resultan ser demasiado bajos, y por este motivo se optó por realizar otro análisis usando la herramienta Meteonorm, con objeto de seleccionar un valor que sea coherente con el emplazamiento.

## 6.1.2 Base de Datos de Meteonorm

El programa Meteonorm dispone de una base de datos de varios años y de varias estaciones meteorológicas en tierra con las que, definido un emplazamiento, genera un año meteorológico tipo.

Realizando el mismo análisis que en el caso anterior para la serie de datos de IDN que se obtiene con Meteonorm, se obtiene la gráfica de frecuencia que se muestra a continuación:



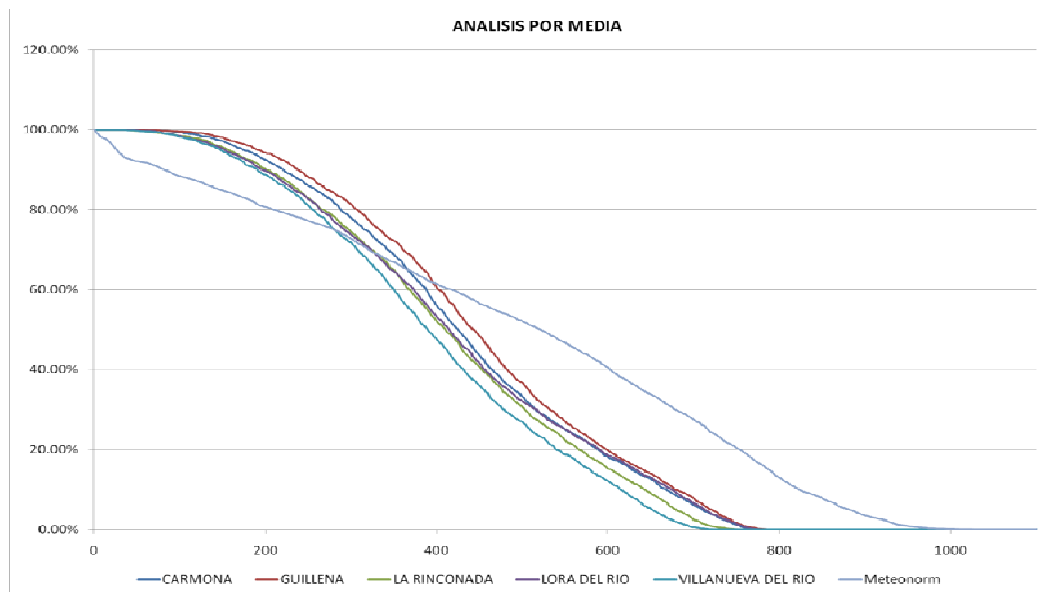
**FIGURA 13: CURVA DE FRECUENCIA IRRADIANCIA MEDIO (METEONORM)**

Se observa que los valores de IDN son más coherentes con el emplazamiento seleccionado.

Un aspecto a tener en cuenta de la serie de datos arrojada por Meteonorm en comparación con la obtenida de la página web de la Junta de Andalucía, es que, aunque el valor de IDN sea mayor, la dispersión de valores es también mayor. Lo esperado para un buen emplazamiento, es que se tenga una curva de frecuencia lo más mantenida posible al 100% para valores cercanos a cero y hasta unos 300 W/m<sup>2</sup>, ya que implica que se presentan muy pocas veces valores bajos de IDN y por lo tanto resulta beneficioso para la producción de la planta. En este aspecto, los valores mostrados por la web de la Junta de Andalucía presentan mejores resultados que los de Meteonorm.

En la siguiente gráfica se muestran tanto las series de datos de las estaciones agroclimáticas de la Junta de Andalucía como la de Meteonorm, donde se puede observar de manera clara lo comentado anteriormente.





**FIGURA 14: CURVAS DE FRECUENCIA DE IRRACIANCIA DE TODAS LAS BASES DE DATOS**

El valor de irradiancia de diseño obtenido a través de la serie de datos de Meteonorm es **881  $W/m^2$** .

Este valor de irradiancia se ajusta mejor al emplazamiento seleccionado, por lo que la decisión que se ha tomado corresponde a un valor de irradiancia de diseño comprendido entre ambos análisis, pero más cercano al obtenido con los datos de Meteonorm.

Para decidir el valor de irradiancia, también se ha recurrido a los puntos de diseño que se seleccionaron para las plantas PS10 y PS20 que Abengoa Solar tiene en Sanlúcar la Mayor, que correspondían con valores de **850  $W/m^2$** .

Con todo esto, el valor de irradiancia de diseño elegido para la planta es:

***Irradiancia de Diseño: 850  $W/m^2$***

## 6.2 MODELO DE RADIACIÓN UTILIZADO POR WINDELSOL

Para tener el valor de radiación a lo largo del año, el programa WinDelsol utiliza una serie de días tipos, a partir de los cuales obtiene una extrapolación a lo largo de todo el año.

La definición de la radiación en esos días la determina a partir de un modelo de cielo claro definido por el usuario y aplicándole a su vez un factor de nubosidad que determina la cantidad de esa radiación que es directa y difusa y que por lo tanto no puede ser aprovechada por la planta termosolar.

Los modelos de cielo claro que están disponibles en WinDelsol son:

- Modelo de Meinel:

$$S = S_0 \{ (1.0 - 0.14ALT) \exp(-0.357(\sec\theta_s)^{0.678}) + 0.14ALT \}$$

- Modelo de Hottel:

$$S = S_0 \{a + b \exp(-c \sec \theta_s)\}$$

- Radiación Constante:

$$S = \text{Cte}$$

- Modelo de Allen:

$$S = S_0 \left\{ 1.0 - 0.263 \left( \frac{DH2O + 2.72}{DH2O + 5.0} \right) (m \times DPRES)^\gamma \right\}$$

- Modelo de Moon:

$$S = S_0 \left\{ 0.183 \exp(-m \times DPRES / 0.48) + 0.715 \exp(-m \times DPRES / 4.15) + 0.102 \right\}$$

Donde:

- ALT=altura (km)
- $a = 0.4237 - 0.00821 \cdot (6 - ALT)^2$
- $b = 0.5055 + 0.00595 \cdot (6.5 - ALT)^2$
- $c = 0.2711 - 0.01858 \cdot (2.5 - ALT)^2$
- m corrección de masa de aire:
  - $m = \frac{1}{\cos \theta_s}$  si  $\theta_s < 60^\circ$
  - $m = \frac{1}{\cos \theta_s} - 41.972213 \cdot (90 - \theta_s)^\beta$  si  $\theta_s < 60^\circ$
  - $\beta = -2.0936381 - 0.04117341 \cdot (90 - \theta_s) + 0.000849854 \cdot (90 - \theta_s)^2$
- DH2O: precipitación de agua (mm).
- DPRES: presión atmosférica/presión nivel del mar.
- $\gamma = 0.367 \cdot \left( \frac{DH20 + 11.53}{DH20 + 7.88} \right)$
- $S_0 \left( \frac{kW}{m^2} \right) = 1.353 + 0.045 \cdot \cos \left( 2\pi \frac{Dia + 10}{365} \right)$ , irr. extraterrestre

En la siguiente figura se muestra la diferencia entre cada modelo a lo largo del cenit solar.

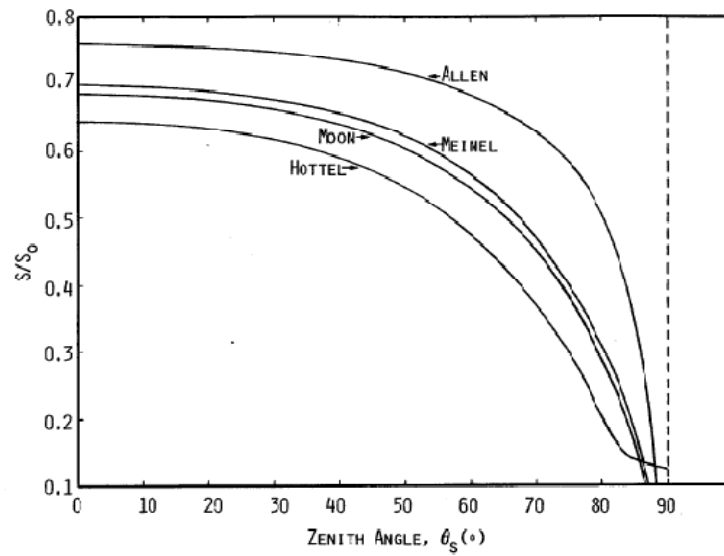
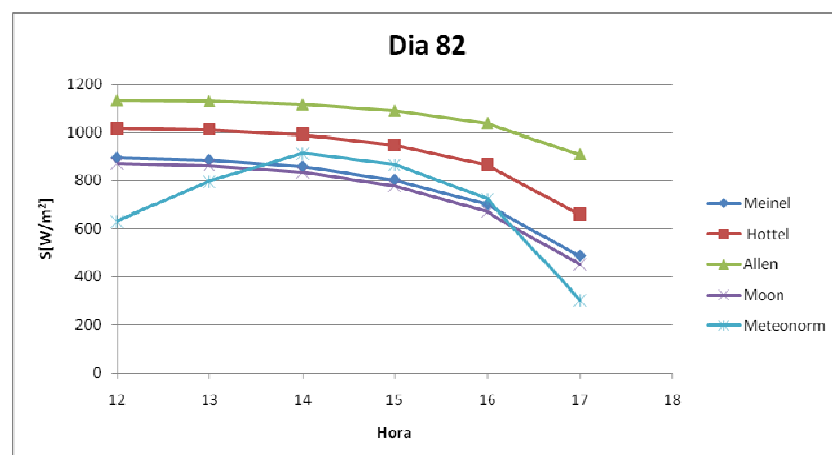
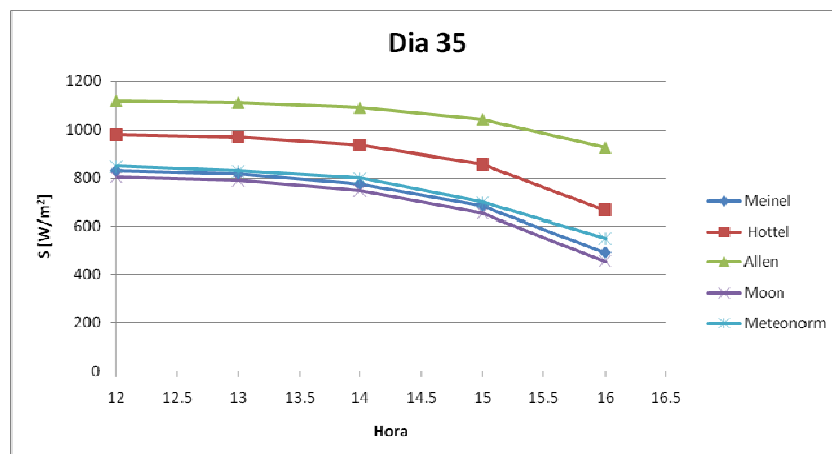
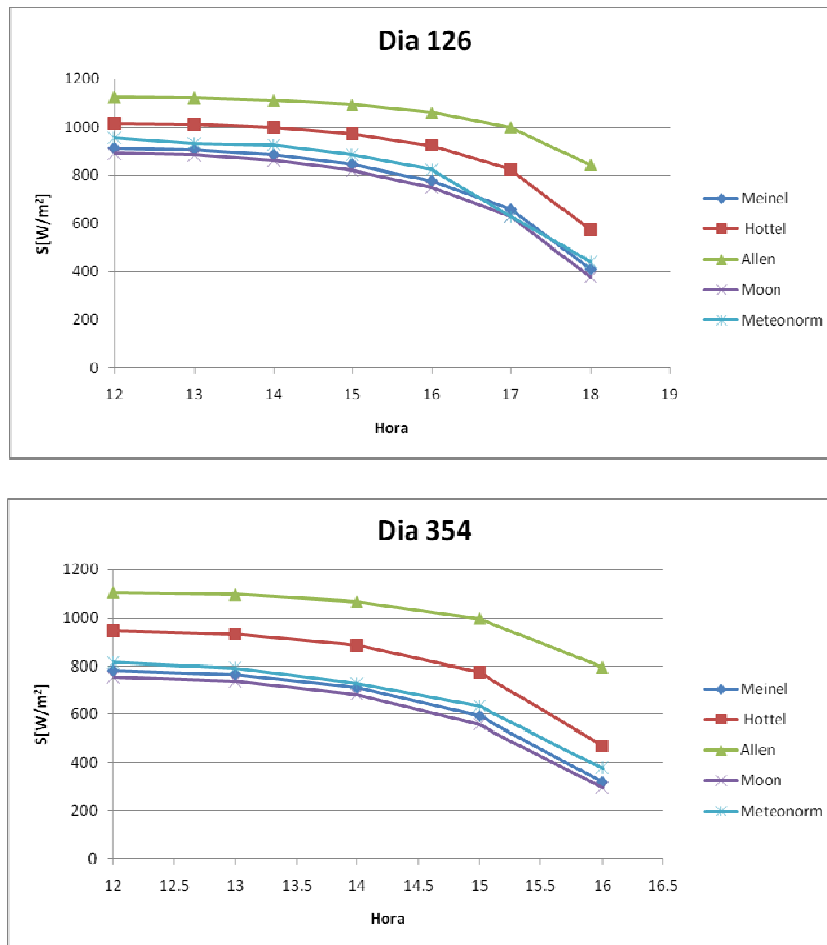


FIGURA 15: DIFERENCIAS ENTRE MODELOS DE CIELO CLARO

En la siguiente figura se muestran los distintos valores obtenidos para cada uno de estos modelos comparados con los valores ofrecidos por el programa Meteonorm.





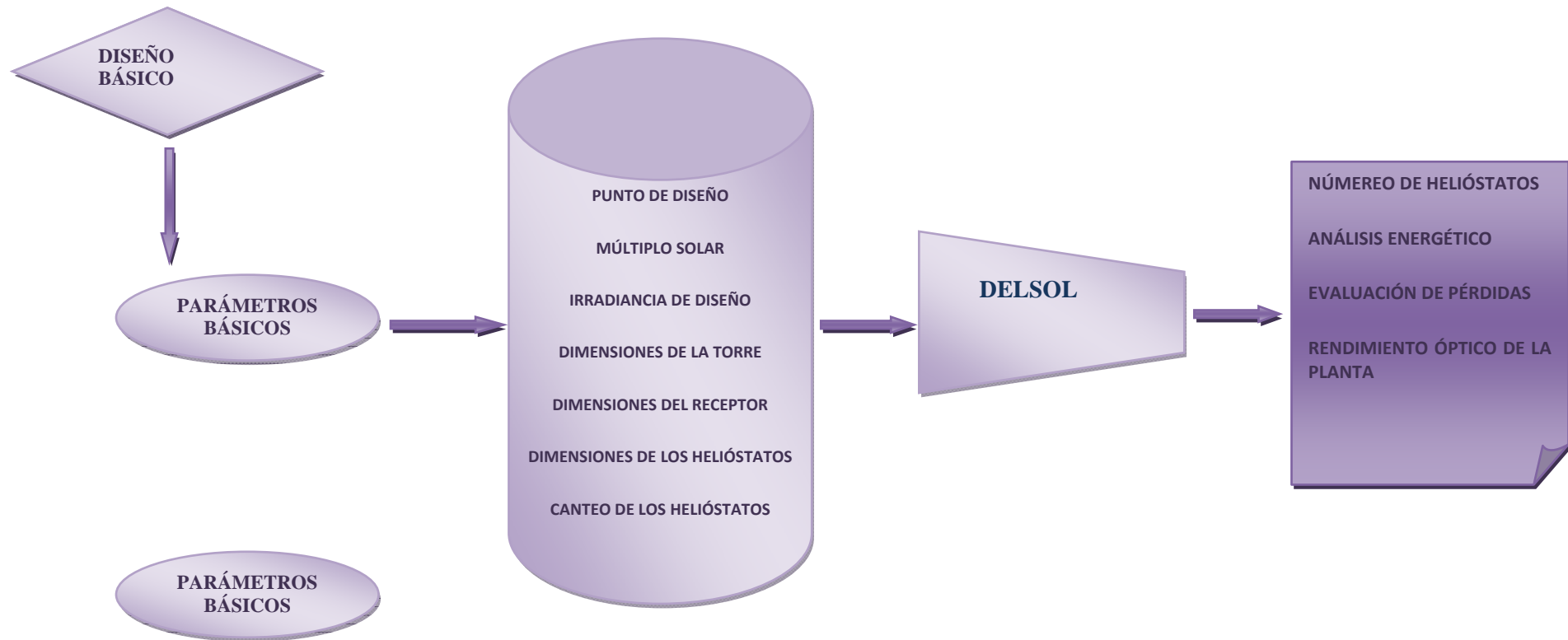
**FIGURA 16: COMPARACIÓN ENTRE MODELOS DE CIELO CLARO Y DATOS DE METEONORM PARA LOS DISTINTOS DÍAS TIPO**

De los datos anteriores se puede concluir que el modelo de radiación que mejor se adapta a los datos de la zona es el modelo de Meinel.

Una vez elegido el modelo de radiación solar, hay que elegir el factor de nubosidad. Para ello se compara el valor de radiación obtenido con el Meteonorm ( $1866 \text{ kWh/m}^2$ ) y el valor anual obtenido con el modelo de Meinel ( $2685 \text{ kWh/m}^2$ ):

El factor de nubosidad promedio anual sobre un año claro es 0,69.

## 7. PROCEDIMIENTO DE OPTIMIZACIÓN FASE 1



## 8. DISEÑO DE LA PLANTA

La optimización de los parámetros de diseño de la planta se realizó utilizando DELSOL, este es un código que usa un método analítico de Hermite con expansión y convolución polinómica de los momentos para la predicción de las imágenes de los helióstatos. El campo es dividido en zonas radiales y acimutales, para evaluar su comportamiento. Se calculan los efectos de diferentes factores como la insolación, el factor coseno, las sombras y bloqueos entre helióstatos y las pérdidas de interceptación en el receptor. También se calculan las pérdidas debidas a la atenuación atmosférica, la reflectividad de los espejos, la reflectividad del receptor, la radiación y la convección del receptor y las pérdidas en las tuberías.

A continuación se describen los parámetros de diseño de la planta optimizados con DELSOL y el análisis de los mismos.

### 8.1 PUNTO DE DISEÑO

Las componentes del sistema se especificarán para el día 21 de marzo, que es el equinoccio de primavera. De acuerdo a los estudios de radiación expuestos anteriormente, la irradiación de diseño es  $850 \text{ W/m}^2$ . De acuerdo a las condiciones del campo, los días con valores de irradiación que superen los  $1000 \text{ W/m}^2$  se tendrán que desenfocar alrededor de unos 250 helióstatos.

### 8.2 MÚLTIPLO SOLAR

El múltiplo solar es el cociente entre la potencia térmica absorbida por el fluido en el receptor y suministrada en la base de la torre en el punto de diseño y la potencia térmica pico requerida por el sistema turbina-generador. La planta se diseñó con un múltiplo solar de 1.5, para tener 2.8 horas equivalentes de almacenamiento a plena carga.

La relación entre la potencia térmica del receptor y la potencia eléctrica está afectada por el múltiplo solar, como se muestra en la siguiente figura. Con un múltiplo solar mayor, se tendrá mayor potencia en el receptor ( $\text{MW}_t$ ) para una determinada potencia de diseño ( $\text{MW}_d$ ).

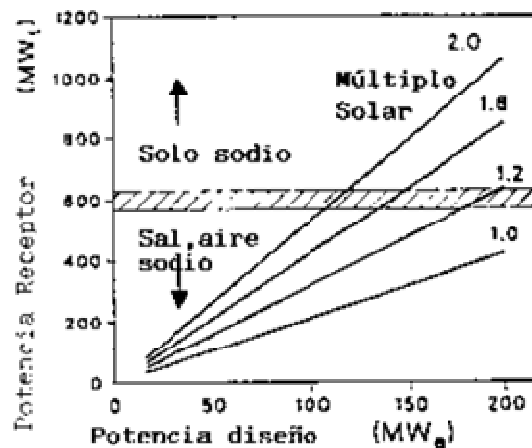


FIGURA 17: POTENCIA DEL RECEPTOR EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DE DISEÑO Y EL MÚLTIPLO SOLAR

### 8.3 FACTOR DE CAPACIDAD

---

El factor de capacidad de la planta es de 0.253, entiéndase por factor de capacidad, la energía producida en un intervalo de tiempo determinado (generalmente un año) dividida por la energía que debería haber sido producida si la planta hubiera operado a su máxima capacidad durante el mismo período de tiempo. Este factor depende de la insolación específica del emplazamiento, de la configuración utilizada y de la fiabilidad de los componentes (averías y mantenimiento), por esta razón puede verse reducido por diferentes factores como malos índices de insolación y las paradas técnicas de la planta.

### 8.4 FLUIDO DE TRABAJO

---

En este caso las sales fundidas son el fluido de trabajo y además se encargan de enfriar el receptor. Estas sales están formadas por un 40% de nitrato potásico y un 60% de nitrato de sodio. Se calientan entre 288°C y 566°C en el receptor, para ser transportadas en tuberías hasta el almacenamiento térmico del que se extraen para generar vapor en una turbina de 30MWe para producir electricidad.

La temperatura de fusión de las sales se encuentra entre 150°C-250°C, temperatura a la cual las sales se cristalizan, por esta razón los elementos del sistema deben ir traceados y la temperatura más baja del sistema de almacenamiento debe superar los 250°C, para evitar que las sales se solidifiquen y bloqueen el sistema de tuberías.

La temperatura máxima de operación es 600°C, a temperaturas superiores se convierten en nitritos, sin embargo a temperaturas inferiores el proceso es seguro. Estas sales no son tóxicas pero se consideran un oxidador fuerte, esta característica es muy importante a la hora de seleccionar los materiales del tanque de almacenamiento y otros componentes del sistema.

### 8.5 DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO DE HELIÓSTATOS

---

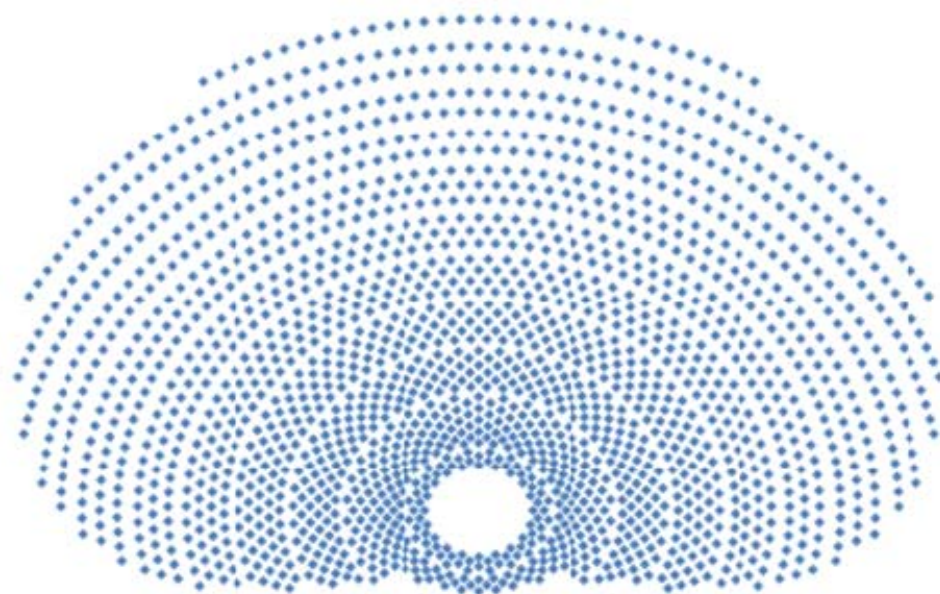


FIGURA 18: DISTRIBUCIÓN DEL CAMPO DE HELIÓSTATOS

La planta de torre central tendrá distribución circular. Para el mallado del campo de helióstatos, el terreno se dividió en 12 sectores acimutales de igual tamaño y 12 divisiones radiales alrededor de la torre. La posición radial mínima de los helióstatos a la torre es 82.5 m y la posición radial máxima de los helióstatos a la torre es 877 m, como se muestra en la siguiente figura.

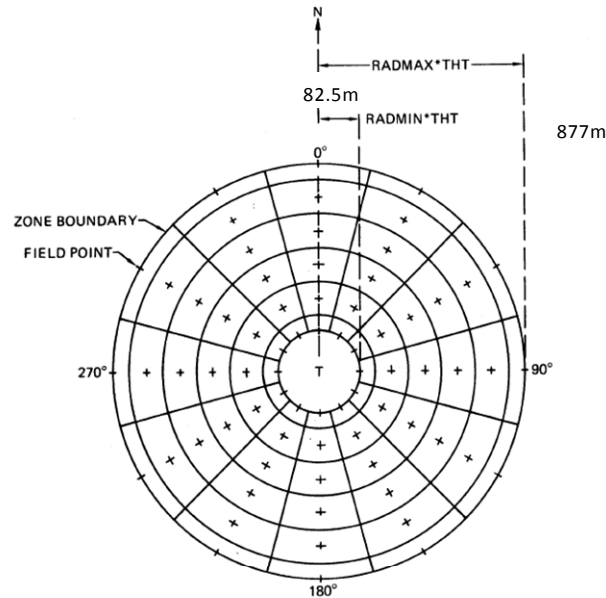


FIGURA 19: DIVISIÓN DEL CAMPO EN ZONAS ACIMUTALES Y ZONAS RADIALES

## 8.6 SISTEMA DE CAPTACIÓN DE ENERGÍA

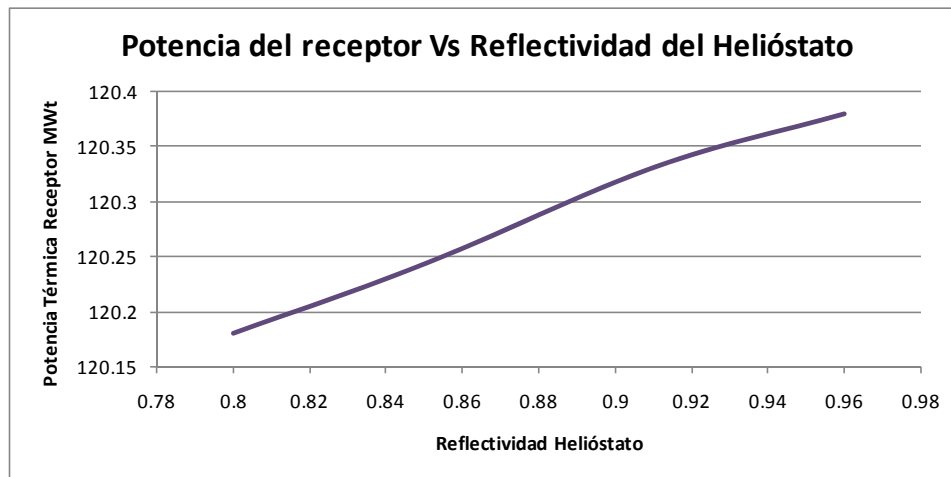
El tamaño del receptor, la torre y el campo de helióstatos están fuertemente relacionados con la potencia térmica final del receptor en el punto de diseño, por esto son claves a la hora de optimizar la producción de la misma. Se deben tener en cuenta aspectos como el tamaño y forma del helióstato, la configuración de sus facetas, el canteo y la curvatura de las mismas, el error óptico de la superficie reflectante del helióstato, la precisión de apunte, la gravedad y deformaciones por cargas de viento, además del número y distribución de los helióstatos en el campo, para minimizar la atenuación atmosférica, las sombras y los bloqueos, así como el factor coseno del campo.

También es necesario optimizar la visión que tendrá el receptor del campo de helióstatos, y todos los factores relativos a pérdidas de energía (reflectividad del helióstato, absorbancia del receptor, reradiación del receptor y pérdidas por convección en el receptor).

### 8.6.1 Helióstatos

La reflectividad de los helióstatos es una característica muy importante de los mismos e influye fuertemente en el comportamiento del sistema, porque afecta de forma directa a la cantidad de flujo que llegará al receptor, de esta forma al aumentar reflectividad se tendrá mayor potencia térmica en el receptor, como muestra la siguiente figura:

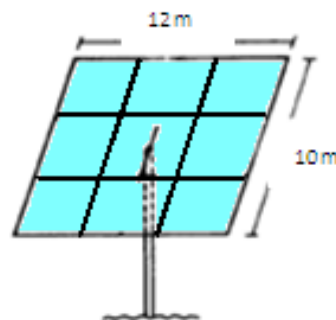




**FIGURA 20: POTENCIA DEL RECEPTOR EN FUNCIÓN DE LA REFLECTIVIDAD DE LOS HELIÓSTATOS**

El valor típico de reflectividad promedio anual de un campo es 0.90, este se alcanza haciendo dos limpiezas mensuales a los heliostatos fabricados de vidrio blanco con espejo de segunda superficie y 4 mm de espesor.

La planta está constituida por 1.916 heliostatos que ocupan un área total de 1.205 km<sup>2</sup>. Los heliostatos son de vidrio de alta reflectividad (0,9), tienen forma rectangular con dimensiones 10m de alto y 12m de ancho. La superficie de espejo cubre totalmente el área del heliostato, es decir la superficie reflectante de cada heliostato es de 120m<sup>2</sup> y el área reflectiva total del campo es de 229.920 m<sup>2</sup>.



**FIGURA 21: ESQUEMA DEL HELIÓSTATO**

Dado que el tamaño de la imagen producida por el heliostato en el receptor dependerá del tamaño del sol, los errores en el rendimiento del heliostato y el tamaño del mismo, reduciendo el tamaño de la contribución del heliostato se reduce también el tamaño de la imagen, lo que permite reducir las pérdidas por “spillage”, radiación y convección, así como el tamaño del receptor.

El canteo del heliostato se aproxima al enfoque perfecto, dividiendo el heliostato en un número de facetas (sub-espejos) y de esta forma reduciendo el tamaño del heliostato al tamaño de cada uno de sus facetas, lo que permite reducir el tamaño de la imagen en la superficie del receptor.

Cada una de estas facetas se desplaza respecto a las otras, de tal forma que los rayos de sol reflejados desde los puntos equivalentes a cada una coincidan en la superficie del receptor,

como se muestra en la siguiente figura. El desplazamiento de las facetas depende del ángulo entre el heliostato, el sol y el receptor y por esto varía con el tiempo.

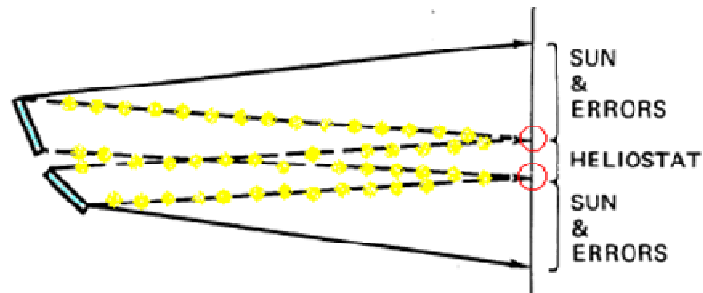


FIGURA 22: CANTEO DE LOS HELIÓSTATOS

Se ha visto que el canteo de los heliostatos es muy importante, dada su gran influencia junto con la distancia focal del espejo en el tamaño de la imagen formada por el heliostato en la superficie del receptor. Este canteo se optimiza, para reducir las pérdidas por “spillage” o desbordamiento con las correspondientes pérdidas de interceptación, que ocurren cuando la imagen es mayor que la superficie del receptor, con lo cual cada uno de los heliostatos de la planta está dividido en 9 facetas de dimensiones 4 m de ancho y 3.33m de alto, que estarán canteadas on-axis para producir imágenes más pequeñas con un flujo de mayor densidad en la superficie del receptor.

Como estrategia de apunte se tiene que, la imagen del heliostato se expande a lo largo de la altura del receptor que capta hasta un 95% del flujo, ya que el 5% restante se pierde por “spillage” o desbordamiento. Como muestra la figura, las imágenes más pequeñas de los heliostatos mejor enfocados (interiores) se puede extender en más posiciones de apunte que las grandes imágenes de los heliostatos no tan bien enfocados (exteriores). Esta estrategia de apunte reduce tanto el flujo pico, como los gradientes de flujo en el receptor y es la más apropiada para receptores externos en plantas con distribución circular. Dado que la imagen de los heliostatos tiene a cambiar con el tiempo, la estrategia de apunte también cambia con el tiempo, variando el número y posiciones de apunte.

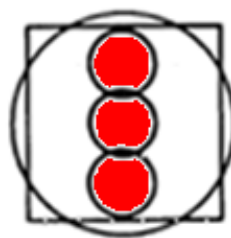


FIGURA 23: ESTRATEGIA DE APUNTE

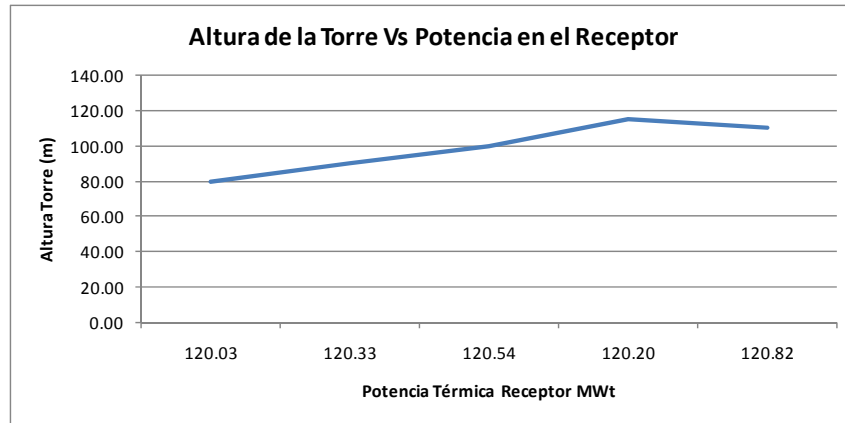
Todos los heliostatos deben corregir su posición cada cierto período de tiempo dependiendo de la distancia que tengan hasta el blanco al que apuntan, para mantener una precisión de apunte del orden de 1 a 2 mrad y así mismo mantener la distribución de temperaturas requeridas en los tubos del receptor dentro del rango de valores admisibles.

## 8.6.2 Torre y Receptor

La altura de la torre es muy sensible a la distribución del campo de heliostatos, en general los campos con distribución circular requieren alturas de torre menores que los campos con

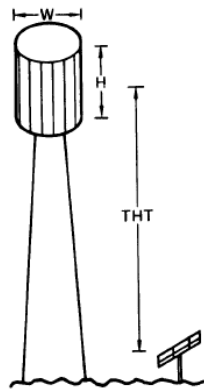
distribución norte, además un campo circular reduce significativamente la distancia de las últimas filas de helióstatos a la torre.

Al aumentar la altura de la torre se tiene más potencia térmica en el receptor, como lo muestra la siguiente figura, en la que se analiza el comportamiento del sistema para diferentes alturas de torre, entre 80-115m, donde la altura óptima es de 110m.



**FIGURA 24: POTENCIA DEL RECEPTOR PARA DIFERENTES ALTURAS DE TORRE**

La altura óptica (THT) de la torre, es decir la distancia desde la altura media del receptor hasta el plano del pivote de los helióstatos, es de 110m, que como se dijo anteriormente es la altura óptima para el sistema.



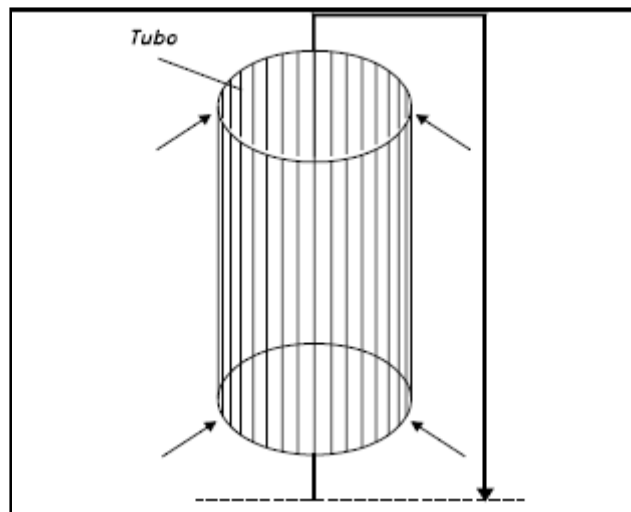
**FIGURA 25: ALTURA ÓPTICA DE LA TORRE**

En la torre se ubica el receptor cilíndrico externo, de tecnología de tubos, que está formado por tubos de pared delgada, por referencias tomadas del proyecto de la planta de torre central de Sener, cuyos resultados afirman que estos tubos permiten altos ratios de transferencia de calor, reducen los gradientes térmicos y por tanto mejoran el rendimiento.

Las dimensiones del receptor son, 10m de altura y 8m de diámetro. El área del absorbedor es 251,32 m<sup>2</sup>, este es el parámetro es proporcional a la potencia térmica de salida del receptor.

La potencia térmica del receptor en el punto de diseño es 165MWt, la temperatura de entrada y salida del fluido de trabajo es 288 °C- 566 °C respectivamente, con lo cual la temperatura promedio en la pared del receptor es 480 °C.

El receptor tiene una eficiencia del 88%, esta será la fracción de la energía térmica bruta transferida por el receptor al fluido de trabajo (sales fundidas) después de las pérdidas por radiación y convección.



**FIGURA 26: RECEPTOR EXTERNO CILÍNDRICO**

El receptor consta de conductos de pared delgada para mejorar su rendimiento. Para minimizar las pérdidas de presión en las sales es clave optimizar el número de paneles en el receptor y del circuito de sales. El material de superaleación recomendado es de base níquel que tiene excelentes propiedades mecánicas a fatiga de bajo ciclo (LCF) y a corrosión bajo tensión (SCC).

El flujo máximo de radiación admisible en el receptor es de  $1\text{MW}/\text{m}^2$ . Sobre el receptor el diámetro de la superficie de flujo incidente es 5m y La fracción de potencia incidente absorbida por este, antes de las pérdidas de convección y radiación es del 0.95%.

La longitud total de tubería de agua caliente, así como la longitud total de tubería de agua fría, para un solo módulo tiene un valor que es 2.6 veces la altura de la torre.

## **8.7 SISTEMA DE UTILIZACIÓN DE ENERGÍA**

### **8.7.1 Sistema de Almacenamiento**

El sistema de almacenamiento da autonomía a la planta, además de amortiguar los transitorios en el sistema, que se presentan como resultado de las variaciones de potencia por la radiación diaria.

El sistema de almacenamiento consiste en dos tanques de sales fundidas, uno caliente y otro frío. El uso de las sales permitirá trabajar a altas temperaturas, reducir el coste y tamaño del sistema de almacenamiento. Para el diseño del sistema de almacenamiento hay que tener en cuenta el múltiplo solar que como se dijo anteriormente es de 1.5, y también hay que tener en cuenta el factor de capacidad que se desea alcanzar, con lo cual el sistema de almacenamiento tendrá una capacidad de 45 MWt, para 2.8 horas equivalentes a plena carga, para tener un factor de capacidad del 25%.

A continuación se presenta la relación existente entre el múltiplo solar que es un parámetro de diseño y el factor de capacidad que es un parámetro de funcionamiento.

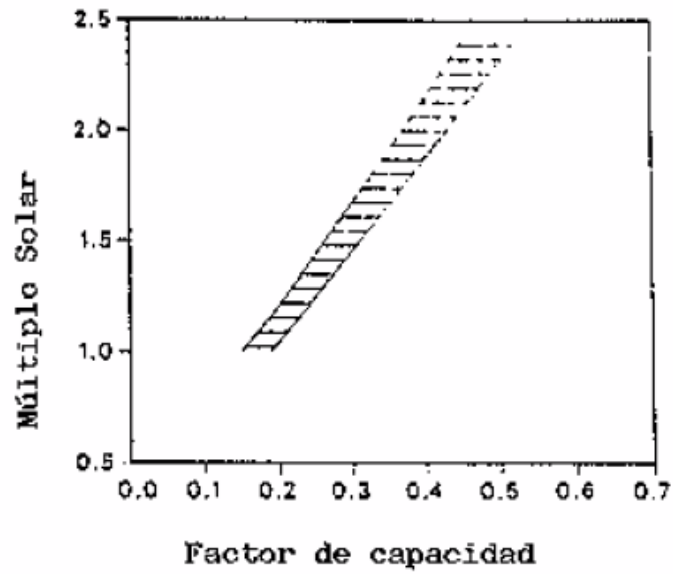


FIGURA 27: RELACIÓN DEL MÚLTIPLO SOLAR Y EL FACTOR DE CAPACIDAD

En la siguiente figura que describe la relación entre el factor de capacidad y las horas de almacenamiento, se observa que a mayor factor de capacidad tendremos mayor número de horas y mayor capacidad térmica de almacenamiento.

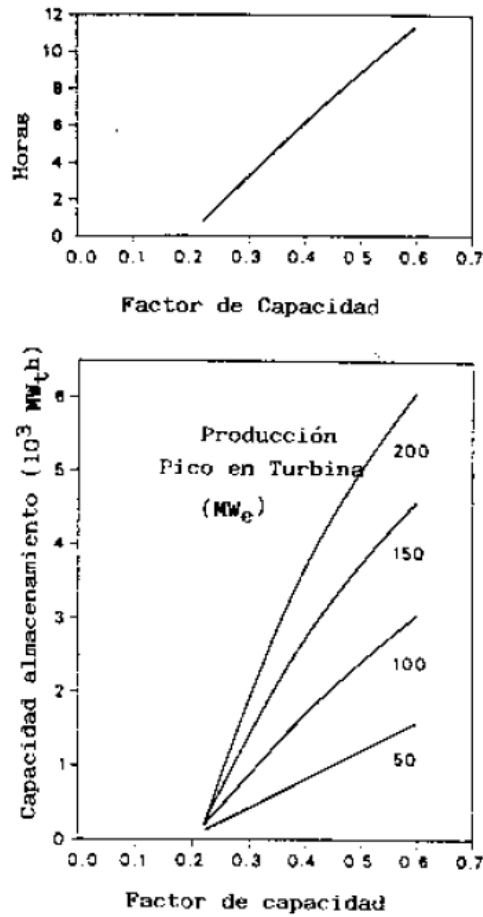


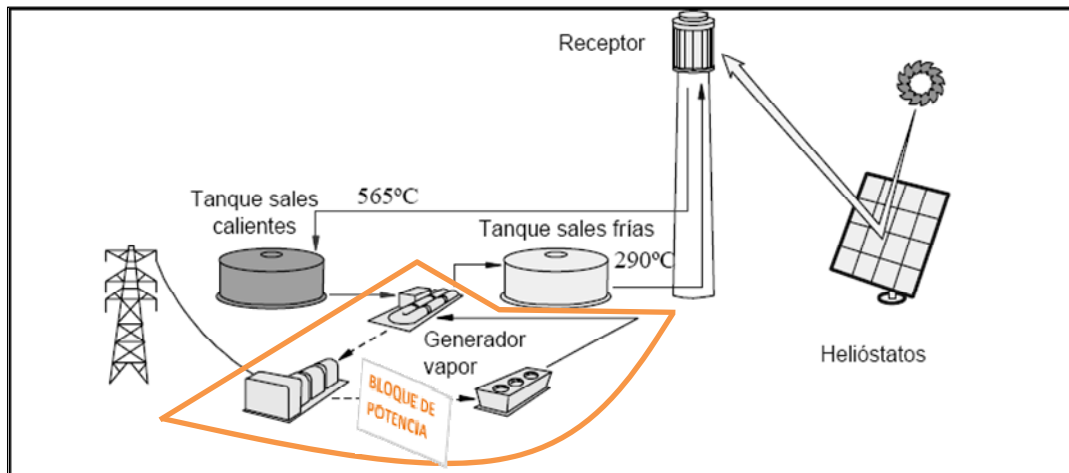
FIGURA 28: HORAS Y CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EN FUNCIÓN DEL FACTOR DE CAPACIDAD

## 8.7.2 Bloque de Potencia

---

A continuación se enumeran los componentes del bloque de potencia:

- Generador de vapor sobrecalentado
- Turbina de vapor
- Torre de refrigeración
- Centros de transformación



**FIGURA 29: BLOQUE DE POTENCIA**

La sal caliente es extraída del tanque de almacenamiento para generar vapor sobrecalentado y producir electricidad en una turbina de vapor de 89MWe, con un rendimiento del 37.5%.

## 8.8 CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO BÁSICO

A continuación se resumen las características de diseño de la planta termoeléctrica de torre central.

### EMPLAZAMIENTO

Latitud	37.5
Altura de la planta (km)	0.03
Factor de nubosidad	0.62
Irradiancia de diseño ( $w/m^2$ )	850
Potencia de diseño de la planta (MWe)	30
Número de zonas radiales	12
Número de zonas acimutales	12

### SISTEMA COLECTOR

Número de heliostatos	1,961	
Dimensiones de los heliostatos (m)	Horizontal	12
	Vertical	10
Area reflectiva ( $m^2$ )	229,920	
Area total de la planta ( $km^2$ )	1,205	
Reflectividad del espejo	0.91	
Densidad del espejo	1.0	
Distribución del campo	circular	
Distancia radial máxima de los heliostatos a la torre (m)	877	
Número de facetas canteadas por heliostato	9.0	
Tipo de canteo	on-axis	

**SISTEMA RECEPTOR**

Punto de diseño	Día	81
	Hora solar	0.0
Múltiplo solar		1.5
Dimensiones del absorbedor	Diámetro (m)	8.0
	Altura (m)	10.0
Area del absorbedor (m <sup>2</sup> )		251.32
Potencia en el punto de diseño (MWt)		165
Temperatura del fluido de trabajo entrada/salida (°C)		288 /566
Límite de fluio incidente (kW/m <sup>2</sup> )		1,000
Absortibilidad del receptor		0.965
Altura de la torre (m)		110

**SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TERMICO**

Capacidad(MWt)	45
Horas de equipamiento a plena carga	2.81
Número de tanques de almacenamiento	2
Factor de capacidad	0.253

**SISTEMA TURBOGENERADOR**

Potencia bruta de la turbina(MWe)	30
Rendimiento (%)	37.5

**TABLA 5: CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO BÁSICO DE LA PLANTA**

## 8.9 RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados del análisis energético de la planta obtenidos con DELSOL.

<b>ANÁLISIS ENERGÉTICO EN EL PUNTO DE DISEÑO</b>	
<b>CAMPO DE HELIÓSTATOS</b>	
Potencia en la Superficie Reflectiva (MW)	220.014
Eficiencia óptica del campo de helióstatos	0.667
<b>RECEPTOR</b>	
Potencia bruta receptor (MW)	149.535
Eficiencia receptor	0.9258
<b>BLOQUE DE POTENCIA</b>	
Potencia Fluido de trabajo (MW)	134.022
Pérdidas térmicas tuberías (MW)	4.423
Potencia almacenamiento (MW)	44.674
Potencia turbina (MW)	89.348
Eficiencia de conversión energía térmica-eléctrica	0.375
Pérdidas parásitas (MW)	3.451
Potencia eléctrica neta (MW)	30.054

**TABLA 6: ANÁLISIS ENERGÉTICO EN EL PUNTO DE DISEÑO**



<b>ANÁLISIS ENERGÉTICO ANUAL</b>	
<b>CAMPO DE HELIÓSTATOS</b>	
Energía en la Superficie Reflectiva (GWh)	479.5788
Eficiencia óptica anual del campo de heliostatos	0.5604
<b>RECEPTOR</b>	
Energía bruta receptor (GWh)	268.7457
Eficiencia receptor	0.9191
<b>BLOQUE DE POTENCIA</b>	
Energía Fluido de trabajo (GWh)	237.6939
Pérdidas térmicas tuberías (GWh)	9.3131
Energía almacenamiento (GWh)	48.5154
Energía turbina (GWh)	181.0853
Eficiencia de conversión energía térmica-eléctrica	0.373
Pérdidas parásitas debidas a la operación(GWh)	8.2196
Pérdidas parásitas en todo caso(GWh)	7.3603
Energía eléctrica neta (GWh)	69.9385

TABLA 7: ANÁLISIS ENERGÉTICO ANUAL

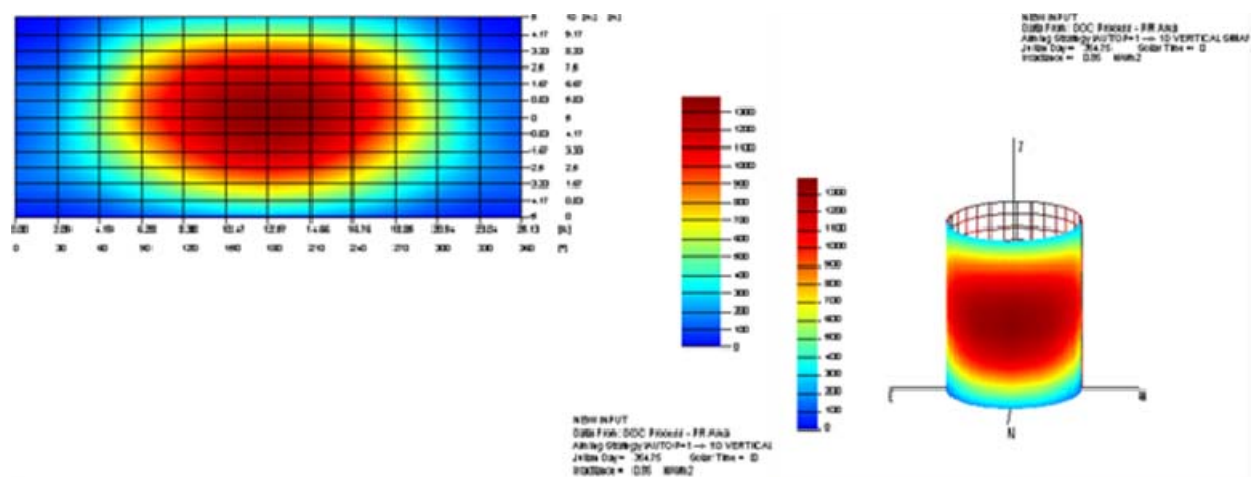


FIGURA 30: MAPA DE FLUJO DEL RECEPTOR

**Pérdidas de eficiencia asociadas al campo de heliostatos:**

- **Efecto Coseno:** pérdidas debidas a la reducción del área proyectada del heliostato visible por el sol, causada por la inclinación del heliostato, proporcional al coseno del ángulo de inclinación de la normal de la superficie del heliostato a los rayos del sol.

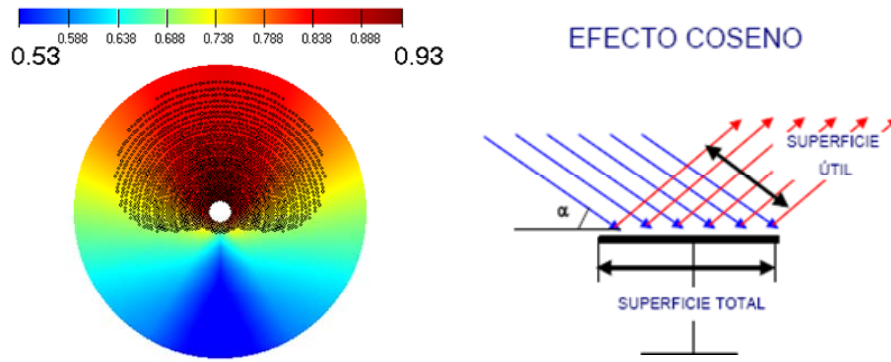


FIGURA 31: PÉRDIDAS ÓPTICAS POR COSENO

Los helióstatos que se verán menos afectados por el factor coseno son los que se encuentran en dirección norte a la torre. La eficiencia del campo de helióstatos respecto a este factor es 0.8106.

- **Sombras y Bloqueos:** pérdidas causadas por la sombra de un helióstato sobre el área reflectiva de otro helióstato a los rayos del sol y pérdidas por la interceptación de un helióstato sobre el rayo de sol reflejado por otro helióstato.

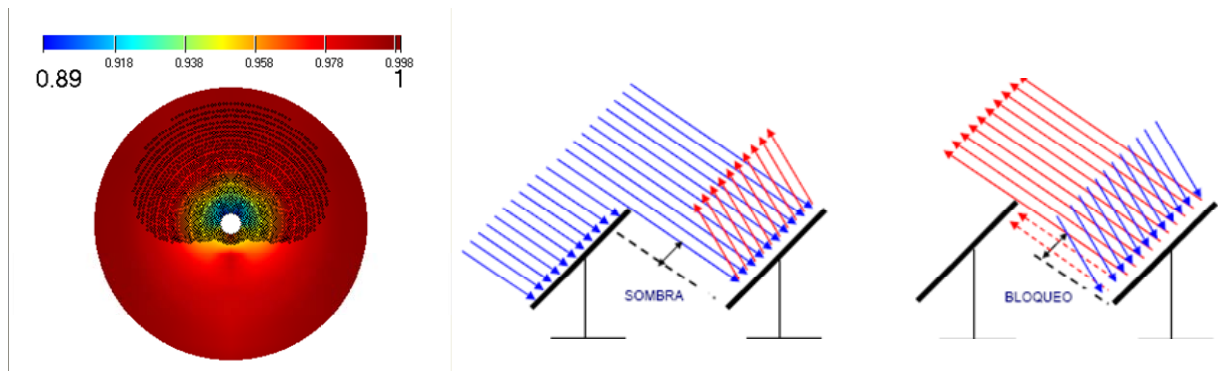


FIGURA 32: PÉRDIDAS ÓPTICAS POR SOMBRAS Y BLOQUEOS

Los helióstatos que presentan más sombras y bloqueos son los que se encuentran más cercanos a la torre. La eficiencia del campo de helióstatos respecto al efecto de sombras y bloqueos es 0.966.

- **Atenuación Atmosférica:** Las pérdidas de potencia solar por absorción y dispersión como resultado de las condiciones atmosféricas entre el helióstato y el receptor.

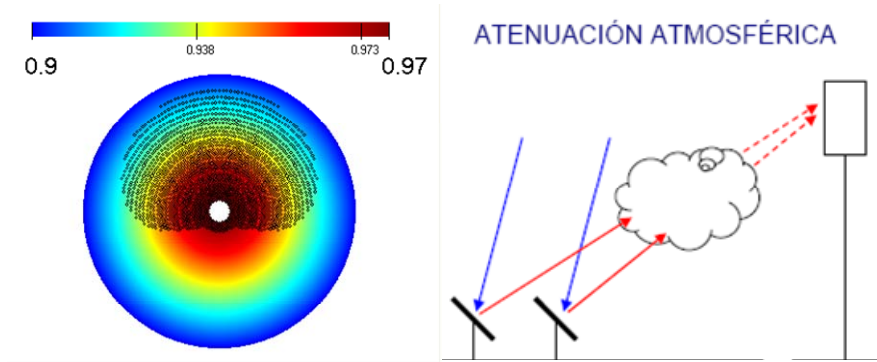


FIGURA 33: PÉRDIDAS ÓPTICAS POR ATENUACIÓN ATMOSFÉRICA

Los helióstatos más afectados por la atenuación atmosférica son los que se encuentran más lejos de la torre. La eficiencia del campo con relación a la atenuación atmosférica es de 0.9441.

- **Desbordamiento de Flujo:** Pérdidas causadas por que la radiación reflejada por los helióstatos se pierde de la superficie del absorbente del receptor.

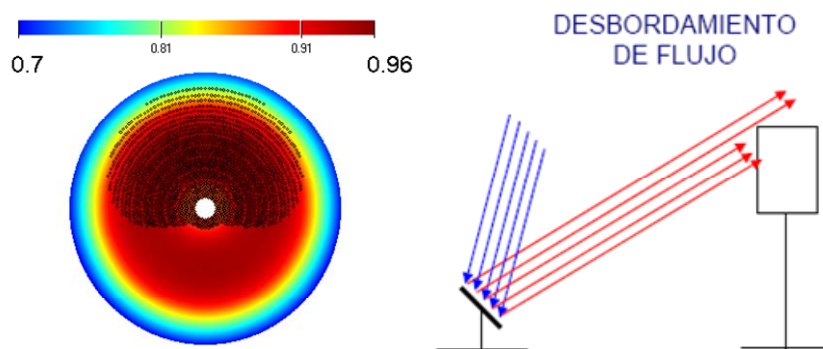
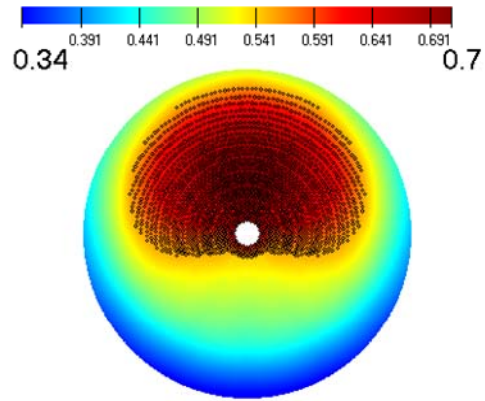


FIGURA 34: PÉRDIDAS ÓPTICAS POR DESBORDAMIENTO

Los helióstatos en los que se presentará este efecto con mayor fuerza son los que se encuentran más alejados de la torre. La eficiencia del campo en relación con el efecto de desbordamiento de flujo es de 0.9242.

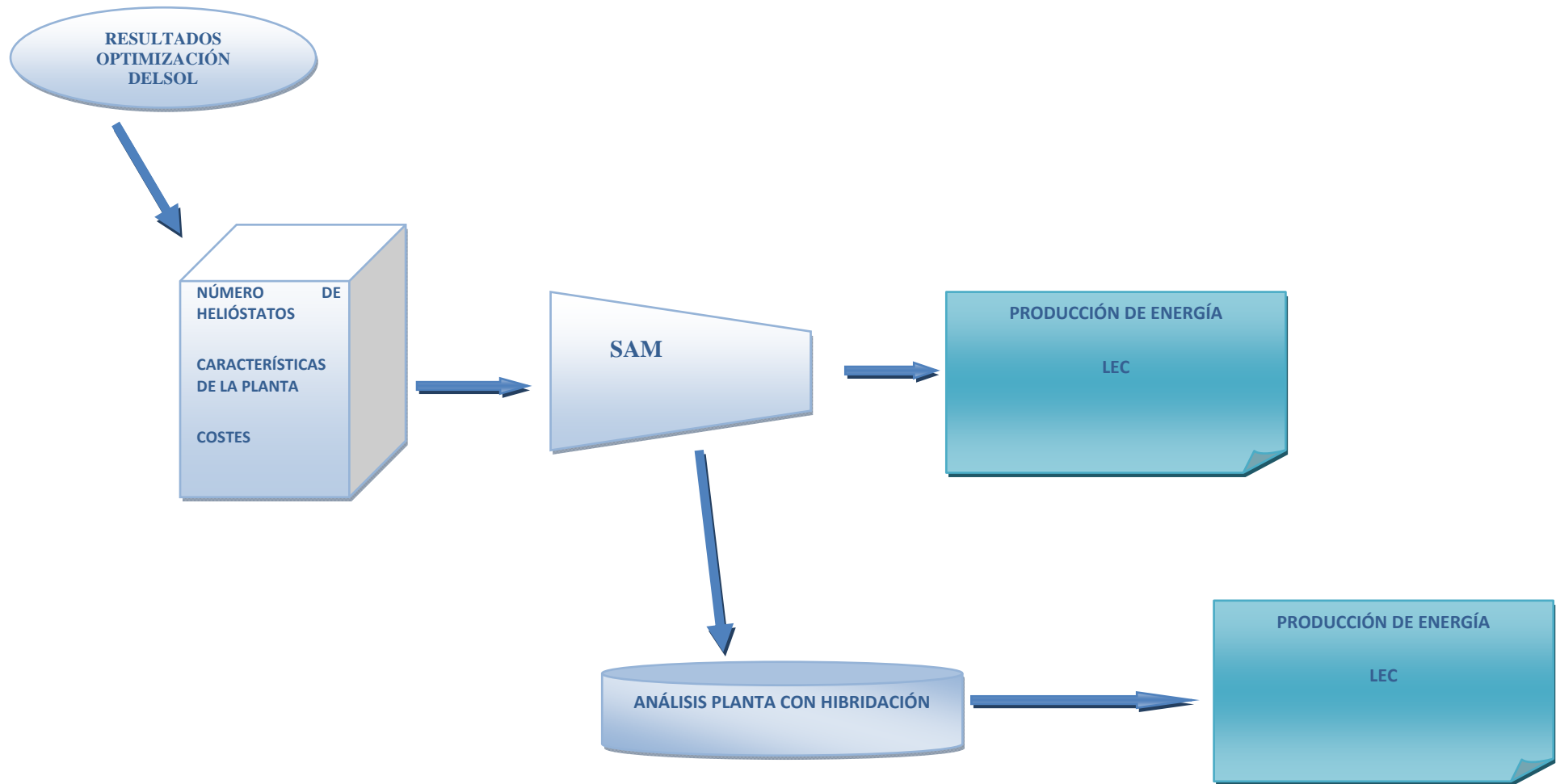
- **Eficiencia óptica total del campo de helióstatos:** La eficiencia del campo de colectores representa la eficiencia del proceso de reflexión desde cada helióstato al receptor.



**FIGURA 35: PÉRDIDAS ÓPTICAS TOTALES**

La eficiencia óptica total del campo de helióstatos es de 0.6311.

## 9. PROCEDIMIENTO DE OPTIMIZACIÓN FASE 2



## 10. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN

### 10.1 DATOS DE ENTRADA

A continuación se explican los datos de entrada que pide el programa Solar Advisor Model (SAM), que es el encargado calcular la producción de la planta, así como determinar los costes económicos de la misma. SAM es altamente recomendable para conocer el valor último de la producción anual, ya que Windelsol utiliza años tipo muy reducidos con tan solo unos días al año y pocas horas al día. Con objeto de conocer mejor la producción anual de energía se usará SAM, con un año tipo real.

SAM dispondrá de un año tipo de mayor fiabilidad, lo que permitirá conocer con más exactitud la energía anual producida. Este dato será utilizado para seleccionar la planta más rentable por retornar más Euros/año al incorporar los criterios de precio premiado y subvención de la inversión a la energía total producida.

Factores como las pérdidas de energía y los retrasos en el arranque, los efectos de las condiciones ambientales y meteorológicas en la operación de la planta y en su eficiencia, efectos de la carga y descarga desde el almacenamiento, límites de potencia máximos y mínimos en los subsistemas, y los requisitos de consumos auxiliares, todos ellos son tenidos en cuenta en la determinación de la producción eléctrica anual. Los parámetros por defecto iniciales se pueden modificar fácilmente a través de las tarjetas de entrada en forma de listas de variables.

#### 10.1.1 Campo de Helióstatos

Ya se han definido claramente en apartados anteriores cuales son las características de los heliostatos: número de facetas, tipo de canteo, tamaño del mismo, etc. Lo que se ha hecho en el programa Solar Advisor Model (SAM), es introducir todos estos inputs necesarios para calcular la producción de la planta. Además de esto, otro dato muy importante a introducir en el SAM es la matriz de coordenadas de los heliostatos. En esta matriz están indicadas las coordenadas cartesianas de cada uno de los heliostatos y es una salida que genera el programa Windensol y de la que se sirve SAM para poder hacer el layout de la planta. La tabla de características inputables a los heliostatos desde SAM es la que sigue:

CARACTERÍSTICAS DE LOS HELIÓSTATOS	
Velocidad Máxima de Operación de Helióstatos	12,00 m/s
Ancho del Helióstato	12,00 m
Altura del Helióstato	10,00 m
Ratio de Área Reflectiva del Helióstato	1,00
Reflectividad de los espejos	0,91
Máxima distancia Radial del último Helióstato(THT)	877,00 m
Mín. distancia Radial del último Helióstato(THT)	82,00 m
Número de Zonas Radiales	12,00
Número de Zonas Azimutales	12,00
Sistema de Referencia	Heliostat (X, Y) Coordinates
Disponibilidad del Campo de Helióstatos	0,99
Posición Horizontal/Angulo de Despliegue	8,00 degrees

TABLA 8: CARACTERÍSTICAS DE LOS HELIÓSTATOS INPUTABLES AL SAM

## 10.1.2 Receptor/Torre

En lo que al receptor se refiere hay que decir que se trata de un modelo circular que cuenta con las mismas dimensiones externas que el modelo que la empresa SENER utilizará en su planta de Fuentes de Andalucía, ya que contará con 10 metros de altura por 8 de diámetro. Sin embargo, estará formado por más paneles, hasta totalizar una suma de 24 unidades (en lugar de los 16 de la empresa vasca), formadas por tubería de material Stainless\_AISI316 de 40 mm. de diámetro por 1,25 mm de espesor. En este apartado hay que destacar que todos los paneles de absorción serán intercambiables entre sí, y la sustitución de una panel debe poder efectuarse en menos de 40 horas; la de un tubo de un panel en menos de 12 horas con el panel desinstalado. Se ha elegido un receptor central porque permite maximizar la eficiencia térmica de la planta. Además tiene un comportamiento y vida segura que permite no limitar su flujo incidente.

Por su parte, el fluido térmico que discurrirá por los tubos es una mezcla de sales de en torno al 60% NaNO<sub>3</sub> y 40% KNO<sub>3</sub> que soportan una temperatura máxima de 595°C y una mínima de 260 °C. El modelo de flujo que se ha elegido es el flujo bidireccional desde la parte sur hasta la parte norte del receptor. Este modelo se define en SAM con el número 4 y tiene la particularidad de que las sales frías empiezan a ser calentadas en la parte sur del receptor, justo donde hay menos helióstatos enfocando y donde menos radiación concentrada hay. Posteriormente van pasando a la parte norte del receptor, que es donde hay más radiación y terminan de alcanzar los 565°C necesarios para pasar a la caldera. Una gráfica de todos los diagramas de flujo posibles (en este estudio se ha elegido el n°4), se muestra a continuación:

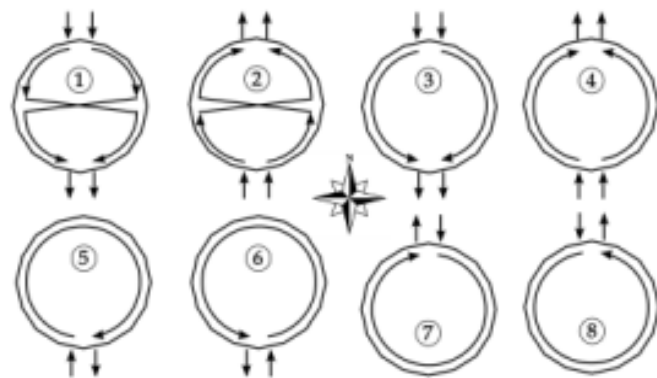


FIGURA 36: DISTINTOS DIAGRAMAS DE FLUJO DE SALES A TRAVÉS DEL RECEPTOR

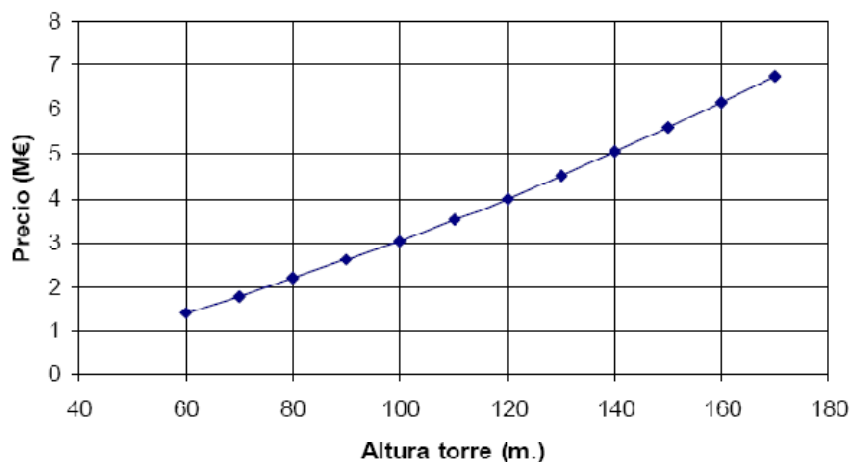
Además dentro de las entradas que pide el SAM se ha definido una absorptividad del receptor de 0,94, un factor de emisividad de 0,88 y un flujo máximo sobre el mismo de 1000 kWt/m<sup>2</sup>.

En lo que a la torre se refiere hay que destacar su forma cilíndrica, con una altura de 110 m. y un diámetro de 10 metros. El valor de la altura influye a la hora de calcular las pérdidas ópticas de la planta, por eso el diseño en planta circular permite disminuir la altura sin que por ello aumenten las pérdidas ópticas. Todos estos datos relativos a torre y receptor se muestran a continuación:

<b>RECEPTOR/TORRE</b>	
Diametro del Receptor	8,00 m
Altura del Receptor	10,00 m
Altura de la Torre	110,00 m
Numero de paneles en el Receptor	24,00
Diámetro Externo de la tubería	40,00 mm
Espesor de la tubería	1,25 mm
Material	Stainless_AISI316
Fluido Térmico de Transferencia	60% NaNO <sub>3</sub> , 40% KNO <sub>3</sub>
Modelo de flujo	Bidireccional de Sur a Norte
Temp. Exterior requerida para el HTF	566,00 C
Máxima Temperatura del Receptor	300,00 C
Absortividad del Receptor	0,94
Flujo Máximo sobre el Receptor	1.000,00 kWt/m <sup>2</sup>
Num. Optimization Levels, Diameter	10,00
Factor de Pérdida de Calor	1,00
Factor de Emisividad del Receptor	0,88
Velocidad Máxima de Recirculación del HTF	4,00 m/s

**TABLA 9: CARACTERÍSTICAS DEL RECEPTOR/TORRE**

El precio de la torre de referencia, así como la ecuación de dependencia con la altura son los utilizados en el proyecto Phoebus. Este precio de torre lleva incluidos costes de soplantes y conductos de aire. El conste está basado en torres de hormigón y sigue una evolución exponencial tal y como se refleja en la figura 2:



**FIGURA 37: VARIACIÓN DEL COSTE DE LA TORRE EN FUNCIÓN DE SU ALTURA**

### 10.1.3 Bloque de Potencia

El bloque de potencia estará formado por una turbina de vapor sobrecalentado de 30 MWe de potencia nominal, aunque el fabricante permite aumentar la potencia hasta 33 MWe, con un rendimiento del 37,5 % y supuesta una disponibilidad del bloque de potencia del 94% .

Siguiendo lo marcado en el libro “Second Generation Central Receiver Technologies” se elegirá una Temperatura de Diseño del Fluido de Transferencia Térmico (siglas HTF en inglés), de 566°C a la salida del receptor, mientras que a la entrada será de 288 °C. El vapor, como se ha



comentado anteriormente será sobrecalentado y contará con una presión de 100 bar y una temperatura de 400°C.

Además, la turbina tendrá la capacidad de estar funcionando durante 2 horas en Standby. Contará con un periodo de arranque de 30 min. y con una fracción de carga del 20% necesaria para empezar a poner en funcionamiento el ciclo.

Por otra parte se han establecido una serie de normas para el correcto funcionamiento del bloque de potencia, como son tener una degradación del sistema de un 1% anual; poder operar el bloque a un máximo del 110% y un mínimo del 15% de la potencia nominal. Todas las características del bloque de potencia se muestran a continuación:

<b>BLOQUE DE POTENCIA</b>	
Disponibilidad del Bloque de Potencia	0,94
Capacidad Eléctrica de la Turbina	30,00 MWe
Eficiencia de la Turbina	0,375
Temperatura de Diseño del HTF Inlet	566,00 C
Temperatura de Diseño del HTF Outlet	288,00 C
Ref Agua de Condensación	20,00 C
Presión de Vapor en la Caldera	100,00 Bar
Temperatura Mínima de Carga	400,00 C
Tiempo en Standby para periodos de baja carga	2,00 hr
Fracción en Standby	0,15
Tiempo de Inicio de la Turbina	0,30 hr
Fracción de Carga de Inicio de la Turbina	0,20
Modo de Corrección de Temperatura	Wet-bulb
Degradación del sistema (por año)	0,01
Máxima Carga de Funcionamiento	1,10
Carga Mínima	0,15

**TABLA 10: CARACTERÍSTICAS DEL BLOQUE DE POTENCIA**

### **10.1.4 Sistema de Almacenamiento Térmico**

Para diseñar el Sistema de almacenamiento térmico se ha recurrido a un sistema formado por dos tanques, uno con sales frías y el otro con sales calientes que permiten dar a la planta una autonomía de 2,8 horas a plena carga en periodos de ausencia de radiación. Estos tanques cuentan con un volumen de 1063 m<sup>3</sup> y unas dimensiones de 20 m x 1,7 m.

El sistema tendrá un volumen mínimo de 53,2 m<sup>3</sup> y un volumen máximo del fluido de 478 m<sup>3</sup>. Así mismo contará con un coeficiente de pérdidas húmedo de 1,2 Wt/m<sup>2</sup>K y un coeficiente de pérdidas seco de 0,5 Wt/m<sup>2</sup>K, mientras que la fracción inicial del HTF Caliente será del 30%, que se corresponde con un volumen de 319 m<sup>3</sup>. Todos estos datos se muestran en la tabla siguiente:

<b>SISTEMA DE ALMACENAMIENTO</b>	
Tipo de Almacenamiento	Sales Fundidas con dos tanques
Horas de Carga Completa	2,80 hr
Volumen de almacenamiento del HTF	1.063,20 m <sup>3</sup>
Diametro del Tanque	20,00 m
Altura del Tanque	1,70 m
Volumen Mínimo del Fluido	53,20 m <sup>3</sup>
Fracción Mínima del Volumen del Tanque	0,05
Volumen Máximo del Fluido	478,40 m <sup>3</sup>
Coefficiente de Pérdidas Húmedo	1,20 Wt/m <sup>2</sup> K
Coefficiente de Pérdidas Seco	0,50 Wt/m <sup>2</sup> K
Temperatura Caliente inicial del HTF	566,00 °C
Temperatura Fría inicial del HTF	288,00 °C
Fracción inicial del HTF Caliente	30,00 %
Volumen Inicial del HTF Caliente	319,00 m <sup>3</sup>
Volumen Inicial del HTF Frío	320,00 m <sup>3</sup>
Temperatura mínima del Tanque Frío	280,00 °C
Máxima Carga del Tanque Frío	15,00 MWe
Temperatura máxima del Tanque Caliente	500,00 °C
Máxima Carga del Tanque Caliente	30,00 MWe
Eficiencia del Tanque	0.99

**TABLA 11: CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO**

#### 10.1.4.1 Estrategia de Despacho

Para la planta que cuenta con hibridación con gas será necesario establecer una estrategia de despacho adecuada con el mercado de venta de electricidad, por lo que se hace imprescindible definir ciertos factores como son los periodos del día que tendrán distintas tarifas de venta. Aquí en el caso estudiado se ha decidió establecer tres zonas horarias (conocidas como 1,2 y 3), para los días de la semana y solo dos zonas (1 y 2), para los fines de semana. Esta división será asumida durante todo el año, sin distinción de estaciones o periodos vacacionales. A continuación se muestra una gráfica explicativa:

	Storage Dispatch Fraction (with Solar)*	Storage Dispatch Fraction (without Solar)*	Turbine Output Fraction*	Fossil Fill Fraction*
<b>1</b>	0.1	0	1.1	0.2
<b>2</b>	0.2	0	1	0
<b>3</b>	0.2	0	0.8	0
<b>4</b>	0.2	0	0.8	0
<b>5</b>	0.2	0	0.8	0
<b>6</b>	0.2	0	0.8	0

\* fraction of design point

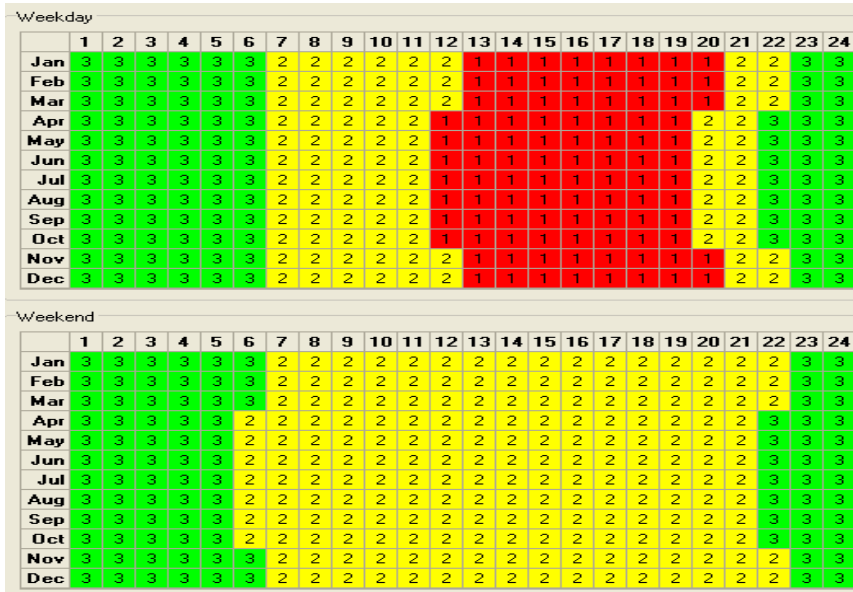


FIGURA 38: ESTRATEGIA DE DESPACHO DE LA PLANTA

Como se puede comprobar en la tabla de la derecha, el sistema de apoyo con gas natural solamente entra en funcionamiento en las horas del día marcadas en color rojo, que coinciden con las horas de mayor demanda de energía eléctrica. Este planteamiento se ha pensado para estrategias futuras, puesto que en el primer año de explotación de la planta esta recibirá una tarifa fija por la venta de energía de entorno a los 28 c€/kWh. Sin embargo, en un futuro se espera operar la planta vendiendo la electricidad producida en el mercado libre. La decisión de implementar un sistema de apoyo mediante gas natural en los periodos nº 1 se debe a qué es en estas horas cuando el precio de la electricidad en el mercado libre es mayor. Por otra parte, en la tabla de la izquierda se puede observar que la fracción de apoyo fósil (Fossil Fill Fraction), solo alcanza el 20 % de la potencia total de la turbina, esto es 6,6 MW.

### 10.1.5 Consumos de Energía de las Cargas Parásitas

Las cargas parásitas son las correspondientes a bombas, sistema de refrigeración y en general cualquier consumo auxiliar con el que cuente la planta. Estas cargas se han dejado con los mismos valores que establecía el SAM por defecto. Entre las principales cargas cabe destacar las siguientes:

CONSUMOS DE SISTEMAS PARÁSITOS	
Energía Necesaria para Iniciar el Helióstatos	0,10 kWe/hr
Energía necesaria para el seguimiento	0,05 kWe
Eficiencia de la Bomba del Receptor de HTF	0.85
Potencia parásita bomba de almacenamiento	0,01 Mwe/MWt
Potencia parásita bomba de bloque de potencia	0,05 Mwe/MWt
Potencia parásita de la torre de refrigeración	0,00 Mwe/MWt
Coefficiente de Pérdidas en Tuberías	50,00 Wt/m
Longitud total de tuberías	1000,00 m

TABLA 12: CONSUMOS DE CARGAS PARÁSITAS

### 10.1.6 Análisis de los Costes de la Planta

---

Para analizar la estructura de costes de la planta objeto de estudio se han tomado datos del libro “Second Generation Central Receiver Technologies”, así como las sesiones 15 y 16 de los apuntes de Manuel Romero Álvarez. Con tan solo echar un vistazo a la tabla mostrada abajo se puede ver que la partida más voluminosa es la correspondiente al coste de helióstatos, que suponen el 32% del presupuesto, seguido del bloque de potencia (23%) y los costos de almacenamiento (8,3%). También se ha reservado una partida importante del presupuesto a las contingencias (8,85% de los costes directos), ya que dada la naturaleza del proyecto, con muy poca base histórica para poder calcular precios, se ha decidido ser conservador en este aspecto y guardar una cantidad considerable para futuros imprevistos.

En lo relativo a los costos indirectos, hay que indicar que estos se dividen en Costes de Ingeniería y Construcción, que suponen el 12% del total del presupuesto, Costes Varios (2,8%), y la partida relativa a impuestos (5%). Todos estos costes arrojan un valor final de 2678 €/kW instalado, valor este que no es muy excesivo teniendo en cuenta que en este tipo de proyectos es habitual enfrentarse a cifras cercanas a los 3500-4000 €/kW. En nuestro caso este valor está un poco desvirtuado ya que no se ha tenido en cuenta el coste de la línea eléctrica, de 60 kV y 7 Km de longitud. Además los costos del heliostatos están bastante ajustados, ya que un valor de 110€/m<sup>2</sup> puede ser demasiado bajo; así como el terreno, ya que se ha supuesto un precio de 6000 €/ha. , que es un valor muy típico para terrenos de secano, sin bien la localización de la planta es una zona de regadío

Sin embargo una de las principales ventajas a la hora de afrontar la construcción de la planta es la facilidad con la que puede contar una gran empresa para autoabastecerse de muchos de los componentes que conforman la planta, ya que por ejemplo el diseño de los helióstatos, a la sazón la partida más importante, no requiere de un gran desarrollo tecnológico para acometer su construcción, y por lo tanto puede ser la propia empresa promotora la encargada de diseñar y desarrollar su propio modelo de helióstato, como ha ocurrido con los proyectos de Solucar y Gemasolar, en las que las empresas españolas Abengoa Solar y Sener han desarrollado sus propios modelos. Finalmente un ejemplo de la estructura de costes se muestra a continuación:

<b>COSTES TOTALES DE LA INSTALACIÓN</b>		
<b>Terreno</b>		
Coste unitario del terreno	0,60	€/m2
Coste Total del terreno	137.952,00	€
<b>Campo de Helióstatos</b>		
Coste unitario de los Helióstatos	110,00	€/m2
Coste Total de los Helióstatos	25.291.200,00	€
<b>Bloque de Potencia</b>		
Coste unitario del Bloque de Potencia	638.460,00	€/Mwe
Coste Total del Bloque de Potencia	19.153.800,00	€
<b>Sistema de Almacenamiento</b>		
Coste Unitario del Almacenamiento	30,00	€/kWh
Coste Total del Almacenamiento	6.720.000,00	€
<b>Torre/Receptor</b>		
Coste de la Torre (obra civil)	3.749.529,00	€
Coste de Referencia del Receptor	4.150.316,90	€
Reserva para Contingencias (8.85%)	5.239.448,00	€
<b>Total Costes Directos</b>	<b>64.442.245,90</b>	<b>€</b>
Costes de Ingeniería y Construcción(15%)	9.666.337,00	€
Costes Varios del Proyecto	2.255.479,00	€
Impuestos (IAE, IBI, etc)	3.995.419,00	€
<b>Total Costes Indirectos</b>	<b>15.917.235,00</b>	<b>€</b>
<b>Total Costes de Instalación</b>	<b>80.359.480,90</b>	<b>€</b>
<b>Total Costes de Instalación por Capacidad</b>	<b>2.678,65</b>	<b>€/kW</b>

TABLA 13: ESTRUCTURA DE COSTES DE LA INSTALACIÓN

En el siguiente diagrama se muestran la estructura de costes de una forma más gráfica:

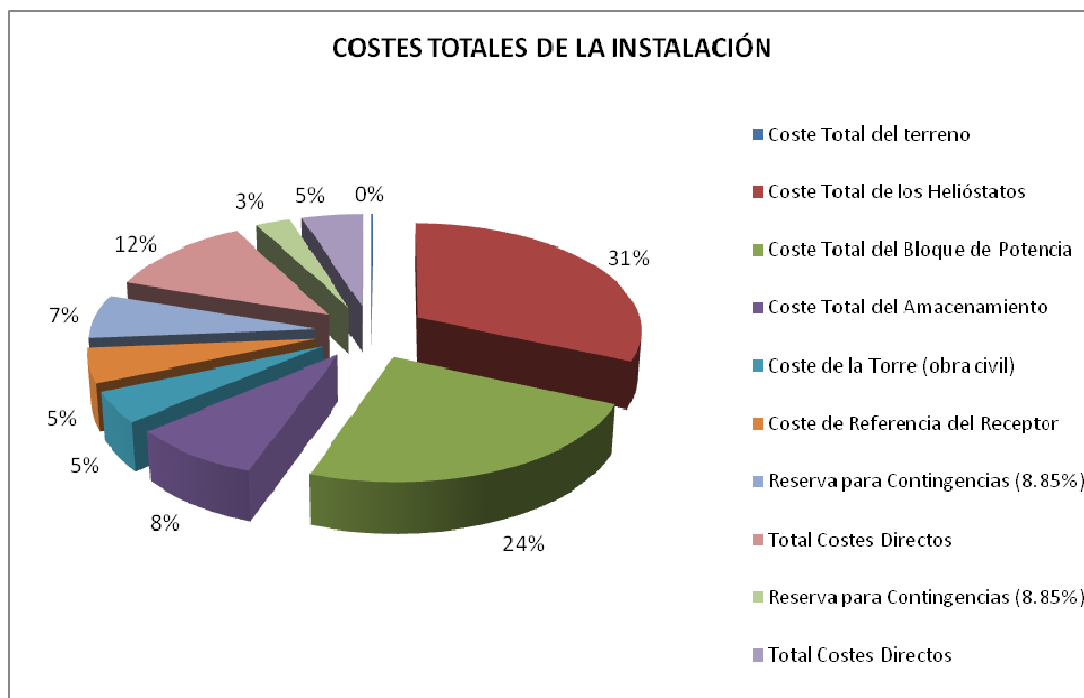
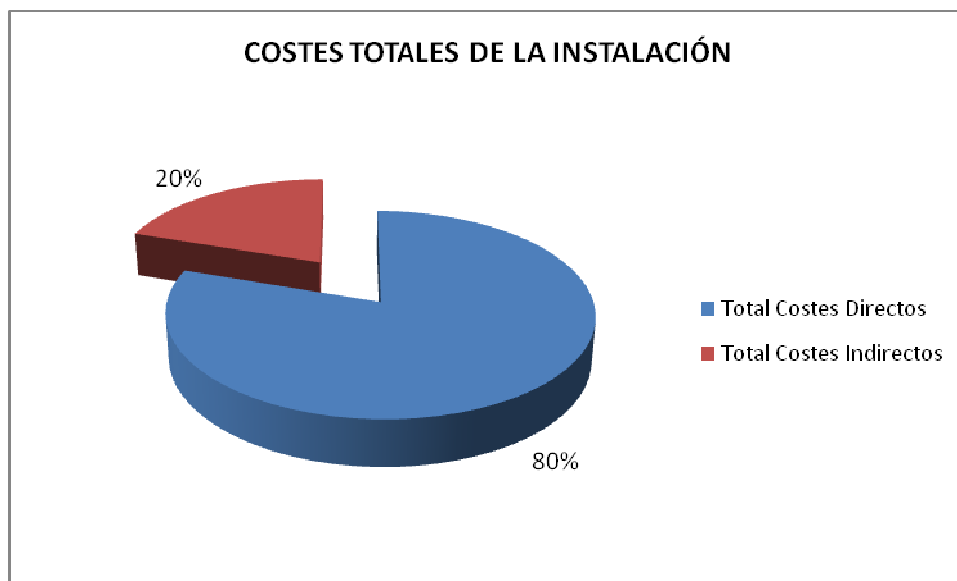


FIGURA 39: ESTRUCTURA DE COSTES DE LA PLANTA



**FIGURA 40: COSTES DIRECTOS E INDIRECTOS DE LA PLANTA**

### 10.1.7 Operación y Mantenimiento

Para introducir los datos relativos a la Operación y Mantenimiento, es necesario en un primer lugar distinguir entre la planta que contará con un sistema de hibridación con gas natural y la que solamente funcionará con el recurso solar. En este aspecto hay que recalcar que la planta con hibridación funcionará con una caldera de gas natural de 6,6 MW, y que el precio del gas natural está regulado por el RD 1642/2008, cuya franja de precios se muestra a continuación:

Nivel de consumo de referencia	Término fijo T <sub>f</sub> €/cliente/mes	Término variable T <sub>v</sub> cent/kWh
T.1 Consumo inferior o igual 5.000 kWh/año .....	2,65	5,909427
T.2 Consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año .....	5,72	5,145527
T.3 Consumo superior a 50.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000 kWh/año .....	44,17	4,203727
T.4 Consumo superior a 100.000 kWh/año .....	65,77	3,936027

**TABLA 14: PRECIOS DE LA TARIFA DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL**

Como se puede observar el termino variable de la tarifa T.4 para consumidores de más de 100.000 KWh/año es de 3,93 cent€/kWh, lo que supone un valor de aproximadamente 11,5 €MMBTU, que son las unidades que pide el SAM. Con este dato, y suponiendo un consumo anual de 43.450 MMBTU (12.731 MWht), el coste de la operación con gas asciende a 499.685 €/año, como se muestra en la tabla que sigue:

<b>COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO CON HIBRIDACIÓN</b>	
Precio del Gas Natural	11,50 €/MMBTU
Coste de la Operación con Gas	499.685,53 €/año
Coste Fijo del Mantenimiento (por año)	1.721.381,00 €/año
Coste Fijo unitario por Capacidad	45,74 €/kWe-año
Coste Fijo por Capacidad	1.372.200,00 €/año
Coste Variable unitario (por produccion)	7,38 €/MWhe
Coste Variable(por produccion)	666.532,74 €/año
<b>Coste Total de Operación y Mantenimiento</b>	<b>4.259.799,28 €/año</b>

**TABLA 15: COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO CON HIBRIDACIÓN**

En la tabla anterior se puede observar que el mayor coste es el coste del mantenimiento fijo por año, que supone 40% del total. Mientras que el coste fijo por capacidad, que es proporcional al tamaño del bloque de potencia en kW, supone el 31% del presupuesto de Operación y Mantenimiento. Por otra parte, y en contra de lo que pudiera parecer, el coste de la operación con gas solo supone el 12%. A continuación se muestra la tabla con los costes relativos a la planta sin sistema de apoyo fósil:

<b>COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN HIBRIDACIÓN</b>	
Precio del Gas Natural	0,00 €/MMBTU
Coste de la Operación con Gas	0,00 €/año
Coste Fijo del Mantenimiento (por año)	1.721.381,00 €/año
Coste Fijo unitario por Capacidad	45,74 €/kWe-año
Coste Fijo por Capacidad	1.372.200,00 €/año
Coste Variable unitario (por produccion)	7,38 €/MWhe
Coste Variable(por produccion)	666.532,74 €/año
<b>Coste Total de Operación y Mantenimiento</b>	<b>3.760.113,74 €/año</b>

**TABLA 16: COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN HIBRIDACIÓN**

### 10.1.8 Datos Financieros

Como se ha comentado anteriormente el proyecto será financiado mediante la fórmula conocida como Project Finance, que consiste en la financiación externa de un proyecto garantizando el repago de la deuda “solo” con los flujos de caja generados por el proyecto. Este tipo de financiación tiene las siguientes ventajas para el promotor:

Permite acometer proyectos cuyo endeudamiento exceda de su capacidad financiera, tanto en términos de recursos propios como de capacidad de endeudamiento externo

Permite repartir el riesgo entre los promotores en función de su participación en el proyecto.

Son operaciones fuera de balance, esto es, permite mantener la capacidad de endeudamiento de los promotores para futuros proyectos.

No comprometen otros negocios de los promotores al no requerir garantías corporativas.

En el caso del proyecto de estudio, se ha decidido aplicar un Project finance al 40/60, esto es, la entidad bancaria correspondiente aporta un 40% de la inversión y el 60% restante es aportado con los fondos propios del promotor.

Además, dentro del programa SAM es necesario inputarle los siguientes datos: Inflación anual del 2,5%, préstamo a 15 años al 7% de interés. Al ser el préstamo sólo al 40% los gastos del seguro sólo suponen el 0,5%. Así mismo hay que introducir datos relativos a impuestos, que vienen junto con los datos financieros reflejados claramente en la tabla siguiente:

<b>DATOS FINANCIEROS DE LA PLANTA</b>	
Inflación Anual	2,50 %
Periodo de Análisis	15,00 years
Tasa Real de Descuento	6,00 %
Duración del Préstamo	15,00 years
Interés del préstamo	7,00 %/year
Fracción del préstamo	40,00 %
Impuesto de Sociedades	35,00 %/year
Impuesto de Propiedad	0,00 %/year
Seguros	0,50 %
Tipo de Financiación	Project Finance (40/60)
DSCR Mínimo Requerido	1,40
IRR Mínimo Requerido	15,00 %
Rátio PPA	1,20 %
Límite de Cash Flow positivo	1,00
Impuestos de Ventas	7,75 %
Tipo de Depreciación	MACRS Mid-Quarter Convention
Límite mínimo DSCR	1,00

**TABLA 17: DATOS FINANCIEROS DE LA PLANTA**

### **10.1.9 Sistema de Incentivos Económicos**

A la hora de valorar el sistema de incentivos económicos, hay que estudiar el sistema de ayudas existente en la zona en la que se ubicará la planta, en este caso la Comunidad autónoma de Andalucía. Al pertenecer esta región al territorio español es perfectamente aplicable el marco regulatorio existente para la generación eléctrica mediante fuentes renovables, definido por el RD 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. En este aspecto hay que señalar que, desde el punto de vista de la retribución, la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial se caracteriza por la posibilidad de que su régimen retributivo se complemente mediante la percepción de una prima, para cuya determinación pueden tenerse en cuenta factores como el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución a la mejora del medio ambiente, el ahorro de energía primaria, la eficiencia energética y los costes de inversión en que se haya incurrido. Dentro de este RD encuadramos a la planta termoeléctrica objeto de estudio en el siguiente grupo:

- Grupo b.1.: Instalaciones que utilicen como energía primaria la energía solar. Dicho grupo se divide en dos subgrupos, y el que nos atañe es el que sigue:
  - Subgrupo b.1.2.: Instalaciones que utilicen únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad. En estas instalaciones se podrán utilizar equipos que utilicen un combustible para el mantenimiento de la temperatura del fluido trasmisor 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 % de la producción total de electricidad si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción a) del artículo 24.1 de este real decreto. Dicho porcentaje podrá llegar a ser el 15 % si la instalación vende



su energía de acuerdo a la opción b) del citado artículo 24.1. Estas retribuciones se muestran en la tabla siguiente:

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Limite Superior c€/kWh	Limite Inferior c€/kWh			
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 25 años	44,0381						
			a partir de entonces	35,2305						
		100 kW<P≤10 MW	primeros 25 años	41,7500						
			a partir de entonces	33,4000						
	b.1.2	10<P≤50 MW	primeros 25 años	22,9764						
			a partir de entonces	18,3811						
			primeros 25 años	26,9375				25,4000	34,3976	25,4038
			a partir de entonces	21,5498				20,3200		

**TABLA 18: TARIFA DE REFERENCIA SEGÚN EL RD. 661/2007 PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE ALTA TEMPERATURA**

Por lo tanto estos datos son los que han sido introducidos en el SAM para que el software calcule correctamente los cash-flow correspondientes. Hay que indicar que no se han autorizado Federal° PBI ITCBasis y Federal PBI DeprBasis. A continuación se muestra una tabla explicativa donde se muestran las entradas que pide el SAM:

<b>SISTEMA DE INCENTIVOS ECONÓMICOS</b>	
Incentivos a la producción	0,269 c€/kWh
Duración del Incentivo	25,00 years
Indice de revisión anual	2,00 %
Federal PBI Taxable	CHECKED
Federal PBI ITCBasis	NO
Federal PBI DeprBasis	NO

**TABLA 19: CARACTERÍSTICAS DE LOS INCENTIVOS ECONÓMICOS**

## 10.2 DATOS DE SALIDA

### 10.2.1 Productividad de la Planta

Para determinar la productividad de la planta el software SAM calcula las distintas pérdidas térmicas existentes en el receptor, mientras que no hace tanto énfasis en las pérdidas ópticas, dado la naturaleza del programa, más enfocada a la optimización del bloque de potencia. A continuación se muestran una serie de tablas y gráficas donde se detallan los distintos valores energéticos determinados por el software

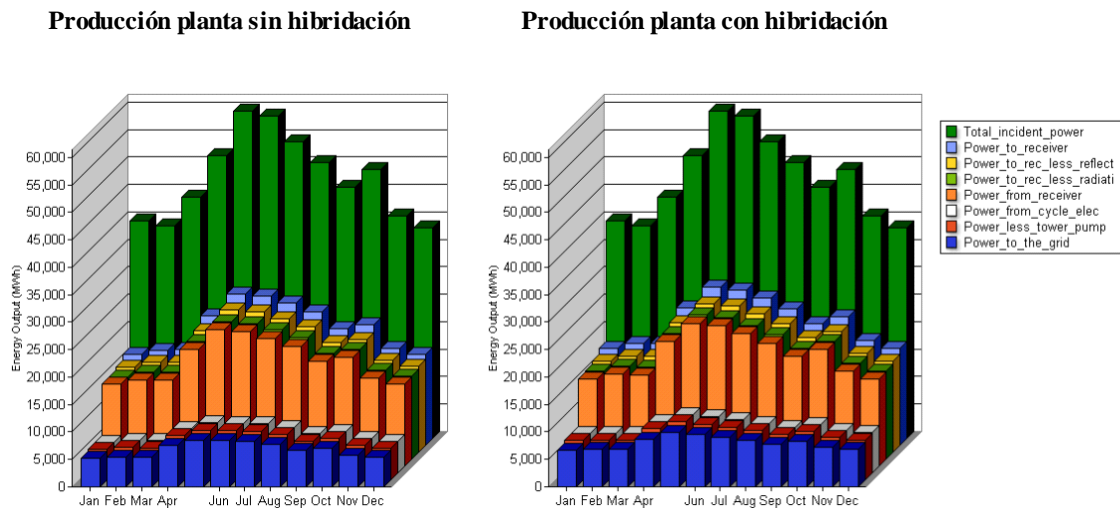
Mes	E.Total Incidente	E. al Receptor	E. sin pérdidas reflexión	E. Sin pérdidas radiación	E. Desde Receptor	E. Turbina	E. menos Cons. Parásitos	E. Red
Jan	39,525.78	17,639.60	16,581.23	16,068.74	15,906.91	7,196.19	7,167.64	6,729.55
Feb	38,632.54	18,541.87	17,429.36	16,915.34	16,759.92	7,260.71	7,230.82	6,792.85
Mar	43,888.05	18,493.56	17,383.95	16,816.18	16,630.17	7,265.51	7,235.77	6,785.50
Apr	51,448.28	25,094.57	23,588.90	22,859.03	22,635.52	9,320.90	9,280.11	8,721.82
May	59,601.93	28,770.32	27,044.10	26,239.07	25,994.71	10,623.09	10,576.85	9,945.16
Jun	58,718.58	28,307.44	26,608.99	25,826.59	25,607.43	10,211.87	10,165.96	9,558.53
Jul	53,946.13	26,814.48	25,205.61	24,391.81	24,161.37	9,673.70	9,631.21	9,062.12
Aug	50,176.13	24,885.02	23,391.92	22,621.74	22,415.57	8,953.40	8,914.76	8,386.69
Sep	45,732.70	22,165.01	20,835.11	20,181.70	20,012.13	8,295.86	8,260.09	7,764.26
Oct	49,006.07	23,433.37	22,027.37	21,373.43	21,188.93	8,864.94	8,826.91	8,298.64
Nov	40,481.32	19,100.68	17,954.64	17,441.03	17,290.32	7,686.18	7,655.66	7,190.97
Dec	38,301.22	17,562.34	16,508.60	16,031.36	15,889.62	7,311.80	7,283.81	6,844.85

**TABLA 20: PLANTA SIN HIBRIDACIÓN.FLUJO DE ENERGÍA EN VALORES MENSUALES**

Mes	E.Total Incidente	E. al Receptor	E. sin pérdidas por reflexion	E. Sin pérdidas por radiación	E. Desde Receptor	E. Turbina	E. menos Cons. Parásitos	E. Red
Jan	39,525.78	16,546.03	15,553.27	15,030.73	14,866.58	5,648.34	5,621.77	5,231.47
Feb	38,632.54	17,337.48	16,297.23	15,773.66	15,615.90	5,899.89	5,872.29	5,487.88
Mar	43,888.05	17,437.63	16,391.37	15,811.92	15,622.82	5,868.07	5,840.26	5,426.87
Apr	51,448.28	23,592.83	22,177.26	21,436.56	21,210.50	8,063.06	8,025.13	7,508.39
May	59,601.93	27,562.00	25,908.28	25,093.14	24,846.66	9,131.93	9,087.94	8,516.50
Jun	58,718.58	27,166.30	25,536.32	24,744.41	24,523.20	8,981.45	8,937.73	8,377.08
Jul	53,946.13	25,918.28	24,363.18	23,534.03	23,299.70	8,917.43	8,876.53	8,306.37
Aug	50,176.13	24,317.40	22,858.36	22,076.00	21,867.81	8,234.70	8,196.90	7,674.54
Sep	45,732.70	21,171.64	19,901.35	19,236.83	19,064.91	7,136.41	7,102.44	6,637.70
Oct	49,006.07	21,902.16	20,588.03	19,923.09	19,735.98	7,593.98	7,558.88	7,069.87
Nov	40,481.32	17,732.72	16,668.76	16,149.37	15,997.51	6,263.94	6,235.99	5,831.62
Dec	38,301.22	16,595.55	15,599.82	15,117.52	14,974.70	5,773.48	5,747.23	5,369.04

**TABLA 21: PLANTA CON HIBRIDACIÓN. FLUJO DE ENERGÍA EN VALORES MENSUALES**

En las tablas anteriores es necesario destacar el gran salto existente entre los valores de la segunda columna, correspondientes a la energía total incidente, y los datos correspondientes a la última columna, relativos a la energía final que se entrega a la red. Si se analizan los datos se puede comprobar que, por ejemplo en el mes de mayo, solamente un 17% de la energía que incide sobre el campo solar es entregada a la red, mientras que la media anual baja hasta el 14%. Estos valores se pueden visualizar de una forma más accesible y gráfica en la siguiente figura:



**FIGURA 41: PRODUCTIVIDAD MENSUAL DE LA PLANTA SIN APOYO FÓSIL Y CON APOYO**

Si analizamos estos datos en clave anual obtenemos los siguientes resultados:

FLUJO DE ENERGÍA ANUAL		
	Planta con Hibridación	Planta sin Hibridación
E. Total Incidente	569,458.73	569,458.73
E. al receptor	270,808.26	257,280.03
E. receptor menos reflexion	254,559.77	241,843.23
E. receptor menos radiació	246,766.03	233,927.28
E. desde el receptor	244,492.59	231,626.28
E. desde la turbina	102,664.15	87,512.67
E. turbina menos cons. Bo	102,229.59	87,103.10
E. a la red	96,080.95	81,437.32

**TABLA 22: FLUJO DE ENERGÍA EN VALORES ANUALES**

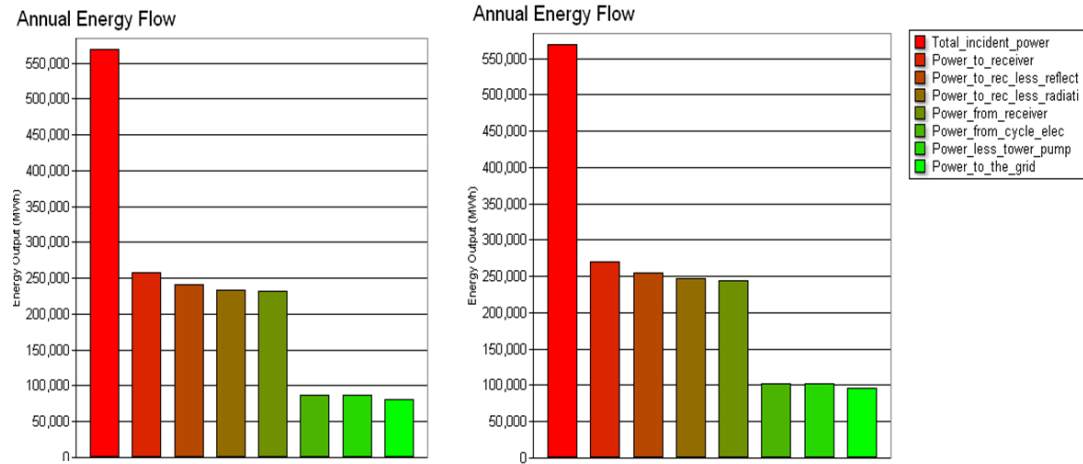


FIGURA 42: DE ENERGÍA ANUAL. DE IZQUIERDA A DERECHA, PLANTA SIN HIBRIDACIÓN Y CON HIBRIDACIÓN

Como se puede apreciar, las principales diferencias se encuentran en la energía que entrega la turbina, siendo, como es lógico, la energía total incidente la misma en ambos casos,

### 10.2.1.1 Factor de Capacidad

El SAM también calcula el factor de capacidad de la planta, entendiéndose como tal, la energía producida en un intervalo de tiempo determinado (generalmente un año) dividida por la energía que debería haber sido producida si la planta hubiera operado a su máxima capacidad durante el mismo período de tiempo. Este factor depende de la insolación específica del emplazamiento, de la configuración utilizada y de la fiabilidad de los componentes (averías y mantenimiento), por esta razón puede verse reducido por diferentes factores como malos índices de insolación y las paradas técnicas de la planta. A continuación se muestra una tabla con los valores del factor de capacidad para la planta con apoyo fósil y sin apoyo fósil, mostrados los datos en clave mensual y promedio anual:

FACTOR DE CAPACIDAD		
Mes	Planta con Hibrid.	Planta sin Hibrid.
Jan	0,30	0,24
Feb	0,30	0,25
Mar	0,30	0,25
Apr	0,39	0,34
May	0,45	0,38
Jun	0,43	0,38
Jul	0,41	0,37
Aug	0,38	0,35
Sep	0,35	0,30
Oct	0,37	0,32
Nov	0,32	0,26
Dec	0,31	0,24
Promedio	<b>0,36</b>	<b>0,31</b>

TABLA 23: VALORES DEL FACTOR DE CAPACIDAD

Como se puede observar el factor de capacidad aumenta en la planta con hibridación, algo lógico dado que en este sistema la energía producida es mayor. Por otra parte, este valor difiere un poco de los datos aportados por Windelsol, donde se alcanzaba un factor de capacidad de

0,25. Esto se debe en parte al aumento del factor solar y es sin duda mucho más fiable que el aportado por Windelsol ya que, al contrario que aquel, el SAM calcula la producción de la planta teniendo en cuenta un año meteorológico tipo completo, y no una serie de días arbitrarios como hacía Delsol.

### 10.2.1.2 Producción de la Planta a lo largo de su Vida Útil.

También resulta interesante calcular el comportamiento de la planta a lo largo de su periodo de funcionamiento, que en este caso se ha supuesto de 15 años. Para ello ha sido necesario definir en el SAM un factor de degradación del bloque de potencia de un 1% anual, por lo que los valores de pérdida de energía anual quedan como siguen:

ENERGÍA PRODUCIDA ANUALMENTE (MWh)		
Año	Planta con Hibridación	Planta sin Hibridación
0	0.00	0.00
1	90,316.09	76,551.08
2	89,412.93	75,785.57
3	88,518.80	75,027.72
4	87,633.61	74,277.44
5	86,757.27	73,534.67
6	85,889.70	72,799.32
7	85,030.80	72,071.33
8	84,180.50	71,350.61
9	83,338.69	70,637.11
10	82,505.30	69,930.74
11	81,680.25	69,231.43
12	80,863.45	68,539.11
13	80,054.81	67,853.72
14	79,254.27	67,175.19
15	78,461.72	66,503.43

TABLA 24: PRODUCCIÓN EN LA VIDA ÚTIL DE LA PLANTA

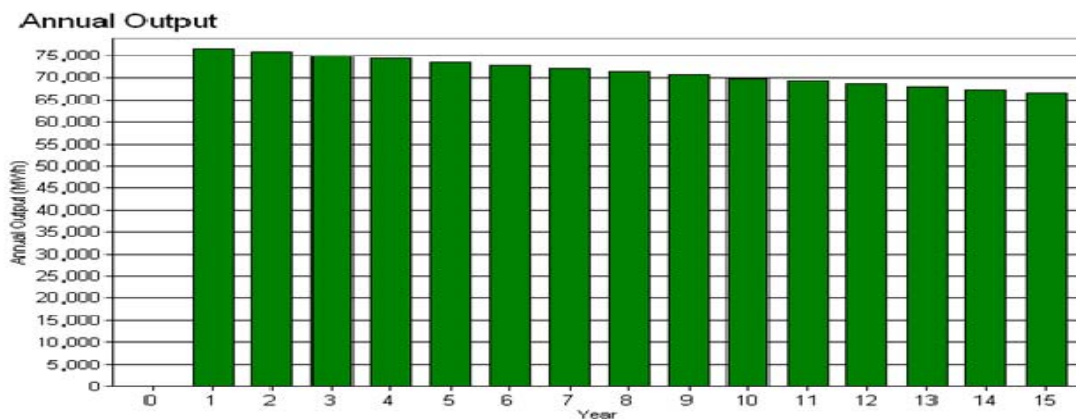


FIGURA 43: PRODUCCIÓN PLANTA SIN APOYO FÓSIL EN LA VIDA ÚTIL DE LA PLANTA

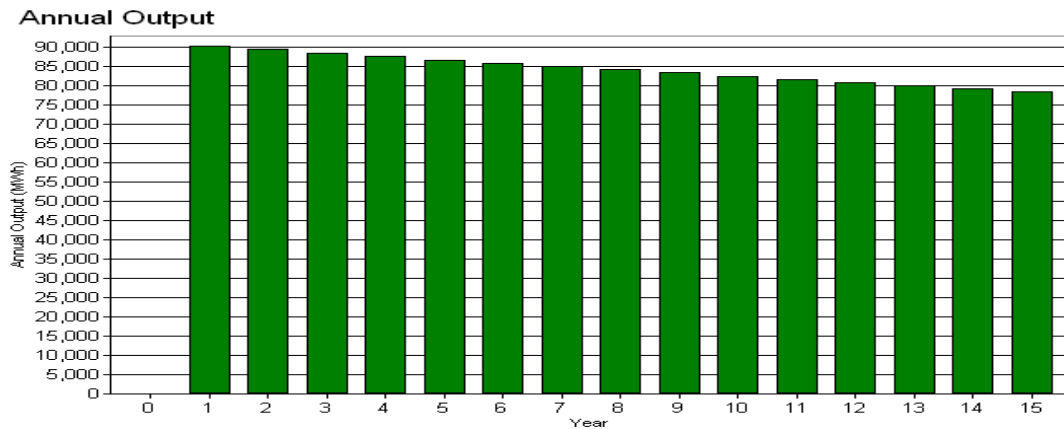


FIGURA 44: PRODUCCIÓN PLANTA CON APOYO FÓSIL EN LA VIDA ÚTIL DE LA PLANTA

## 10.2.2 Análisis Económico

### 10.2.2.1 Cálculo del LEC

El coste de producción de energía vendrá dado por la expresión del LEC (Levelized Electricity Cost), según la fórmula definida por el método de la AIE. El uso del LEC resulta muy útil para poder comparar distintos diseños de plantas, como es este caso donde ha de realizarse un estudio de optimización:

$$LEC = \frac{(CC * FCR) + O\&M + FUEL}{AkWh}$$

Donde:

- CC= Coste del capital (Inversión total en el momento del arranque)
- FCR=Anualidad (Fixed charge rate)
- O&M= Gastos anuales de operación y mantenimiento, incluyendo impuestos y seguros
- Fuel= Coste escalado del combustible (Este término no aplica en nuestro caso)
- AkWh= Producción térmica anual a la salida del receptor en kWh

El coste levelizado de la energía lleva ya incluidos los gastos de amortización del capital y los gastos de mantenimiento.

Por otra parte el coste del capital en el momento de arranque de la planta (CC), por defecto, se calculará suponiendo que la construcción de la planta comienza ahora. Al coste del capital resultante de sumar los distintos subsistemas (CCT) se le incrementan los intereses sobre el capital prestado durante el periodo de la construcción,  $I_{DC}$  :

$$CC = CCTx(1 + IDC)$$

$I_{DC}$  es el porcentaje de incremento de la inversión debido a un periodo de construcción de 2 años.

El coste total del capital (CCT), se calcula como la suma de los costes de varios subsistemas ajustados por un factor sobre las incertidumbres y gastos varios

Así las cosas la planta analizada tiene un LEC de 12,22 c€/kWh para el caso en el que no hay apoyo fósil y 11,28 c€/kWh para el caso con apoyo fósil. La tabla siguiente muestra un resumen en el que se indica el LEC y los datos económicos principales:

Planta Sin Hibridación		Planta Con Hibridación (15% de la Producción)	
LEC (real)	12,22 c€/kWh	LEC (real)	11,28 c€/kWh
FULL COST	80.359.480,00 €	FULL COST	82.639.844,00 €
Actual IRR	44,64 %	Actual IRR	49,83 %
Actual Min DSCR	1,40	Actual Min DSCR	1,40
First Year PPA	13,45 c€/kWh	First Year PPA	12,42 c€/kWh
PPA Escalation Rate	1,20 %	PPA Escalation Rate	1,20 %
Debt Fraction	40,00 %	Debt Fraction	40,00 %
Min Cash Flow	15.540.651,03 €	Min Cash Flow	18.282.738,93 €
kWh / kW - Year 1	2.551,70 h	kWh / kW - Year 1	3.010,54 h
Capacity Factor	29,13 %	Capacity Factor	34,37 %
Annual Output - Year 1	76.551,08 MWh	Annual Output - Year 1	90.316,09 MWh

TABLA 25: COSTE LEVELIZADO DE LA ENERGÍA Y DATOS ECONÓMICOS PRINCIPALES

### 10.2.2.2 Estudio de los Flujos de Caja

Finalmente el programa SAM hace un análisis de los flujos de caja durante toda la vida útil de la planta. Para ello tiene en cuenta los datos de producción, el precio de venta de la electricidad, los gastos de Operación y Mantenimiento, tanto fijos como variables, los seguros y los impuestos. Con estos datos tenemos unos flujos de caja que se muestran a continuación:

FLUJOS DE CAJA DESCONTADO LOS IMPUESTOS		
Año	Planta con Hibridación	Planta sin Hibridación
0	-49,583,906.56	-48,215,688.19
1	29,454,119.16	26,488,381.41
2	25,484,446.00	22,614,227.82
3	22,545,555.43	19,742,377.59
4	21,284,600.64	18,502,128.40
5	21,348,513.41	18,550,156.66
6	18,624,099.83	15,886,770.12
7	18,282,738.93	15,540,651.03
8	18,337,118.75	15,579,327.64
9	18,387,836.45	15,614,420.66
10	18,434,623.13	15,645,671.13
11	18,477,192.28	15,672,803.04
12	18,515,238.56	15,695,522.19
13	18,548,436.56	15,713,514.95
14	18,576,439.42	15,726,446.92
15	18,598,877.41	15,733,961.56

TABLA 26: FLUJOS DE CAJA A LO LARGO DE LA VIDA ÚTIL

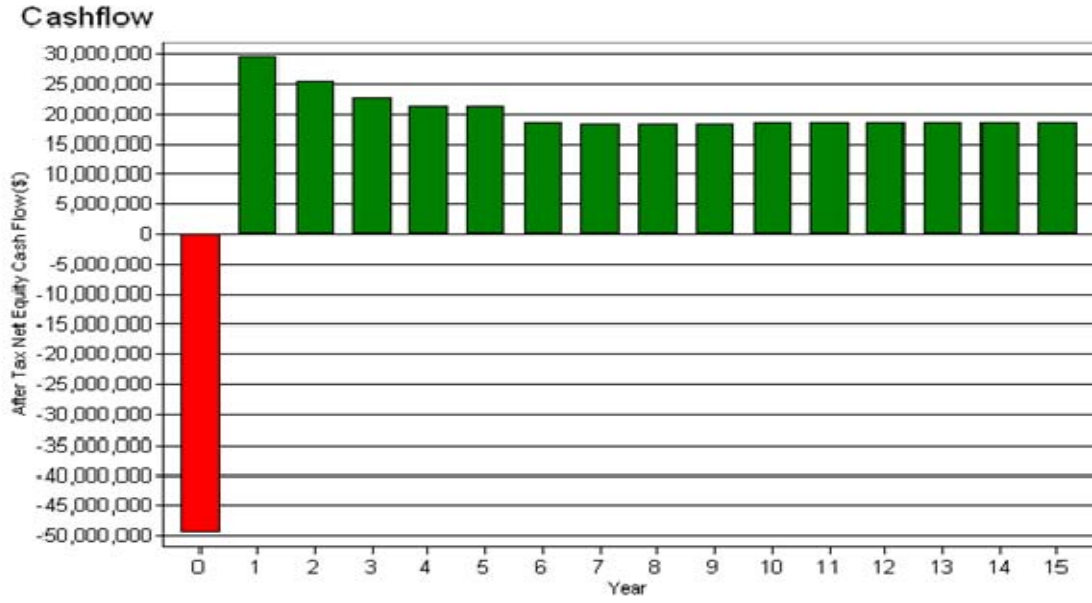


FIGURA 45: FLUJOS DE CAJA PARA LA PLANTA SIN APOYO FÓSIL

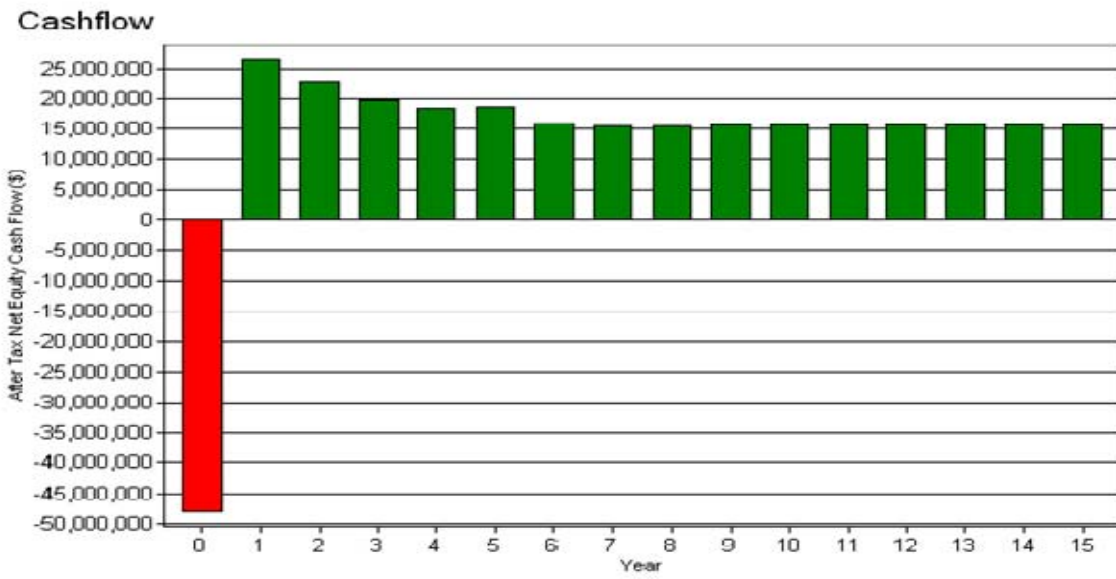


FIGURA 46: FLUJOS DE CAJA PARA LA PLANTA CON APOYO FÓSIL

## 11. CONCLUSIONES

La reducción de los errores ópticos de los helióstatos causados por el ondulado en la superficie del espejo, los errores de tracking (posicionamiento del motor), entre otros, tiene una gran influencia en el funcionamiento óptimo de la planta.

La altura de la torre no es un parámetro determinante, dentro de un rango, en el diseño de la planta, sin embargo es muy importante a la hora de evaluar costes y decidir la distribución del campo de helióstatos (circular o norte).

La eficiencia del receptor y el número de helióstatos son factores que tienen un profundo impacto en la producción energética de la planta y la rentabilidad del proyecto.

Emplear sistemas de apoyo energético con gas natural mejora los ingresos económicos de la planta, haciéndola más rentable. En concreto disminuye el LEC en un 8% con un aumento de la inversión del 2,5%.

La producción de la Planta depende fuertemente de las prestaciones ópticas del campo de helióstatos, por esta razón es muy importante optimizar el canteo de los mismos.



## 12. ANEXOS

### 12.1 INPUT WINDELSOL

```
NEW INPUT
&BASIC
Iprob=4
Itape=1
PLAT=37.58
ALT=0.031
WEATH=0.69
REFSOL=0.85
/
&FIELD
RADMAX=9.0
/
&HSTAT
WM=12.0
HM=10.0
Icpanl=1
WPANL=4.0
HPANL=3.33
NCANTX=3
NCANTY=3
DENSMT=1.0
HXCANT=3*-4.,3*0.,3*4.
HYCANT=3.33,0.,-3.33,
3.33,0.,-3.33,
3.33,0.,-3.33
/
&REC
W=8.000
H=10.000
THT=110.0
TOWL=110.0
IAUTOP=1
/
&NLFLUX
Iflx=1
DIAMF=8.0
Nxflx=13
fazmin=0.000
fazmax=360.000
Nyflx=13
fzmin=-5.000
fzmax=5.000
Icavf=1
FLXLIM=1.0E+6
/
&NLEFF
REFTHP=1.65E8
AREF=251.32
REFRC=0.88
REFLP=90.0
ETAREF=0.375
/
&REC
/
&OPT
```

```
Numopt=1
POPTMN=3.0E7
POPTMX=3.0E7
Iplfl=1
Iotape=1
Irerun=1
/
&NLFLUX
Iflx=1
DIAMF=8.0
Nxflx=13
fazmin=0.000
fazmax=360.000
Nyflx=13
fzmin=-5.000
fzmax=5.000
Icavf=1
FLXLIM=1.0E+6
/
&NLEFF
REFTHP=1.65E8
AREF=251.32
REFRC=0.88
REFLP=90.0
ETAREF=0.375
/
&NLCOST
/
&NLECON
/
PERFORMANCE
RUN
&BASIC
Iprob=0
Itape=3
TDESP=30.
/
&FIELD
/
&HSTAT
/
&REC
/
&NLFLUX
Iflx=1
Ifxout(1,1)=1
DIAMF=8.0
Nxflx=13
fazmin=0.000
fazmax=360.000
Nyflx=13
fzmin=-5.000
fzmax=5.000
Icavf=1
/
&NLEFF
/
&REC
W=-100.
/
```

## 12.2 MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS

MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS			Factores ambientales																											
			Medio inerte										Medio Biotico										Medio Perceptual		Medio Socio-					
			suelo		Hidrología				Atmósfera				Flora						Fauna				Paisaje y cuenca visual	Protección Arqueológica	Vías Pecuarias	Usos del suelo	Empleo	Salud y molestias		
			Vulnerabilidad	Erosión	Vulnerabilidad	Calidad físico-Química	Dinámica del cauce	Sólidos en suspensión	Temperatura	Evaporación	Capa freática	Olores	Polvo	Emisiones gaseosas	Ruido	Calidad biológica	Vegetación Potencial	Usos del suelo y capacidad	Vegetación actual	Introducción de sp.vegetales ornamentales	Mamíferos	Aves							Reptiles y Anfibios	Ecosistemas asociados
FASE CONSTRUI	Mov. Tierras	Desbroce y despeje	X	X							X	X	X	X	X	X	X	X	X					X			X	X	X	
		Explanación	X	X							X	X	X	X	X	X	X	X	X					X			X	X	X	
	Construcción	Cimentación torre, tanques, heliostatos y nave	X	X							X	X	X		X	X	X		X					X			X	X	X	
		Almacenamiento residuos	X								X	X	X		X	X	X		X					X			X	X		
		Estructuras heliostatos	X	X							X	X	X		X	X	X		X					X			X	X	X	
		Instalaciones eléctricas	X	X							X	X	X	X	X	X	X		X					X			X	X	X	
Construcción torre, tanques y nave	X	X							X	X	X	X	X	X	X		X					X			X	X	X			
FASE EXPLOTACIÓN	Limpieza	Residuos	X																											
		Limpieza de todos los elementos de la central	X		X							X	X															X	X	
	Taller	Residuos	X									X	X																X	X
		Mantenimiento heliostatos, torre, tanques y tur	X									X	X																X	X
		Torre Estructura	X		X										X	X	X		X					X			X	X		
		Heliostatos Estructura	X												X	X	X		X					X			X	X		
Tanques Estructuras	X												X	X	X		X					X			X	X				
Nave Estructura	X		X										X	X	X		X					X			X	X				
FASE DESMANTELA	Torre Estructura	X	X								X	X	X										X			X	X	X		
	Heliostatos Estructura	X	X								X	X	X										X			X	X	X		
	Tanques Estructura	X	X								X	X	X										X			X	X	X		
	Nave Estructura	X	X								X	X	X										X			X	X	X		
	Sist. Eléctrico Cableado	X	X								X	X	X										X			X	X	X		
Maquinaria Turbina y maquinaria general																										X				