

**UNIVERSIDAD DE COSTA RICA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**PROPUESTA TÉCNICA DE DESARROLLO PARA EL APROVECHAMIENTO SOLAR  
EN P.H. BELÉN**

**PROYECTO DE GRADUACIÓN PARA OPTAR AL GRADO DE LICENCIATURA EN  
INGENIERÍA MECÁNICA**

**NATALIA ALVARADO SANABRIA 997302**

**2010**

Propuesta técnica de desarrollo para el aprovechamiento solar en P.H. Belén

Proyecto de Graduación para optar al grado de licenciatura en Ingeniería  
Mecánica

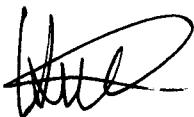
Presentado por:

Natalia Alvarado Sanabria

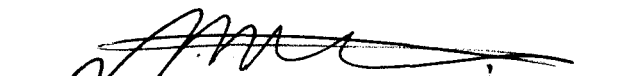
05 de Marzo del 2010

Ante el tribunal calificador integrado por:

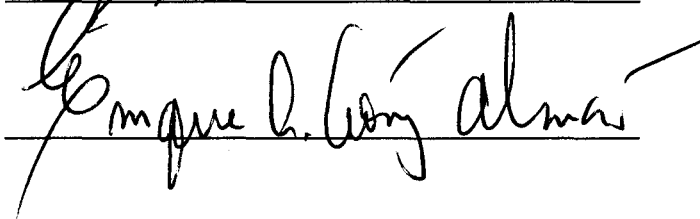
Inga. Hennia Cavallini S.  
Directora  
Escuela de Ingeniería Mecánica  
Presidenta del Tribunal



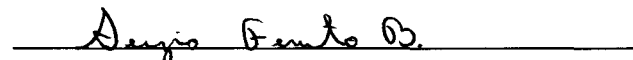
Ing. Marco Calvo.  
Profesor



MBA. Enrique Gómez A.  
Profesor Guía



Msc. Sergio Ferreto B.  
Lector



Ing. Allan Aguilar G.  
Lector



Fecha: I- 2010

## DEDICATORIA

### **A Dios.**

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

### **A mi hermano Alvaro.**

Por su apoyo y amor, por ser un gran hermano, por motivarme ha seguir adelante. Siempre estaré de tu lado y tú siempre estarás en mi pensamiento.

### **A mi madre.**

Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

### **A mis familiares.**

Por que siempre he contado con ellos para todo, gracias a la confianza que siempre nos hemos tenido; por el apoyo y amistad

### **A mis amigos.**

Que nos apoyamos mutuamente en nuestra formación profesional y que hasta ahora, seguimos siendo amigos:

¡Gracias!

Y a todos aquellos que participaron directa o indirectamente en la elaboración de esta tesis.

## AGRADECIMIENTOS

Primero y antes que nada, dar gracias a Dios, por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente y por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.

Y a mis maestros gracias por su tiempo, por su apoyo así como por la sabiduría que me transmitieron en el desarrollo de mi formación profesional, en especial: al MBA. Enrique Gómez Abarca por haber guiado el desarrollo de este trabajo y llegar a la culminación del mismo, a Ing. Sergio Ferreto Brenes e Ing. Allan Aguilar Gutiérrez por su apoyo ofrecido en los momentos difíciles en este trabajo y por su tiempo compartido y por impulsar el desarrollo de nuestra formación profesional.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>Capítulo</b>	<b>Primero</b>	<b>1</b>
1.1.	Justificación	2
1.2.	Objetivos	4
1.2.1.	Objetivo general	4
1.2.2.	Objetivos específicos	4
1.3.	Alcance	6
1.4.	Limitaciones	7
1.5.	Metodología	8
1.5.1.	Tipo de estudio	8
1.5.2.	Método de investigación	8
1.5.3.	Fuentes de información	9
<b>Capítulo</b>	<b>Segundo</b>	<b>10</b>
2.1	Energía Renovable	11
2.2	Energía y medio ambiente	11
2.2.1	Legislación vigente sobre energía en Costa Rica	13
2.3	Recurso solar	17
2.4	Medidas radiométricas	23
2.4.1	Radiación global y difusa.	24
2.4.2	Radiación directa.	26
2.4.3	Heliograma	28
2.5	Variabilidad espacial y temporal de la radiación solar.	29
2.6	Años Típicos y años de diseño	30

2.7	Revisión histórica de las fuentes y determinación del recurso solar	31
2.7.1	Mapas solares en Costa Rica	32
<b>Capítulo Tercero</b>		<b>36</b>
3.1	Tecnologías solares	37
3.1.1	Energía solar fotovoltaica	38
	Inversor	42
	Contadores	42
3.1.2	Energía solar térmica	44
3.1.2.1	Sistemas torre central	50
	Subsistema colector	52
	Subsistema receptor	58
	Subsistema de almacenamiento	60
	Subsistema de potencia y otros	66
3.1.2.2	Concentradores cilindro-parabólicos (CCP)	66
3.1.2.3	Discos parabólicos o Discos stirling	73
3.2	Análisis termodinámico del sistema de vapor en las tecnologías termosolares para la generación eléctrica.	80
<b>Capítulo Cuarto</b>		<b>92</b>
4.1	Recursos CNFL	93
4.2	Determinación y justificación de la tecnología solar a utilizar.	94
4.2.1	Metodología y sus procesos	95
4.2.2	Criterios selección y diseño de los elementos	96
4.2.2.1	Reflectores	96
4.2.2.2	Tubos absorbedores	97
4.2.2.3	El sistema de accionamiento y seguimiento solar	101

4.2.2.4	La estructura soporte _____	103
4.2.2.5	La conexión entre colectores adyacentes _____	103
4.2.2.6	Fluidos de trabajo en Colectores Cilindro Parabólicos. _____	105
4.3	Potencial energético _____	106
4.4	Resultados _____	120
4.4.1	Definición de los parámetros de la planta en el punto de diseño	120
4.4.2	Elección del modelo de colector cilindro parabólico. _____	121
4.4.3	Elección del tipo de aceite y determinación de sus parámetros termodinámicos _____	122
4.4.4	Cálculo del caudal de aceite por cada fila de colectores en el punto de diseño _____	122
4.4.5	Cálculo del incremento de temperatura del aceite en un colector LS-3	123
4.4.6	Cálculo del número de colectores que deben conectarse en serie dentro de cada fila. _____	126
4.4.7	Cálculo del número de filas paralelas necesario _____	127
4.4.8	Sistema de almacenamiento de energía térmica y eficiencias del sistema	127
4.5	Circuito térmico _____	128
<b>Capítulo Quinto _____</b>		<b>129</b>
5.1.	Esquema de proceso _____	130
	Función del ciclo agua-vapor. _____	140
	Principales elementos del ciclo agua-vapor. _____	141
5.2.1.	Válvulas de bypass. _____	141
5.2.2.	El condensador. _____	141
5.2.3.	Extracciones de la turbina. _____	142
5.2.4.	Pre calentadores. _____	143

5.2.5. El desgasificador.	143
5.2.6. Bombas de alimentación a la caldera.	144
5.2.7. Bombas de condensado.	145
<b>Capítulo Sexto</b>	<b>146</b>
6.1. Análisis financiero	147
<b>Capítulo Séptimo</b>	<b>165</b>
7.1 El cambio climático y el protocolo de kioto.	166
7.2 Mecanismo de Desarrollo Limpio	168
<b>Conclusiones</b>	<b>174</b>
<b>Recomendaciones</b>	<b>179</b>
<b>Simbología</b>	<b>185</b>
<b>Referencias</b>	<b>187</b>
<b>Apéndice A. Selección fluido caloportador</b>	<b>188</b>
<b>Apéndice B. Angulo de incidencia</b>	<b>192</b>
<b>Apéndice C. Datos del día de diseño</b>	<b>199</b>
<b>Apéndice D. Dimensionamiento del campo solar.</b>	<b>201</b>
<b>Apéndice E. Flujos de Caja</b>	<b>207</b>
<b>Anexo A. Características de los colectores comerciales.</b>	<b>210</b>
<b>Anexo B. Ficha técnica de la subestación de Lindora.</b>	<b>212</b>
<b>Anexo C. Área estimada en P.H. Belén</b>	<b>214</b>
<b>Anexo D. Referencia de precios Termosolar</b>	<b>216</b>
<b>Anexo E. Información técnica del aceite VP1</b>	<b>218</b>
<b>Anexo F. Real decreto 661/2007, Legislación española</b>	<b>222</b>
<b>Anexo G. Energía Solar Térmica De Concentración: Perspectiva Mundial 2009</b>	<b>224</b>



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Balance de radiación solar.....	19
Figura 2: Irradiancia espectral de la radiación de cuerpo negro a 6000 K y de la radiación solar AM0 (fuera de la atmósfera terrestre), y AM.1.5 y AM1.5 difusa. Se muestra la absorción del O3 atmosférico, O2 molecular, moléculas de agua y CO2.....	22
Figura 3: Piranómetro Kipp.....	26
Figura 4: Pirheliómetro de disco de plata de Abbot.....	27
Figura 5: Heliógrafo de Campbell-Stokes.....	29
Figura 6: Promedios diarios medio anual de la radiación solar global en Costa Rica.....	33
Figura 7: Promedio diario medio anual de la radiación solar directa sobre una superficie horizontal en Costa Rica.....	34
Figura 8: Promedio diario medio anual de la radiación solar difusa sobre una superficie horizontal en Costa Rica.....	34
Figura 9: Clasificación de células solares.....	40
Figura 10: Tipos de centrales termosolares.....	50
Figura 11: Heliostato.....	53
Figura 12: Diversas tipologías de despliegue de heliostatos.....	57
Figura 13: Clasificación de los sistemas de almacenamiento.....	62
Figura 14: Tipos de fluidos utilizados como almacenes.....	62
Figura 15: Diagrama del sistema agua vapor.....	63
Figura 16: Diagrama del sistema sodio líquido.....	64
Figura 17: Diagrama del sistema sales fundidas.....	65
Figura 18: Diagrama del sistema aire.....	65
Figura 19: Configuración típica de CCP.....	67
Figura 20: Configuración del receptor.....	68

Figura 21: Configuraciones en la alimentación del campo de colectores.....	69
Figura 22: Diseño típico de los CCP. ....	70
Figura 23: Principio de funcionamiento de un colector cilindro-parabólico.....	70
Figura 24: Esquema de funcionamiento con intercambiador de CCP. ....	73
Figura 25: Esquema funcional del Disco Stirling. ....	74
Figura 26: Esquema funcional del sistema Disco Stirling. ....	74
Figura 27: Ciclos termodinámicos en tecnologías solares.....	81
Figura 28: Ciclo de Carnot.....	82
Figura 29: Ciclo Stirling .....	83
Figura 30: Ciclo Rankine ideal.....	84
Figura 31: Ciclo Rankine .....	85
Figura 32: Ciclo Rankine con sobrecalentamiento y recalentamiento. ....	87
Figura 33: Ciclo Brayton Ideal .....	89
Figura 34. Ubicación de P.H. Bélen .....	93
Figura 35. Tubo absorbedor típico de vacío para CCP. ....	100
Figura 36. Diferentes tipos de mecanismos de accionamiento para colectores cilindro parabólicos.....	102
Figura 37. Producción de vapor mediante aceite térmico.....	108
Figura 38. Parámetros ópticos de un CCP. ....	110
Figura 39. Comportamiento óptico de una parábola. ....	112
Figura 40. Pérdidas geométricas “de final” en un CCP. ....	112
Figura 41. Pérdidas térmicas en el tubo absorbedor de un CCP. ....	113
Figura 42. Diagrama de pérdidas y rendimientos en un CCP. ....	118
Figura 43. Rendimiento global de un CCP en función de la temperatura, para $\varphi = 0^\circ$ . .....	119
Figura 44. Circuito térmico. ....	128

Figura 45. Configuración de alimentación central del campo diseñado. ....	131
Figura 46. Diagrama, calculo de tubería de alimentación y de salida del aceite. ....	132
Figura 47. Esquema sistemático del proyecto. ....	139
Figura 48. Extracciones de la turbina. ....	143
Figura 49. Desgasificador.....	144
Figura 50. Bomba de alimentación. ....	145
Figura 51. Evolución prevista del coste de la electricidad en el período 2000-2020 producida para las tres tecnologías de CET.....	156

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Alternativas de diseño de los sistemas de torre .....	52
Tabla 2: Tipos de receptores investigados más interesantes .....	59
Tabla 3: Características de las centrales solares termoelectricas. ....	77
Tabla 4: Desarrollos más importantes en el diseño de componentes en los sistemas solares térmicos .....	78
Tabla 5: Desarrollo de tecnologías solares térmicas. ....	79
Tabla 6. Eficiencias del sistema .....	127
Tabla 7. Resultado tubería de alimentación .....	133
Tabla 8. Resultado tubería de retorno .....	134
Tabla 9. Configuración típica entre colectores .....	137
Tabla 10. Resultado de cálculo de longitudes. ....	137
Tabla 11. Costos estimados de diferentes proyectos. ....	150
Tabla 12. Datos de potencia vs. factor a escala .....	150
Tabla 13. Indirectos porcentuales para planta solar. ....	151
Tabla 14. Tarifa por kWh para tecnología termosolar CCP .....	152
Tabla 15. Analisis de sensibilidad, factor de utilizacion vrs tasas de interes de sistema termosolar .....	152
Tabla 16. Analisis de sensibilidad, factor de utilizacion vrs tarifas de sistema termosolar. ....	153
Tabla 17. Tarifa por kWh para tecnología fotovoltaica .....	154
Tabla 18. Analisis de sensibilidad, factor de utilizacion vrs tasas de interes de sistema fotovoltaico .....	155
Tabla 19. Analisis de sensibilidad, factor de utilizacion vrs tarifas de sistema fotovoltaico. ....	155
Tabla 20. Tarifa por kWh para tecnología termosolar 50MW. ....	158
Tabla 21. Analisis de sensibilidad, tarifa VRS MW instalados .....	159

Tabla 22. Estimación de emisiones e ingresos por venta de certificados .....	171
Tabla 23. Tarifa por kWh considerando CERs para tecnología termosolar CCP	172

## RESUMEN

La energía solar constituye un recurso primario, inagotable y más limpio para producción de energía. La pequeña parte de energía emanada del Sol que alcanza nuestro planeta es suficiente para mantener estable la temperatura lo que a su vez permite el funcionamiento ininterrumpido del ciclo hidrológico y del clima. Se estima que la cantidad de energía que recibe la tierra en 30 minutos, equivale a toda la energía eléctrica consumida por la humanidad en un año. (Merino, 2006)

Este Trabajo Final de Graduación (TFG), desarrolla una propuesta de viabilidad para la generación eléctrica a partir del recurso solar disponible en terrenos de la Planta Hidroeléctrica Belén, propiedad de Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL). Para tal propósito el TFG revisa aspectos teóricos, financieros y ambientales relacionados con la aplicación de tecnologías fotovoltaicas y térmicas comercialmente disponibles o en fase de desarrollo.

El trabajo se desarrolla en siete capítulos, los cuales comprenden cuatro importantes partes que son: un capítulo introductorio, un marco referencial del recurso solar, tecnologías de aprovechamiento solar, una propuesta de diseño y conclusiones y recomendaciones para su implementación.

En el capítulo introductorio se presenta objetivo, alcances, limitaciones y metodología a utilizar para la elaboración del TFG. Posteriormente se presenta una reseña teórica y conceptos básicos para la adecuada comprensión de las tecnologías existentes. Posteriormente se realiza un análisis de los datos solares, terrenos y red eléctrica existentes para seleccionar y diseñar la tecnología más

apropiada a las condiciones disponibles. Por último, se estudian aspectos financieros, impactos y medidas de mitigación ambiental, mecanismos de desarrollo limpio y el marco comercial para su óptima implementación.

Considerando la disponibilidad de terreno y potencial solar de la PH Belén, se propuso el diseño de una planta solar de 3 MW, con factor de utilización de 27,9%, este proyecto es viable si la energía se logra vender a \$0.224/kWh. Este precio es inferior al de las centrales térmicas con turbina de diesel (\$0.46/kWh), esto no garantiza que la compra se dará a costo requerido para este proyecto dado que la tarifa de compra la establece la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP).

Para la implementación de esta tecnología se necesitarán subsidios, y/o participar en la venta de Certificados de Emisiones de Carbono establecidos en el protocolo de Kioto, dado que la tecnología solar se estima que evita la emisión de 600 toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera (tCO<sub>2</sub>) por GWh.

## CAPÍTULO PRIMERO



## 1.1. JUSTIFICACIÓN

El recurso solar, que es renovable y limpio, es uno de los principales candidatos para el suministro de una significativa porción de la demanda creciente de energía eléctrica en Costa Rica. Con el propósito de fundamentar esta alternativa energética, este TFG investiga una serie de opciones tecnológicas y propone un diseño viable para la realización de un proyecto consistente en la instalación y operación de una planta solar en P.H. Belén.

En Costa Rica se vive una realidad institucional que demuestra que la prestación de servicios de energía eléctrica no es completamente eficaz, debido a su contexto geográfico, ambiental, económico, jurídico y social. El uso de fuentes renovables, como la energía solar, podría constituir una opción coherente con los intereses de los factores enumerados anteriormente.

Uno de los objetivos estratégicos de La Compañía Nacional Fuerza y Luz (CNFL) es investigar el aprovechamiento de fuentes de energía renovables para la producción de energía eléctrica. Su Dirección de Conservación de la Energía ha tomado la iniciativa de establecer que el aprovechamiento exitoso de nuevas fuentes renovables de energía requiere metodológicamente de la formulación de un proyecto de investigación, o pre factibilidad, con el objeto de determinar el potencial del recurso, sus impactos y medidas socio-ambientales, las tecnologías disponibles y el manejo óptimo del riesgo, inherente a la variabilidad de los recursos naturales, para precisar o predecir su eficiencia económica.

No obstante lo anterior, hasta la fecha en el campo de la energía solar, no ha sido objeto de una investigación plena. Por lo que este TFG tiene como propósito responder a la iniciativa de la Dirección de Conservación de la Energía y realizar una propuesta para desarrollar un proyecto que aproveche la energía solar incidente en los terrenos de la Planta Hidroeléctrica Belén (PH Belén).

Ambientalmente se justifica la explotación de fuentes renovables por su baja producción de CO<sub>2</sub> en comparación con las plantas térmicas basadas en hidrocarburos, y por su facilidad de regular el manejo de desechos tales como acumuladores, conductores, accesorios eléctricos y fluidos para transferencia de calor. Aunque las tecnologías solares disponibles requiere de superficies amplias para su implementación a gran escala, existe la posibilidad de combinarla con terrenos que no sacrifiquen recargas pluviales, no alteren drásticamente el uso primario del suelo y que tampoco afecten su biodiversidad.

Expuesto lo anterior, el presente trabajo brindará parámetros de diseño para la elaboración de una planta solar en los terrenos de la PH Belén y así utilizar los equipos de conversión y transmisión de energía existente, y ser un elemento clave para la elección de fuentes renovables y más concretamente proveniente de la energía solar como complemento de los procesos productivos de energía eléctrica. El estudio propondrá formas que impulsen la transferencia tecnológica solar, así como lograr un cambio de cultura y actitudes benéficas tanto para la CNFL, como para el ambiente.

## 1.2. OBJETIVOS

### 1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Desarrollar una propuesta de viabilidad para la generación eléctrica solar que considere aspectos teóricos, financieros y ambientales, analizando tecnologías fotovoltaicas y térmicas en la propiedad de la CNFL de PH Belén, optimizando los recursos existentes.

### 1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar el recurso solar y condiciones geográficas del mejor sitio en la PH Belén de la CNFL.
- Investigar sobre la tecnología solar a utilizar, ya sea térmica o fotovoltaica.
- Realizar la valoración del potencial energético del proyecto, según el área disponible.
- Determinar la tecnología solar óptima para el desarrollo del proyecto solar.
- Realizar una comparación de costos de las tecnologías solares: térmicas y fotovoltaicas.
- Determinar los componentes e infraestructura necesaria para la instalación de la tecnología solar.
- Definir los recursos necesarios para la ejecución y operación exitosa del proyecto.

- Identificar las principales variables ambientales a considerar.
- Analizar el esquema de desarrollo aplicable al proyecto.

### 1.3. ALCANCE

Los alcances de este documento, son los siguientes:

- Unificar en un documento final el recurso solar y condiciones geográficas para realizar un proyecto de aprovechamiento solar en PH Belén.
- Familiarización de las diferentes tecnologías solares aplicables.
- Identificación del potencial energético del proyecto según el área disponible.
- Poder determinar cual sistema (fotovoltaico o termo solar) es el más adecuado según parámetros de tamaño, eficiencia, costo, entre otros, para el sitio.
- Determinar los componentes e infraestructura necesaria para la instalación de la tecnología solar seleccionada.
- Determinar los recursos necesarios para la ejecución y operación exitosa del proyecto.
- Realizar el proyecto bajo los requerimientos ambientales, que rigen en Costa Rica.

#### 1.4. LIMITACIONES

Las limitaciones presentadas en el desarrollo del TFG, es la poca información disponible en el país de tecnologías termosolares, además Costa Rica no posee una base de datos de radiación solar y la calidad de datos existentes de radiación solar, va a depender de la metodología utilizada para su recolección. En períodos que no existan datos, se realizará una estimación del potencial del equipo, sin considerar estos lapsos.

## 1.5. METODOLOGÍA

### 1.5.1. TIPO DE ESTUDIO

Por ser una investigación en donde existe una serie de factores que se interrelacionan entre sí ésta no puede ser excluyente, por lo tanto, la investigación necesariamente tendrá que recurrir de tres características: explorativo, descriptivo, explicativo. (Méndez C. E., 2004)

Exploratorio: dado a que en el país no se han realizado un estudio técnico que se refieren al aprovechamiento solar específicamente en los terrenos de PH Belén, el estudio exploratorio se fundamenta en investigaciones bibliográficas que busca construir un marco teórico de referencia y orientadas al análisis de los modelos teóricos.

Descriptivo: busca especificar las propiedades, las características y definir si se pretende llegar a un nivel de conocimiento, que pueda fundamentarse en la formulación de una propuesta de desarrollo solar.

Explicativo: debido que la realización de la propuesta contribuye al desarrollo del conocimiento solar, razón por la cual el rigor científico se constituye en pilar fundamental para su elaboración.

### 1.5.2. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

El método de investigación constituye el conjunto de procesos emprendidos para la realización de la investigación. Para el desarrollo de este proyecto se utilizarán

los métodos de investigación: inductivo, deductivo y análisis. (Méndez C. E., 2004).

El método inductivo debido que conlleva un análisis ordenado, coherente y lógico del objeto de investigación, proporcionando libertad al enmarcarlo con una base teórica sobre la cual fundamentar las decisiones tomadas. Teniendo en cuenta que puede llegar a establecer generalidades a partir de análisis de empíricos.

El método deductivo permitirá identificar explicaciones particulares contenidas explícitamente en la situación general. Proporcionando ambos métodos, investigación y lineamientos, para la adecuada adquisición de conocimiento y desarrollo acertado del proyecto.

Por otro lado, el método de análisis permite conocer la realidad, además se puede establecer las relaciones causa-efecto entre los diferentes elementos implicados, este método se aplicará en el proceso de selección, diseño e implementación de la tecnología solar más apropiada.

### 1.5.3. FUENTES DE INFORMACIÓN

La información como materia prima para el desarrollo del proyecto, se consultaron fuentes primarias (entrevistas) y secundarias (libros, revistas, documentos, tesis). En la bibliografía se presentan las fuentes, las cuales se seleccionaron según su aporte al desarrollo de este trabajo.



## CAPÍTULO SEGUNDO

## 2.1 ENERGÍA RENOVABLE

Para la Física, la energía es la capacidad potencial que tienen los cuerpos para producir trabajo o calor, y se manifiesta mediante un cambio.

El hombre a lo largo de la historia ha utilizado las fuentes de energía a su alcance para hacer un trabajo o para obtener calor. Primero su propia fuerza física o la de los animales domésticos. Luego la energía del viento y del agua. Más tarde llegaría la explotación de los combustibles fósiles –carbón, gas natural y petróleo– y de la energía nuclear.

De entre las distintas fuentes de energía, las renovables son aquellas que se producen de forma continua y son inagotables a escala humana. El sol está en el origen de todas las energías renovables porque su calor provoca en la Tierra las diferencias de presión que dan origen a los vientos o energía eólica. El sol ordena el ciclo del agua, causa la evaporación que predispone la formación de nubes y, por tanto, las lluvias o energía hidráulica. Las fuentes de energía renovables que se incluyen en este proyecto son la solar, con sus dos alternativas: la térmica y la fotovoltaica.

## 2.2 ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

La generación, el transporte y el consumo de las energías convencionales, tienen un impacto sobre el medio y puede argumentarse que están en el origen de algunos de los mayores problemas ambientales que sufre el planeta, como el

cambio climático y la lluvia ácida. Sin llegar a decir que esos efectos no existen en las renovables, sí es cierto, en cambio, que son infinitamente menores y siempre reversibles. (Merino, 2006)

El consumo de energía, es en la actualidad la principal fuente de emisiones de gases de efecto invernadero y de contaminantes acidificantes. Pero mientras no se reduzca el protagonismo de los combustibles fósiles en la cesta energética, los gases de efecto invernadero que provocan cambio climático parecen estar abocados a aumentar. Mayor eficiencia energética y un incremento del uso de las energías renovables son vistos como parte de la solución.

Las energías renovables son inagotables. Utilizar la radiación solar para producir calor o electricidad no disminuye en ningún caso la cantidad de energía que el Sol envía a la Tierra. Además la conversión de la energía solar en electricidad nunca trastocaría el equilibrio térmico del planeta.

Por otro lado, Costa Rica enfrenta problemas para garantizar el suministro de energía requerida, para aumentar las opciones de desarrollo sostenible y el crecimiento económico de su población. Los patrones de consumo energético son insostenibles, en unión a la crisis internacional por los precios del petróleo. En la legislación vigente, motiva al sector energético a los desarrollos de energías renovables para la generación eléctrica.

### 2.2.1 LEGISLACIÓN VIGENTE SOBRE ENERGÍA EN COSTA RICA

Los esfuerzos en el sector energía se orientan a crear un entorno amigable, que promueva el Desarrollo Sostenible entendido este como un proceso orientado a mejorar la calidad de vida de los ciudadanos en el presente, sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades.

El Desarrollo Sostenible en la República de Costa Rica se entiende como un proceso que se enmarca en una relación tridimensional, entre la sostenibilidad ambiental, la equidad social y la eficiencia económica.

La propuesta se realiza en conformidad con las políticas y lineamientos generales del Plan Nacional de Desarrollo (PND), Sector Electricidad y la Estrategia Nacional de Cambio Climático (ENCC), tal como se describe a continuación:

#### *PLAN NACIONAL DE DESARROLLO (PND)*

La Ley No. 5525 del 2 de mayo de 1974, estableció el Sistema Nacional de Planificación, como un mecanismo que posibilitara la integración de las políticas sectoriales de acuerdo con las necesidades de cada sector pero articuladas dentro de un Plan Nacional de Desarrollo (PND).

El PND, puntualiza claramente los objetivos y la dirección de la acción gubernamental en el período 2006-2010. El PND constituye el marco orientador del Gobierno de la República, que define las políticas que normarán la acción del Gobierno para promover el desarrollo del país. El PND detalla los objetivos,

políticas, prioridades y estrategias a implementar. El PND contempla la Política de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones.

En la Sección 2: “Los Grandes Desafíos”, en la punto 2.8 Energía, señala:

“Reducir la dependencia de combustibles importados, aprovechar mejor las fuentes de energía renovable del país y llegar a producir el 100% de la electricidad del país a partir de fuentes de energía renovables.”

La Sección 3: “Visión del Eje y Metas Sectoriales”, en el punto 3.2.4 Suministro de energía y uso de hidrocarburos, en lo que se refiere a suministro de energía y uso de hidrocarburos, dice textualmente:

“Mejorar tecnológicamente y restablecer los niveles de confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía, reduciendo el uso de hidrocarburos en la producción de energía eléctrica, y sentando las bases para ser, en el año 2021, el primer país del mundo que produzca el 100% de la electricidad que consume a partir de fuentes renovables de energía.”

Por otro lado en el punto 3.2.5 Biocombustibles, se impulsa a potenciar el desarrollo de la industria nacional de biocombustibles.

#### *ESTRATEGIA NACIONAL SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO (ENCC)*

El cambio climático es una de las principales amenazas que tiene Costa Rica, sin embargo, por su naturaleza global y acumulativa, nuestro país no solo puede evitar sus impactos ni reducir sus efectos. Ante esta realidad, la Estrategia

Nacional para el Cambio Climático se propone lineamientos para minimizar la tendencia de aumento de los Gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera, a la vez desarrollar bases científicas y técnicas que permitan reconfigurar instrumentos de gestión (políticas, planes, programas, proyectos) para poder prevenir, mitigar o adaptarse a los cambios climáticos extremos. Además, busca generar una cultura con mayor conocimiento y conciencia ambiental ciudadana.

La Convención Marco sobre el Cambio Climático, fue firmada en Río de Janeiro en el año 1992 durante la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo, estableciéndose en esta la realización de proyectos de Aplicación Conjunta.

Esta propuesta fue avalada por 121 países, entre ellos Costa Rica, y entró en vigencia en marzo de 1994. En ese mismo año, Costa Rica ratifica dicha Convención, procediéndose de inmediato a la realización del primer inventario nacional, utilizando para ello las “Guías para elaboración de inventarios nacionales de GEI propuestas por el IPCC-OECD (1994), tomando como referencia el año 1990 a fin de hacerlo comparable con otros países.

#### *POLÍTICA SECTORIAL*

En sector de energía y electricidad las políticas que rigen son las siguientes:

#### *Directriz sobre fuentes renovables de energía*

La Directriz No. 22 promulgada en La Gaceta de 25 de abril de 2003 tiene por objeto incentivar la utilización de nuevas tecnologías que utilicen Fuentes Nuevas

y Renovables mediante la elaboración de planes de desarrollo de fuentes de energía nuevas y renovables por parte de los actores que componen el subsector energía, para lo cual deben elaborar los mecanismos que apoyen la incorporación de las nuevas tecnologías utilizadas por esas fuentes al Servicio Eléctrico Nacional.

#### *PLAN NACIONAL DE ENERGÍA (PNE)*

La política energética contenida en el PNE 2007-202, es una guía de trabajo y de coordinación a nivel inter e intrasectorial cuyo principal objetivo es “asegurar el abastecimiento y uso de la energía en cantidad, calidad y diversidad de fuentes compatibles, con el desarrollo sostenible de la sociedad costarricense”. Dentro de los principales problemas en el sector energético costarricense se encuentra la baja relevancia de fuentes alternas de energía en el consumo energético y busca cambiar esto en el PNE, en el segundo Objetivo Estratégico de la Demanda: Incrementar el uso de fuentes alternas de energía; en sus líneas de acción:

- Promoción del uso de fuentes alternas de energía
- Investigación y adaptación de equipos que utilicen energía de fuentes alternas (entiende por fuentes alternas y/o renovables la geotermia, eólica, solar, biomasa, biogás y mini-hidráulicas que son proyectos menores o iguales a 10MW).

El decreto No. 21351 - MIRENEM - PLAN regula al Sector Recursos Naturales, Energía y Minas creado en la Ley No. 7152 desde la óptica del Subsistema de Dirección y Sectorialización como parte del Sistema de Planificación Nacional

establecido en la Ley No. 5525. El artículo 4°, inciso b) del DE, plantea para el sector energía el siguiente objetivo:

“Reducir la dependencia de los energéticos importados y mantener un programa de ahorro de energía que no obstaculice el crecimiento de la economía.”

Es claro que la formulación del PNE debe responder no sólo a la satisfacción de las necesidades energéticas del país, sino que sea sostenible, a fin de garantizar la demanda presente y futura de las diferentes fuentes energéticas, buscando mejorar la calidad de vida de la población y la protección del ambiente.

El esfuerzo nacional está orientado para que en el año 2021, Costa Rica sea el primer país del mundo en generar el 100% de su electricidad a partir de fuentes renovables, donde la solar se constituye en una de ellas.

### 2.3 RECURSO SOLAR

El Sol es una fuente de energía con un flujo radiante de  $3,8 \times 10^{26}$  W, equivalente a una densidad de 62,5 MW por cada  $m^2$  de superficie solar. La radiación recibida por unidad de superficie procedente de un foco puntual de flujo radiante constante varía en razón inversa al cuadrado de la distancia entre el foco y el receptor (Sol y Tierra, respectivamente). Por otro lado energéticamente, la masa solar que por segundo se irradia al espacio en representación de partículas de alta energía y de radiación electromagnética es alrededor de  $5,6 \times 10^{35}$  GeV y de la cual la Tierra recibe en el exterior de su atmósfera un total de  $1,73 \times 10^{14}$  kW, es decir 1,353



$\text{kW/m}^2$ , que se conoce como constante solar y cuyo valor fluctúa en un  $\pm 3\%$  debido a la variación periódica de la distancia entre la Tierra y el Sol (Díez, 2006).

La energía solar que inciden en la tierra de los  $1,73 \times 10^{14}$  kW se divide de la siguiente manera (Figura 1):

- Energía solar reflejada por la atmósfera hacia el espacio exterior: 30%,  
 $0,52 \times 10^{14}$  kW
- Energía solar que se utiliza en calentar la atmósfera: 47%,  $0,80 \times 10^{14}$  kW
- Energía solar que se utiliza en la evaporación de los océanos: 23% ,  
 $0,40 \cdot 10^{14}$  kW
- Energía solar que se utiliza en generar perturbaciones atmosféricas, como el viento:  $0,0037 \times 10^{14}$  kW
- Energía solar utilizada en la fotosíntesis:  $0,0004 \times 10^{14}$  kW.

De lo anterior se deduce que el 47% de la energía solar incidente, alcanza la superficie terrestre, de forma que el 31% lo hace directamente y el otro 16% después de ser difundida por el polvo, vapor de agua y moléculas de aire. El resto de la energía solar, el 53%, no alcanza la superficie de la Tierra, ya que:

- Un 15% es absorbida por la tropósfera, (agua, ozono y nubes)
- Un 23% es reflejada por las nubes
- Un 7% es reflejada por el suelo
- Un 2% es absorbida por la estratosfera, principalmente por el ozono
- El 6% restante es la energía difundida por la atmósfera que se dirige hacia el cielo

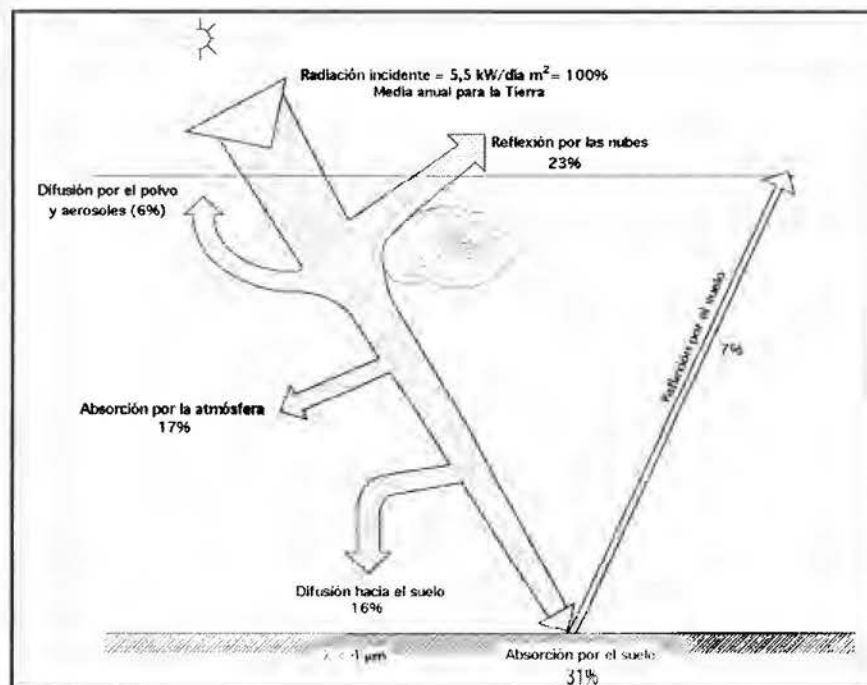


FIGURA 1: BALANCE DE RADIACIÓN SOLAR.  
FUENTE: (DÍEZ, 2006)

Las características que distinguen a la energía solar en aplicaciones terrestres dependen de las condiciones meteorológicas, atmosféricas y de la ubicación geográfica. Además, otra propiedad específica de la energía solar a nivel terrestre es su variabilidad como consecuencia de los efectos de absorción y dispersión producidos por la atmósfera y sus componentes (contaminación, nubosidad, aerosoles, etc.).

El Sol emite radiación electromagnética con una distribución espectral que abarca desde 100 nm hasta 2500 nm, similar a la emisión de radiación de un cuerpo negro a 6000 °K. Es por ello que el uso de la energía solar a través de sus aplicaciones diversas requiere de la caracterización de la radiación tanto en su densidad de energía como en su distribución espectral.

A nivel terrestre, tanto la irradiancia solar total como su distribución espectral varían de manera complicada. Las causas son evidentes: al atravesar la atmósfera los rayos solares son a la vez parcialmente absorbidos y dispersados. El espesor efectivo de atmósfera que los rayos solares deben atravesar varía en función del movimiento aparente del Sol sobre la bóveda celeste. También varía la composición de la atmósfera de unos días a otros e incluso de unos instantes a otros y la aleatoriedad en la existencia o no de nubes y en las características de éstas (Ford, 1996).

Puesto que el espesor de la atmósfera terrestre puede considerarse despreciable frente a la distancia Sol-Tierra, las características de la radiación en ausencia de atmósfera corresponden a las que pueden efectivamente medirse mediante satélites, globos aerostáticos, etc., en el espacio exterior inmediatamente próximo a la Tierra.

Los parámetros que caracterizan la radiación solar se establecen para condiciones de distancia media Sol-Tierra y éstos son: la constante solar y la distribución espectral de la radiación.

Se entiende por constante solar a la irradiancia sobre una superficie orientada normalmente a la dirección de los rayos solares y situada fuera de la atmósfera terrestre a la distancia de una unidad astronómica ( $1 \text{ AU} \equiv 1,495 \text{ 1011 m}$ , distancia media Sol-Tierra).

La Figura 2 muestra los espectros AM0, AM1.5 y la contribución de la radiación difusa al espectro AM1.5. Se observan fuertes absorciones por los gases atmosféricos como el ozono ( $\text{O}_3$ ), oxígeno molecular ( $\text{O}_2$ ) y dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), por el vapor de agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ) y por las partículas en suspensión.

La atmósfera en su conjunto reduce la intensidad de las radiaciones solares en todo el espectro, por los procesos de dispersión y absorción. Al primero de ellos, contribuyen principalmente las moléculas del aire, el polvo atmosférico y el vapor de agua. La absorción de la radiación solar en la región de los rayos ultravioletas, UV, se debe esencialmente a la presencia de ozono estratosférico (entre los 15 km y los 50 km altura) y en el infrarrojo (IR), al vapor de agua.

En cuanto a la distribución espectral de la radiación solar (ASTM, 2000), también según el estándar ASTM, se representa gráficamente en la Figura 2 (Watt, Wenham, & Green, 1992). La integral sobre todas las longitudes de onda de la distribución de energía para la curva AM0 da como resultado la constante solar:  $1367 \text{ W/m}^2$ .

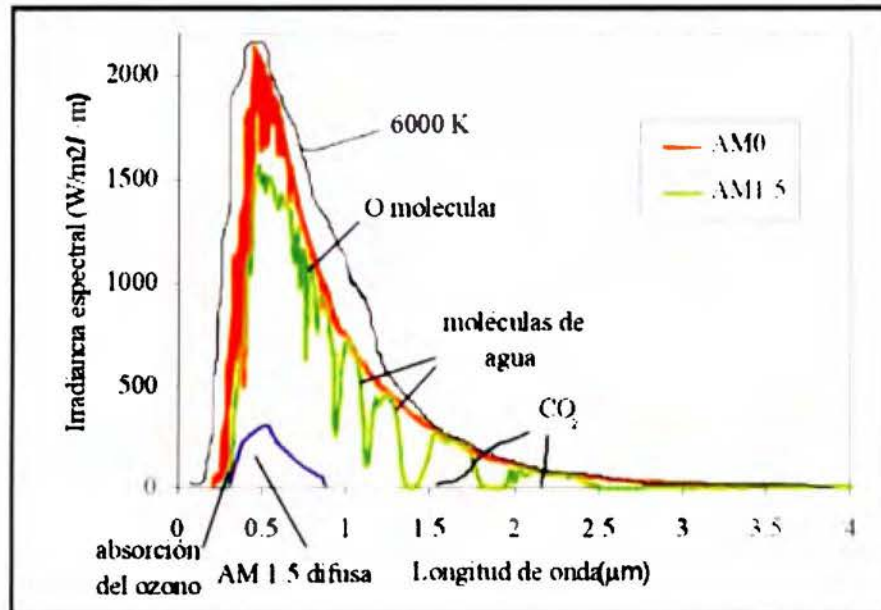


FIGURA 2: IRRADIANCIA ESPECTRAL DE LA RADIACIÓN DE CUERPO NEGRO A 6000 K Y DE LA RADIACIÓN SOLAR AM0 (FUERA DE LA ATMÓSFERA TERRESTRE), Y AM.1.5 Y AM1.5 DIFUSA. SE MUESTRA LA ABSORCIÓN DEL O<sub>3</sub> ATMOSFÉRICO, O<sub>2</sub> MOLECULAR, MOLÉCULAS DE AGUA Y CO<sub>2</sub>.

FUENTE: (ASTM, 2000)

Los factores que intervienen en la radiación disponible en la superficie terrestre son los siguientes:

- Latitud del lugar.
- Tipo de superficie.
- Nubosidad.
- Vapor de agua en la atmosfera.
- Día del año (posición de la órbita terrestre).

La nubosidad es el factor más importante por su coeficiente de reflectividad. Una nube es capaz de reflejar más de 70% de la radiación solar incidente.

## 2.4 MEDIDAS RADIOMÉTRICAS

La radiometría puede definirse como la medida del flujo radiante en todo el espectro de longitudes de onda o en una banda del mismo. Un radiómetro ideal tiene una respuesta espectral uniforme sobre toda la banda espectral de interés.

Su respuesta  $R$  está dada por

$$R = \int_{\lambda_1}^{\lambda_2} E(\lambda) d\lambda \quad (1)$$

Donde  $E(\lambda)$  es el flujo espectral incidente sobre el radiómetro. Las magnitudes radiométricas de interés en el campo del estudio de la radiación solar para sistemas de energía solar es fundamentalmente la irradiancia  $E(W \cdot m^{-2})$ , y a exposición radiante o radiación  $H(J \cdot m^{-2})$ . Otra magnitud de interés, debido a su propiedad de ser una magnitud conservativa en sistemas ópticos, es la radiancia

$$L(W \cdot m^{-2} \cdot sr^{-1})$$

La Organización Meteorológica Mundial (WMO) propone clasificar las magnitudes de radiación en dos grupos, acorde a su origen: radiación solar y radiación terrestre.

La radiación solar es la energía electro- magnética emitida por el Sol, por otro lado la radiación terrestre es la energía electromagnética de onda larga emitida por la superficie terrestre y por los gases, aerosoles y nubes de la atmósfera.

La radiación solar incidente sobre la superficie atmosférica terrestre es denominada radiación solar extraterrestre, de la cual 97 por ciento es confinada en

el rango espectral 290 a 3000 nm, llamándose radiación solar (o pequeña onda). Parte de esta radiación solar extraterrestre llega a la superficie terrestre y mientras parte de la misma es dispersada o absorbida por moléculas gaseosas, aerosoles y los elementos que constituyen las nubes.

El solapamiento entre las distribuciones espectrales de la radiación solar y terrestre es prácticamente inexistente, por lo que tanto su medida como su cálculo pueden realizarse de forma independiente.

#### 2.4.1 RADIACIÓN GLOBAL Y DIFUSA.

La radiación global tiene una componente directa y una componente difusa. La radiación reflejada o incluso la radiación infrarroja emitida por las moléculas después de sufrir un calentamiento por efecto de absorción de radiación solar, se conoce como radiación difusa. La radiación difusa permite importantes ganancias de energía, aún con cielo con nubosidad de gran intensidad, utilizando colectores planos.

La Organización Meteorológica Mundial define radiación global como la radiación solar en el intervalo espectral de 0.3 a 3  $\mu\text{m}$  recibida sobre una superficie plana horizontal desde un ángulo sólido de  $2\pi\text{sr}$ .

La radiación global es la suma de la radiación que procede directamente del disco solar (radiación directa) y de la radiación solar dispersada a su paso por la atmósfera (radiación difusa).

Los piranómetros (Figura 3), son los instrumentos que se utilizan para obtener esta medición. El piranómetro cuya función principal es filtrar la radiación infrarroja procedente de la atmósfera y la radiación de onda corta procedente del sol, evitando que alcance al receptor. Éste está constituido por una termopila, cuya unión caliente está cubierta de pintura de alta absorptividad. El cuerpo del instrumento, constituido por una pieza cilíndrica de bronce protegida por un disco de guarda pintado para reducir la absorción de irradiancia solar. El instrumento está dotado de un desecante para evitar la condensación en el interior del instrumento y de un nivel de burbuja para facilitar la nivelación. Mientras que su respuesta espectral es prácticamente plana en todo el intervalo de interés, la mayor fuente de incertidumbre es su respuesta direccional. La calidad del tiempo de respuesta y la respuesta direccional varía según el piranómetro.

La medida de la radiación difusa, o radiación solar procedente de la dispersión de los rayos solares por los constituyentes atmosféricos incidentes sobre un plano horizontal, se realiza también con piranómetros, a los que se acopla un elemento (banda de sombra) cuya función es evitar que la radiación directa alcance el receptor. Debido a la geometría de este elemento parte de la radiación difusa procedente de los alrededores resultará bloqueada, por lo que es necesario aplicar un factor de corrección a las medidas. Debido al carácter anisótropo de la radiación difusa, la determinación de este factor de corrección es compleja y se realiza mediante combinación de consideraciones teóricas y aproximaciones empíricas.



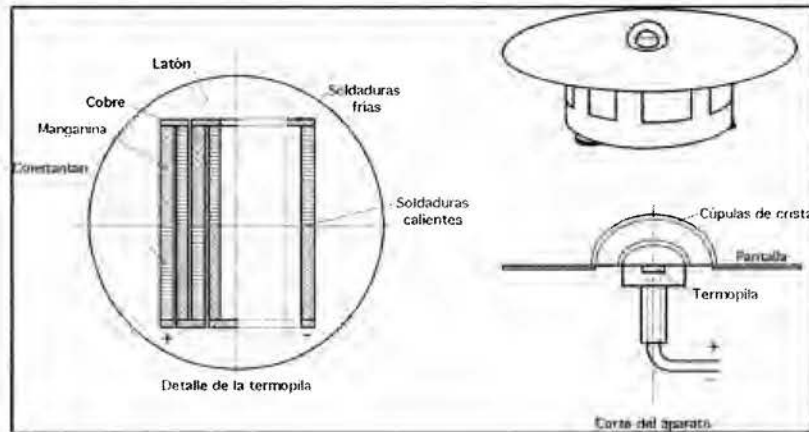


FIGURA 3: PIRANÓMETRO KIPP.  
FUENTE: (SILVA PERÉZ, 2002)

#### 2.4.2 RADIACIÓN DIRECTA.

La radiación directa es aquella que incide sobre una superficie directamente del Sol, sin sufrir cambios de dirección. La radiación directa es la única componente susceptible de ser concentrada utilizando colectores concentradores.

La medida de la radiación solar directa total se realiza con el pirheliómetro (Figura 4), instrumento de tipo telescópico con una apertura de pequeño diámetro. Las superficies receptoras del pirheliómetro deben mantenerse en todo momento perpendiculares a la dirección de la radiación solar, por lo que el uso de un sistema de seguimiento adecuado (solar tracker) es ineludible. Las aperturas de este dispositivo están dispuestas de forma que sólo la radiación procedente del disco solar y de una estrecha franja anular en torno al mismo alcanzan el receptor.

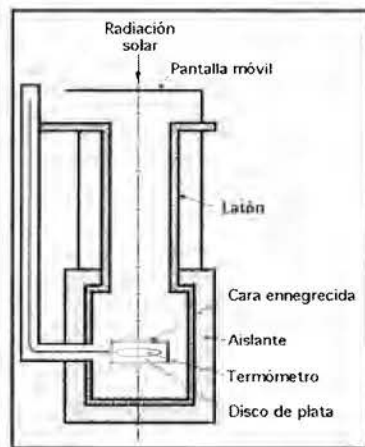


FIGURA 4: PIRHELÍOMETRO DE DISCO DE PLATA DE ABBOT.  
FUENTE: (SILVA PERÉZ, 2002)

La WMO (2006) califica los distintos tipos de pirheliómetros en pirheliómetro patrón primario, pirheliómetro patrón secundario y pirheliómetro de campo, atendiendo tanto a su precisión como a la precisión del equipo auxiliar. Los factores considerados para evaluar la precisión son: sensibilidad, estabilidad del factor de calibración, error máximo debido a las variaciones de temperatura ambiente, errores debidos a la respuesta espectral del receptor, no-linealidad de la respuesta, ángulo de apertura, constante de tiempo del sistema y efecto del equipo auxiliar.

Debe tenerse en cuenta que la medida de la radiación solar directa es una área delicada que debe realizarse mediante instrumentos adecuados al uso que se dará a los datos obtenidos y preferentemente, bajo la supervisión de personal experimentado.

### 2.4.3 HELIOGRAMA

Aunque no es estrictamente una medida radiométrica, la heliofanía está directamente relacionada con la radiación solar y en particular, con la radiación visible. La condición de sol brillante puede relacionarse a la aparición de sombras tras objetos iluminados. La WMO define el número de horas de sol o heliofanía como la suma del subperíodo para el que la irradiancia solar directa supera los  $120 \text{ Wm}^{-2}$ . La heliofanía tiene dimensiones de tiempo, y se mide en horas o segundos. También es frecuente emplear el heliofanía relativa, definido como el cociente entre la heliofanía real y la máxima posible. El interés de los datos de heliofanía va mas allá de su utilización directa en estudios climáticos ya que constituye una de las fuentes principales de datos para la estimación de la radiación solar mediante diversas técnicas. El equipo que a utilizar en la toma de estos datos es el heliógrafo, Figura 5 (Díez, 2006).

La WMO establece que la heliofanía debe medirse con una incertidumbre menor o igual a  $\pm 0.1 \text{ h}$  y con una resolución de  $0.1 \text{ h}$ . La incertidumbre está principalmente condicionada por la frecuencia y la velocidad de los transitorios de la irradiancia solar directa que implican cruzar el umbral de  $120 \text{ Wm}^{-2}$ , siendo mayor para condiciones de cielo parcialmente cubierto, especialmente si las nubes son de los tipos cirros o altostratos, que pueden producir transitorios relativamente suaves.

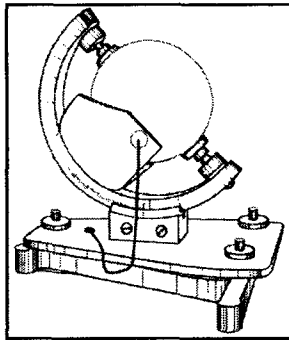


FIGURA 5: HELIÓGRAFO DE CAMPBELL-STOKES  
FUENTE: (SILVA PERÉZ, 2002)

## 2.5 VARIABILIDAD ESPACIAL Y TEMPORAL DE LA RADIACIÓN SOLAR.

La radiación solar muestra una notable variabilidad tanto espacial como temporal. Desde el punto de vista espacial, el conocimiento de la radiación solar en un determinado emplazamiento no permite inferir directamente la radiación solar en otro emplazamiento más o menos cercano, sin considerar la posible influencia de factores orográficos, climáticos o sociales específicos. Desde el punto de vista temporal, a los relativamente regulares ciclos diarios o estacionales se superponen fluctuaciones temporales irregulares, de carácter casualeatorio.

La variabilidad de la radiación solar depende principalmente de las condiciones de transmitancia atmosférica, incluyendo cobertura nubosa. La máxima variabilidad se da para regímenes intermedios de nubosidad, decreciendo fuertemente para cielos despejados o totalmente cubiertos.

A la hora de realizar estimaciones a partir de datos de estaciones próximas, factores como el método de interpolación o extrapolación y período de integración elegido pueden contribuir a hacer más patentes o a oscurecer los aspectos de

variabilidad geográfica: en general, a menor período de integración, menos geográficamente representativas son las estaciones de medida (Hay & Hanson, 1985).

## 2.6 AÑOS TÍPICOS Y AÑOS DE DISEÑO

Un año de referencia de datos meteorológicos para un determinado lugar se define como un conjunto de series temporales de valores de radiación solar y otras variables meteorológicas que abarca un periodo de un año. Normalmente se compone de meses seleccionados entre los distintos años de medidas disponibles, al menos 10 años (Vernich & Zuanni, 1996) concatenados de forma que componen un año completo. Si la selección se realiza siguiendo criterios basados en la distribución estadísticas de algunos parámetros significativos, los años de referencia constituyen años típicos, siendo esta la denominación más frecuente.

El año típico meteorológico se usa en simulaciones de sistemas de energía solar, ya que proporciona un patrón de datos de radiación y otras variables meteorológicas que permite la comparación de distintos sistemas y configuraciones.

Hay que hacer notar que un año típico no tiene por que reflejar las condiciones reales de un año o conjunto de años determinados, sino que representa las condiciones típicas, de acuerdo con criterios estadísticos definidos, durante un largo periodo de tiempo. Puesto que representa las condiciones típicas, no las

extremas, el año típico no es apropiado para el diseño de sistemas en la condición más desfavorable.

## 2.7 REVISIÓN HISTÓRICA DE LAS FUENTES Y DETERMINACIÓN DEL RECURSO SOLAR

La ubicación geográfica de Costa Rica es en el Hemisferio Norte entre  $8^{\circ} 15' - 11^{\circ} 00' N$  y  $83^{\circ} 30' - 86^{\circ} 00' W$ . Por ende tiene un clima tropical. Los trópicos son conocidos por ser cálidos y húmedos, esperando por lo tanto una alta intensidad de radiación solar. El país por ser montañoso tiene una gran variabilidad climática, especialmente en la nubosidad que está asociada a la precipitación, humedad y temperatura.

En Costa Rica la recolección de datos esta bajo el Instituto Meteorológico Nacional (IMN), una dirección adscrita al Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (MINAET), es un ente científico que tiene a cargo la coordinación de todas las actividades meteorológicas del país. El IMN posee datos de radiación global en sus diferentes estaciones no así datos de radiación directa. Por otro lado el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) posee una serie de estaciones de Meteorología alrededor de Costa Rica.

El país posee más de cien estaciones dispersas en todo su territorio, la densidad de estaciones es apreciable, por otro lado la calidad de los registros difiere mucho de ser ideal, estos datos presentan dos problemas: que las estaciones funcionaron en períodos cortos de tiempo o en forma interrumpida y/o con instrumentos

descalibrados. Además el país no se cuenta con suficientes observaciones de nubosidad, esta deficiencia puede ser compensada en varios sitios con las mediciones de la cantidad de horas de brillo solar. Más de setenta estaciones dispersas en todo el país operan con heliógrafos, actinógrafos, o ambos a la vez. La densidad de la red es apreciable.

### 2.7.1 MAPAS SOLARES EN COSTA RICA

El análisis de de los mapas de radiación solar en Costa Rica, son de gran importancia para este trabajo dado que a partir de la confiabilidad de estos datos, proporciona veracidad al proyecto, los mapas solares en Costa Rica han sido elaborados por el Profesor Jaime Wright de la Escuela de Física de la Universidad Nacional, él ha desarrollado un interés por la realización de mapas solares dado que estos son de interés para el desarrollo económico del país, por la planificación de sectores como son la agricultura, turismo, urbano y el uso de la energía solar.

El mapa anual de radiación global, usando la técnica de interpolación "Kriging", se utiliza con el propósito de representar más acertadamente las frustraciones de la radiación solar global, en unidades de energía por unidad de área ( $\text{MJ}/\text{m}^2$ ). Como se puede observar en la Figura 6, la zona de Belén posee unos niveles de radiación elevados rondando anualmente los  $18 \text{ MJ}/\text{m}^2$ .

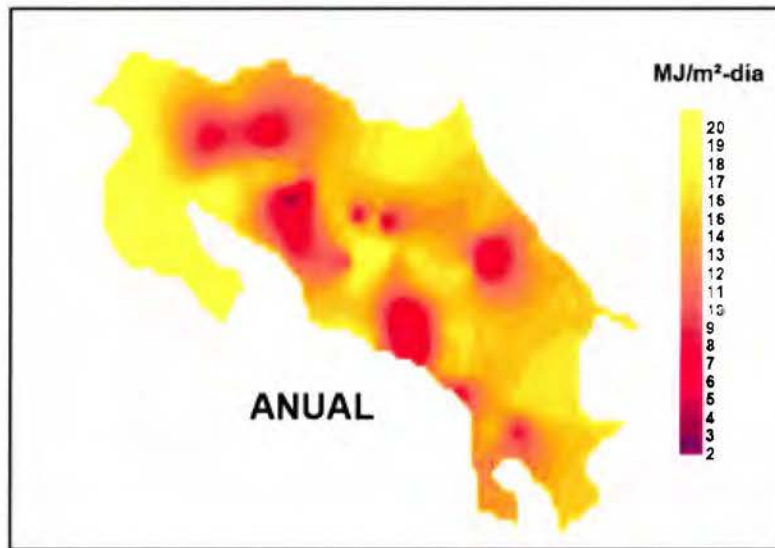


FIGURA 6: PROMEDIOS DIARIOS MEDIO ANUAL DE LA RADIACIÓN SOLAR GLOBAL EN COSTA RICA.

FUENTE: (WRIGHT, MAPAS DE RADIACIÓN SOLAR EN COSTA RICA, 2002)

Por otro lado debido que las estaciones meteorológicas en el país no cuenta con equipos que permita la mediciones de las componentes difusa y directa de la radiación solar, se dio la necesidad de determinarlas con modelos meteorológicos que considera la temperatura del aire, la humedad relativa, la presión atmosférica, el número de horas con sol brillante o heliofanía, entre otros. Para la elaboración de mapas de radiación difusa y radiación directa se puede realizar por varios métodos entre los cuales están: el modelo de Barbaro, Coppolino, Leone y Sinagra (1979), llamado modelo BCLS, el método geoestadístico ("kriging"), que se utilizó en el trabajo de Wright para interpolar y extrapolar los datos de radiación directa y difusa para luego graficarlas en forma de mapas de contornos con el programa Surfer 8, dado que este considera la estimación espacial, la existente en el campo, que se obtiene de los valores experimentales. A continuación se



presenta los mapas solares de radiación solar directa (Figura 7), y radiación difusa (Figura 8).

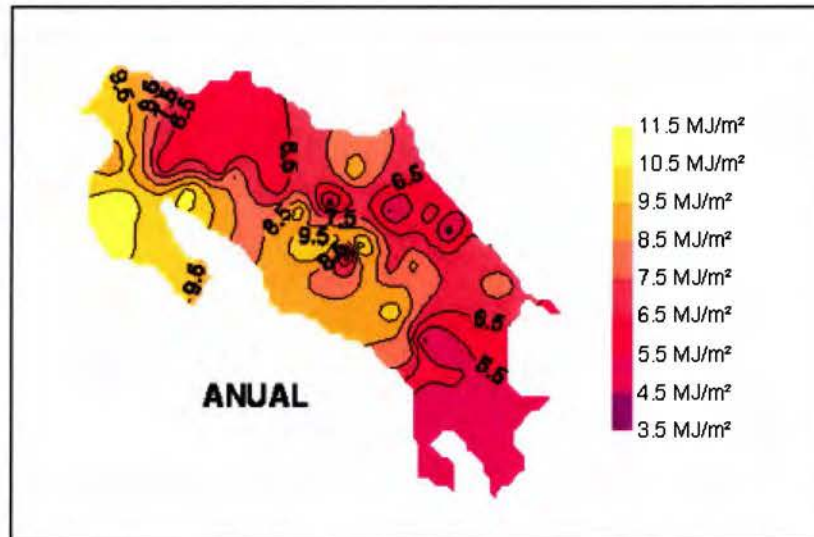


FIGURA 7: PROMEDIO DIARIO MEDIO ANUAL DE LA RADIACIÓN SOLAR DIRECTA SOBRE UNA SUPERFICIE HORIZONTAL EN COSTA RICA.  
FUENTE: (WRIGHT, CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS COMPONENTES DIRECTA Y DIFUSA DE LA RADIACIÓN SOLAR EN COSTA RICA, 2008)

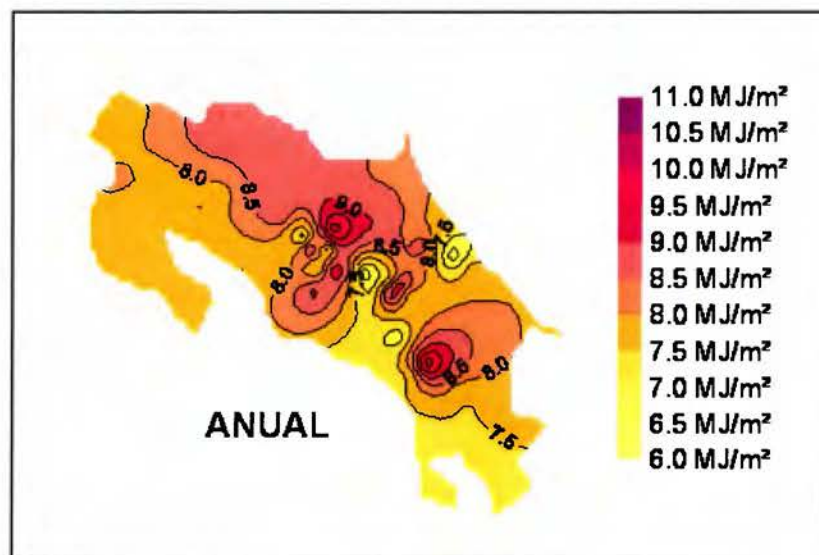


FIGURA 8: PROMEDIO DIARIO MEDIO ANUAL DE LA RADIACIÓN SOLAR DIFUSA SOBRE UNA SUPERFICIE HORIZONTAL EN COSTA RICA.  
FUENTE: (WRIGHT, ESTUDIO DEL POTENCIAL SOLAR EN COSTA RICA, 2006)

Se debe considerar que el profesor Wright utilizó datos con una limitada precisión, ya que no fue posible comprobar prácticamente las componentes directa y difusa de la radiación solar en la mayoría de las estaciones radiométricas utilizadas; por ende, los datos fueron creados por modelos atmosféricos que probados con anterioridad en varias regiones del país, los cuales fueron utilizados en el trazado de mapas de la distribución espacial de la radiación solar directa y difusa. A pesar de la baja certeza en los valores absolutos, pueden ser de gran utilidad en las aplicaciones de tecnología solares.

De los mapas solares se puede concluir que la ubicación de PH Belén, se encuentra en la zona que presenta el mayor nivel de radiación solar en el valle central.

## CAPÍTULO TERCERO

### 3.1 TECNOLOGÍAS SOLARES

La radiación solar, es una radiación electromagnética de espectro continuo entre valores de 0,3 a 3  $\mu\text{m}$  (WMO, 2006), cercana a la emisión del cuerpo negro a 6.000 °K. La energía contenida en esta radiación varía con la hora, día y estado atmosférico; además, está compuesta de una componente direccional o directa y otra difusa, ésta última con procedencia espacial dispersa. La energía total contenida en ella puede alcanzar valores hasta de 1  $\text{kW}/\text{m}^2$ , a nivel de la superficie terrestre. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que sólo la componente direccional puede concentrarse.

Existen dos vías principales para el aprovechamiento de la radiación solar:

- Energía Solar Fotovoltaica.
- Energía Solar Térmica.

El aprovechamiento de la Energía Solar Térmica (procedimiento térmico) consiste en la conversión por choque y degradación térmica, en otras palabras es utilizar la radiación del sol para calentar un fluido que, en función de su temperatura, se emplea para producir agua caliente e incluso vapor.

El aprovechamiento de la Energía Solar Fotovoltaica (procedimiento fotónico) se realiza a través de la transformación directa de la energía solar en energía eléctrica mediante el llamado efecto fotovoltaico. Esta transformación se lleva a cabo mediante “células solares” que están fabricadas con materiales

semiconductores (por ejemplo, silicio) que generan electricidad cuando incide sobre ellos la radiación solar.

La captación térmica se realiza a través de una superficie absorbente y los sistemas para captarla pueden ser pasivos o activos. Los primeros se refieren a sistemas que no requieren el auxilio de dispositivos externos para su aplicación, frente a los activos que necesitan sistemas auxiliares de extracción y apoyo.

Por otro lado, la captación fotónica se logra aprovechando el efecto fotovoltaico, o bien a través del efecto fotoquímico. El primero, da lugar a toda la gama de células fotovoltaicas con conversión directa en energía eléctrica, y el segundo a la función clorofílica, básica en el ciclo vital del planeta, con almacenamiento de energía en el enlace químico.

En relación a los sistemas activos, tanto en los sistemas térmicos como fotónico, con el fin de eliminar las variaciones energéticas de posición, por el movimiento solar, disponen de mecanismos de seguimiento. Estos mecanismos pueden actuar en uno o dos ejes de movimiento, obteniendo así una mayor energía captada por unidad de superficie colectora.

### 3.1.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar fotovoltaica reside en la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica. Esto se consigue aprovechando las propiedades de los materiales semiconductores mediante las células fotovoltaicas. El material base para su fabricación suele ser el silicio. Cuando la luz del Sol (fotones) incide una

de las caras de la célula, genera una corriente eléctrica que se suele utilizar como fuente de energía.

Dentro de las aplicaciones de la energía solar fotovoltaica, los sistemas fotovoltaicos (FV) conectados a red han tenido un desarrollo considerable en los últimos años, y todo parece indicar que continuarán su expansión en el futuro debido al incremento de los problemas medio ambientales, en relación con el consumo energético y el empleo de combustibles fósiles.

La fabricación de estas células resulta un proceso realmente costoso, tanto económicamente como en tiempo. Aunque el material con el que están fabricadas (silicio) es muy abundante en la Tierra, su procesamiento es laborioso y complicado, se requieren procesos especiales para elaborar los lingotes de silicio, de los cuales se cortarán posteriormente las obleas (células), motivo por el cual resulta todavía un producto de costo elevado. El silicio reciclado a partir de la industria electrónica también sirve como materia prima para producir el silicio de grado solar. En la actualidad, se están preparando otros materiales de mayor rendimiento y en la Figura 9, se muestra la clasificación de las células solares.

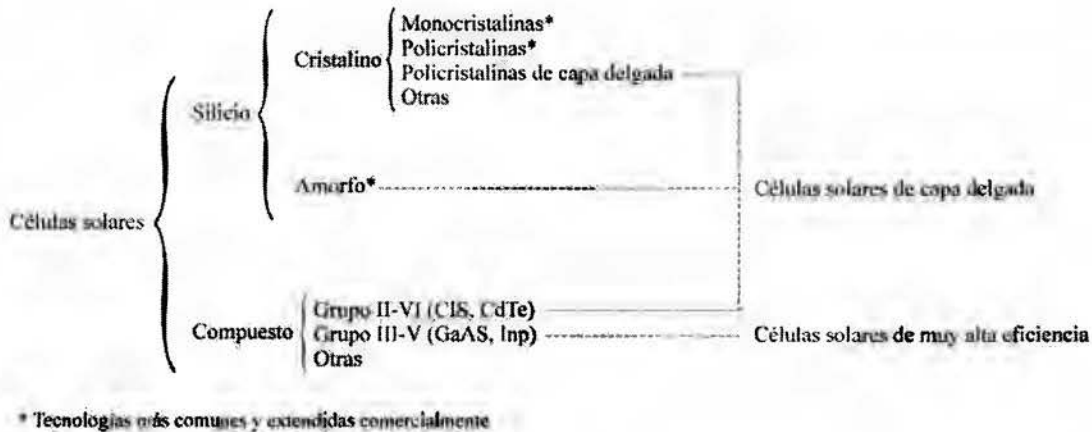


FIGURA 9: CLASIFICACIÓN DE CÉLULAS SOLARES  
FUENTE: (FORD, 1996)

Es importante que todas las células que componen un panel solar fotovoltaico tengan las mismas características, lo que significa que después de la fabricación de las mismas, hay que seguir un proceso de clasificación y selección.

Estos sistemas se caracterizan porque toda la energía que producen se envía a la red. Se consideran instalaciones domésticas, aquellas cuya potencia nominal es menor de 5 kW. Estas pequeñas instalaciones domésticas están diseñadas para que una parte de la energía producida supla las demandas del usuario. Así, el usuario consume energía de la instalación FV o de la red, dependiendo de la energía demandada y de la hora del día.

Para conocer las posibilidades reales de implementación de los sistemas FV, es necesario conocer con exactitud cuanta energía producirá un sistema teniendo en cuenta las condiciones meteorológicas y la tecnología empleada.

La energía producida por un sistema FV conectado a la red depende fundamentalmente de tres factores:

- Factores meteorológicos, principalmente la irradiación solar y la temperatura del propio sistema que es, a su vez, principalmente función de la irradiación solar y de la temperatura ambiente.
- Características técnicas de los inversores, principalmente de su rendimiento, que es función del punto de trabajo, así como de la irradiación umbral de funcionamiento, definida como la mínima irradiación necesaria para que el sistema vierta energía a la red.
- Características de la conexión sistema-red, que no sólo dependen de las características de la energía, desconexiones del inversor, forma de la onda, distorsión armónica y frecuencia entre otras, que también depende de la propia red, de su estabilidad y su disponibilidad.

Una instalación solar fotovoltaica tiene como objetivo producir energía eléctrica a partir de la energía solar. La energía solar fotovoltaica tiene multitud de aplicaciones, desde la aeroespacial hasta juguetes pasando por las calculadoras y la producción de energía a gran escala para el consumo en general o a pequeña escala para consumo en pequeñas viviendas. Principalmente se diferencian dos tipos de instalaciones: las de conexión a red, donde la energía que se produce se utiliza íntegramente para la venta a la red eléctrica de distribución, y las aisladas de red, que se utilizan para autoconsumo, ya sea una vivienda aislada, una estación repetidora de telecomunicación, bombeo de agua para riego, etc. Los paneles FV con células de silicio cristalino suelen comercializarse como unidades de 12 ó 24 voltios y con potencias de hasta 100 vatios, o más, de modo que en



determinadas aplicaciones será necesario asociar varias de estas unidades para satisfacer los requerimientos eléctricos de tensión, corriente y potencia.

Los esquemas básicos de instalaciones fotovoltaicas son los siguientes:

#### *INVERSOR*

El inversor es el elemento que transforma la energía eléctrica (corriente continua) producida por los paneles, en corriente alterna de las mismas características que la de la red eléctrica. Existen diferentes tipos de inversores, pero se considera recomendable escogerlo en función del tamaño de la instalación a realizar.

#### *CONTADORES*

El generador fotovoltaico necesita dos contadores ubicados entre el inversor y la red, uno para cuantificar la energía que se genera e inyecta a la red para su facturación, y otro para cuantificar el pequeño consumo (< 2 kWh/año) del inversor fotovoltaico en ausencia de radiación solar, así como garantía para la compañía eléctrica de posibles consumos que el titular de la instalación pudiera hacer.

La configuración básica de las instalaciones aisladas de la red eléctrica está compuesta por el generador fotovoltaico, un regulador de carga y baterías.

La batería es el elemento encargado de acumular la energía entregada por los paneles durante las horas de mayor radiación para su aprovechamiento durante las horas de baja o nula insolación. El regulador de carga controla la carga de la batería evitando que se produzcan sobrecargas o descargas excesivas que

disminuyen su vida útil. Con esta configuración el consumo se produce en corriente continua.

Para el cálculo de este tipo de instalaciones, los criterios de diseño son diferentes. En las instalaciones conectadas a red, se intenta maximizar la producción anual, orientando al sur y con la inclinación más favorable. En cambio, para las instalaciones aisladas, el criterio debe ser para que produzca al máximo en el mes más desfavorable, diciembre, y así el resto del año tendrá como mínimo la energía calculada para el peor mes, cubriendo siempre las necesidades.

En un sistema FV los módulos deben instalarse sobre algún tipo de superficie. Para el aprovechamiento del recurso solar han aparecido diferentes sistemas de instalación que tratan de producir lo máximo posible de la radiación disponible.

Atendiendo al tipo de estructura sobre la que se fija los módulos se puede obtener una clasificación de los sistemas:

- Fija
- Seguimiento de un eje
- Seguimiento de dos ejes.

Utilizar una estructura con seguimiento produce un incremento de la producción respecto a mantener fijos los módulos, pero al mismo tiempo también supone un incremento de los costes de mantenimiento.

Un sistema FV además de la eficiencia de conversión solar-eléctrico de los módulos, tiene otra serie de pérdidas que deben ser tomadas en cuenta a la hora de estimar la producción de estos sistemas. Las pérdidas más importantes a tener en cuenta serían las siguientes:

- Pérdidas espectrales.
- Pérdidas angulares.
- Pérdidas de cableado.
- Pérdidas por desacoplo entre módulos (mismatch)
- Pérdidas por no seguimiento del punto de máxima potencia
- Pérdidas por diferencias con la potencia nominal.
- Pérdidas por polvo o suciedad.
- Pérdidas por temperatura.
- Pérdidas por sombreado.

Cualquier análisis de coste, debe de estar basado en la energía total producida. Asignando un valor a esta energía, es posible calcular el período de amortización de la inversión y la rentabilidad de la misma.

### 3.1.2 ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

En este trabajo se abarcará tecnología con media y alta temperatura, las cuales son las utilizadas para la generación de energía eléctrica. Los sistemas térmicos más extendidos son: los colectores planos, en el sector doméstico, para agua caliente sanitaria, y los de vacío, de gran empuje, superando los 100°C; los

colectores cilindro-parabólicos utilizados en el rango de la media temperatura hasta 250°C, en aplicaciones térmicas como termoeléctricas; en la alta temperatura se usa de forma generalizada los sistemas de torre central para grandes sistemas y los discos, finalmente, los hornos solares son instalaciones en doble curvatura y alta concentración, pudiendo obtenerse también por reconcentrado de los sistemas de torre central.

La tecnología de media temperatura va destinada a aquellas aplicaciones que requieren temperaturas más elevadas de trabajo. A partir de los 80 °C los captadores planos convencionales presentan rendimientos bajos y cuando se pretende generar vapor entre 100 °C y 250 °C debe acudir a otro tipo de elementos de captación.

Para llegar a estos niveles de temperatura resulta indispensable utilizar sistemas que concentren la radiación solar mediante lentes o espejos parabólicos. Los más desarrollados en la actualidad son los captadores cilindro-parabólicos, que se valen de espejos para calentar un fluido hasta producir el vapor que permita mover una turbina. De esta forma, la energía térmica se convierte en energía mecánica.

En este tipo de instalaciones el fluido que se utiliza, principalmente, es aceite o soluciones salinas porque permite trabajar a temperaturas más elevadas. Además, estos sistemas de concentración requieren un seguimiento continuo del Sol, ya que sólo aprovechan la radiación directa.

Por ello, en las tecnologías de media temperatura son muy comunes los equipos de seguimiento en el eje Norte-Sur o Este-Oeste. También existen ejemplos con

seguimiento en todas las direcciones, aunque los mecanismos correspondientes se complican en exceso, por lo que no suele ser una solución adecuada para este tipo de sistemas de captación.

Las aplicaciones más usuales en las instalaciones de media temperatura que se han realizado hasta la fecha, han sido la producción de vapor para procesos industriales y la generación de energía eléctrica en pequeñas centrales de 30 a 2.000 kW. También existen ejemplos de otras aplicaciones tales como la desalinización o la refrigeración mediante energía solar.

En las tecnologías de alta temperatura, la radiación solar puede servir para la generación de electricidad a gran escala. Mediante un proceso que convierte el calor en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica, se consiguen altas capacidades en la producción de electricidad.

Las instalaciones solares de alta temperatura, también conocidas como termoeléctricas, se basan en procesos tecnológicos parecidos a los utilizados en instalaciones de media temperatura, pero eso sí, con una mayor capacidad para concentrar los rayos del Sol, así como para alcanzar temperaturas más elevadas.

Sin embargo, debe tenerse en cuenta que existe una relación directa entre los sistemas de seguimiento, la curvatura de estos sistemas, la temperatura alcanzable y las aplicaciones. Además de estos sistemas admitidos como clásicos en la tecnología solar, desde hace años, existe una gran diversidad de prototipos, modelos, etc., que hace pensar en la existencia de una verdadera búsqueda de una solución global.

Funcionalmente, los sistemas solares están compuestos por tres o cuatro subsistemas, denominados: subsistema colector, aquel que capta y prepara la radiación para convertirla en otro tipo de energía, siendo los más utilizados los reflexivos; subsistema receptor que recibe la radiación, con el tratamiento anterior, convirtiendo la energía electromagnética en térmica, y utilizando materiales de alta relación de absorptividad/emisividad; subsistema de almacenamiento (opcional), que mantiene en espera, dentro del sistema, parte de la energía captada, modulando entrada y salida; y, finalmente, el subsistema de aplicación o potencia donde se utiliza la energía térmica, bien directamente, bien transformándola en mecánica.

Los componentes y sistemas específicos de estas tecnologías y que afectan a todos o alguno de ellos, son los siguientes:

- Campo colector, formado por el conjunto de dispositivos que permiten la concentración de la radiación solar incidente;
- Discos o colectores parabólicos, son unidades aisladas que reflejan la radiación sobre superficies que tienen la propiedad geométrica de concentrarla en el foco;
- Heliostatos, son los componentes de las centrales de torre que permiten un enfoque continuo de la radiación reflejada, concentrándola sobre el receptor central;
- Facetas, son los componentes de los heliostatos o paraboloides que conforman la superficie reflectante;

- Módulos colectores, en la tecnología de cilindros-parabólicos, que forman un conjunto con seguimiento propio;
- Receptores, son los elementos que transforman la energía solar concentrada en energía térmica; en la tecnología de torre estos pueden ser de cavidad o externos, denominándose de foco puntual o central, tanto para esa tecnología como para la de paraboloides, y en el caso de sistemas cilindro-parabólicos se llaman de foco lineal;
- Sistema de seguimiento o apunte, que permite que los haces reflejados incidan continuamente y con precisión sobre el receptor.

Respecto a la terminología empleada en los sistemas solares y más específicamente la utilizada en esta tesis, es la siguiente:

- Sistemas híbridos o duales que integran una planta solar y una convencional;
- Factor de capacidad de una planta o energía producida respecto a la energía que produciría en el tiempo total considerado;
- Múltiplo solar o relación entre la potencia del sistema receptor y del sistema de potencia, necesitando almacenamiento adicional para equilibrar la diferencia de energía instantánea;
- Concentración solar o relación entre la potencia reflejada y la potencia incidente en términos energéticos;

- Seguimiento solar o apunte por medio de un sistema de control que comanda los heliostatos, módulos cilindro-parabólicos o paraboloides.

Como se ha dicho, todas estas técnicas utilizan sistemas reflexivos para concentrar la radiación, aplicando para ello superficies con cierto nivel de precisión y que introduzcan poca dispersión en el haz incidente. Así pues, el estudio del fenómeno de la reflexión especular sobre superficies no ideales, objeto de esta tesis, es uno de los puntos vitales de estas plantas solares de potencia.

El tipo de receptor seleccionado es otro de los elementos característicos de la tecnología al ser de tipo radiactivo y estar sometido a choques térmicos provenientes de variaciones bruscas de radiación, por ejemplo, por el paso de nubes.

Finalmente, el almacenamiento de energía, en línea con otras tecnologías no solares que requieren sistemas adicionales para equilibrar oferta-demanda, es otro de los elementos a investigar con el fin de hacer viable esta línea de trabajo en sistemas aislados de red.

A continuación, se analizará cada una de las tecnologías que se utilizan para centrales termosolares y que se muestran en la Figura 10.





FIGURA 10: TIPOS DE CENTRALES TERMOSOLARES  
FUENTE: (CASTRO, COLMENAR, CARPIO, & GUIRADO, 2006)

### 3.1.2.1 SISTEMAS TORRE CENTRAL

El sistema de torre central es una tecnología en la que se ha depositado cierta confianza, y todavía se sigue confiando, como la más cercana potencialmente a la obtención de costes competitivos en ella en la producción de energía eléctrica o calor de forma masiva. Por un lado, permite diseñar grandes plantas de potencia unitaria hasta 100 MW y por otro se adapta bien a la modularidad; además, alcanza rendimientos globales para ese tamaño del orden de 26%, llegando a captar energías del orden de los 1,5 MWh/m<sup>2</sup>año.

Para el desarrollo de esta tecnología se requiere condiciones de irradiación con valores promedio de 300 W/m<sup>2</sup> y más de tres horas diarias por encima de los 600 W/m<sup>2</sup>. Para que las centrales solares puedan ser implantadas se aconseja unos valores mínimos de 3 kW/m<sup>2</sup>-4 kW/m<sup>2</sup> por día.

El sistema permite concentrar la baja densidad de radiación recibida, por medio de un campo de heliostatos, superficies reflectantes que siguen al sol, y que enfocan la radiación solar sobre un receptor situado en lo alto de una torre.

El receptor absorbe y transfiere a un fluido de transporte la energía térmica pudiendo ser usada directamente en el proceso térmico o termodinámico correspondiente, o bien puede ser almacenada como energía térmica para usarse posteriormente. Este sistema pueden alcanzarse 500 MW en boca del receptor, con 20.000 heliostatos de 40 m<sup>2</sup> y temperaturas de fluido de 520°C y 120 kg/cm<sup>2</sup> o, en el caso de usar un gas, hasta valores cercanos a los 800°C utilizando materiales cerámicos en el receptor.

En las aplicaciones hay dos tipos de configuraciones básicas: la central solar aislada y la híbrida; esta última aporta energía de ahorro a la convencional, por lo que puede operar en cualquier condición meteorológica, dando, si así se requiere, un servicio continuo. Respecto a las alternativas de diseño de los diversos subsistemas, en el Tabla 1 se recogen las opciones más destacables.

Considerando las pérdidas de convección y radiación las centrales de torre trabajan en rangos de 400 °C - 1000°C.

TABLA 1: ALTERNATIVAS DE DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE TORRE

<b>SISTEMAS DE INTERACCIÓN</b>
Planta solar aislada
Planta híbrida solar-convencional (gas, FO, carbón)
<b>SUBSISTEMA COLECTOR</b>
Superficies reflectantes: vidrio, plástico, lámina metálica
Despliegue de heliostatos: norte, circular y mixto
Seguimiento: coordenadas calculadas, línea
<b>SUBSISTEMA RECEPTOR</b>
Configuración: cavidad, externo y mixto
Materiales: metálicos, cerámicos
Torre soporte: hormigón, acero
Fluido de transporte: agua-vapor, sales, sodio, aire y aceite
<b>SUBSISTEMA DE ALMACENAMIENTO</b>
Configuración: serie , paralelo
Tecnología: dos tanques, termoclina, cambio de fase, colchón de rocas
Fluido de almacenamiento: sales, sodio, agua, aceite
<b>SUBSISTEMA DE POTENCIA</b>
Ciclo termodinámico: Rankine, Brayton y Combinado
Condensador: agua, aerorefrigerante

FUENTE: (AVELLANER LACAL, 1999)

#### *SUBSISTEMA COLECTOR*

El subsistema colector está compuesto, como se ha dicho, de helióstatos (Figura 11), fundamentalmente. Estas grandes superficies reflectantes tienen un seguimiento automático de tal forma que, en cada momento, reflejan el haz en un punto predeterminado del receptor. Los heliostatos están compuestos de una superficie reflectante, estructura soporte, mecanismos de seguimiento, pedestal, cimentación, sistema de control, y cableado de potencia y señal hasta el centro de control.



FIGURA 11: HELIOSTATO  
FUENTE: (ALVAREZ, 2006)

Dado que este componente básico en las aplicaciones solares es independiente del uso posterior, térmico o termoeléctrico, la producción en masa de ellos redundaría inmediatamente en el coste.

La forma de construcción y sobre todo el tipo de superficie reflectante usada, o, expresado correctamente, el tipo de soporte de ella, permite una primera clasificación en heliostatos con superficie reflectante de vidrio, plástico o superficies metálicas pulidas.

Por otro lado, con el fin de facilitar la manejabilidad, estas superficies se subdividen en facetas con dimensiones cercanas a la de vidrios comerciales. Estas facetas deben conformarse, en general, con una curvatura predeterminada y esta conformación, cuyo objeto es hacerlas rígidas, se logra con una estructura resistente de armaduras traseras. Estos soportes van conectados mecánicamente a la estructura soporte y ésta, a su vez, a los ejes de movimiento que, a través de los mecanismos, transmitirán al terreno los esfuerzos que sobre ellas aparezcan. Además, dado que los heliostatos deben soportar condiciones ambientales

extremas, el conjunto debe estar diseñado contra la entrada de agua y otros elementos, así como absorber los efectos de dilataciones y contracciones térmicas, presiones de viento, gravedad, etc., que se ejerzan sobre su superficie. Las facetas son alineadas o inclinadas entre sí, ligeramente, de tal forma que el conjunto forme un casquete que concentre en un primer escalón la radiación solar incidente. Esta alineación depende de la distancia heliostato-torre, habiéndose realizado en este campo una de las aportaciones más interesantes de la tesis.

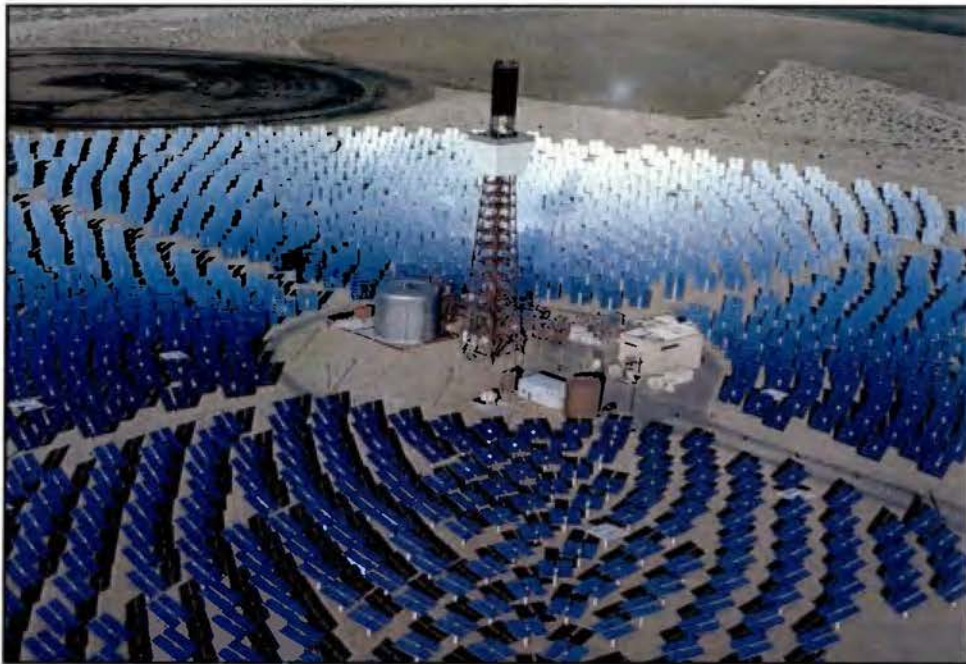
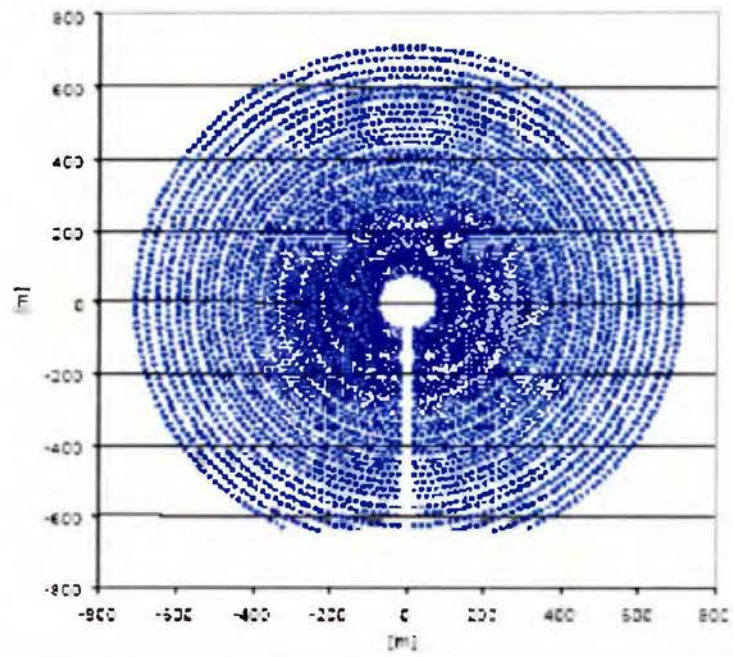
Los mecanismos de seguimiento están compuestos de un conjunto de engranajes de alta relación de desmultiplicación, por precisión y par, que produce la rotación del heliostato, en general, en dos ejes ortogonales: azimut y elevación. Este mecanismo dispone a la salida de unos detectores mecánico-electrónicos que dan las posiciones respecto a una de referencia, permitiendo conocer en cada momento, a través del sistema de seguimiento y control, la posición de la superficie y calcular el punto de incidencia del haz reflejado.

Los mecanismos y el conjunto de estructuras se anclan al terreno por medio de un pedestal y una cimentación robusta que debe mantener la posición del conjunto dentro de unos márgenes de variación, en cuanto a verticalidad, elasticidad frente al viento, deformación por temperatura y peso propio.

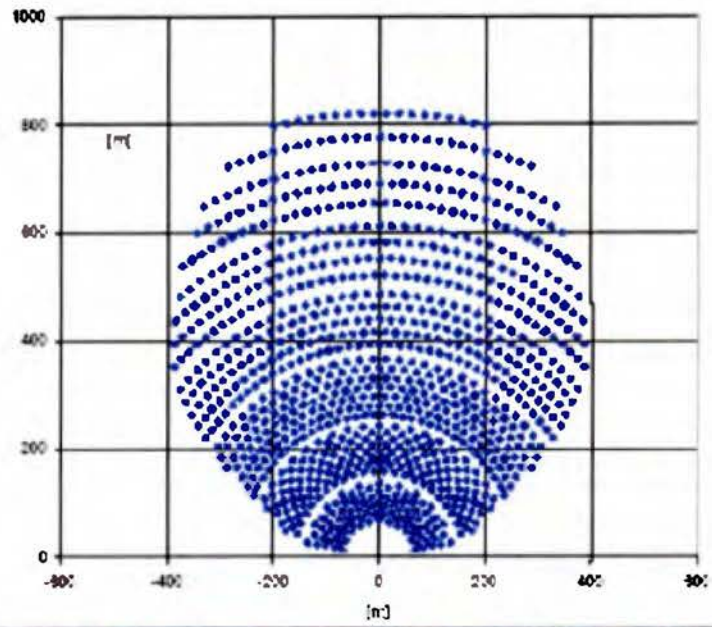
Con el fin de controlar la posición y la dirección del haz reflejado, los heliostatos disponen de un sistema de control a pie de ellos, formado por un conjunto electrónico-eléctrico que acciona los motores de los mecanismos de seguimiento y control, en coordinación con el resto de la planta, la posición de cada uno de los

heliostatos del campo. Para orientar un heliostato es necesario conocer en cada instante la posición del sol y calcular la posición que deben adoptar los ejes de los heliostatos. La actualización de posición debe ejecutarse con una periodicidad de pocos segundos, con el fin de alcanzar una precisión de apunte determinado, dando lugar a un seguimiento en escalones de marcha-paro de 4 a 20 segundos. Debe anotarse que la tecnología de los microprocesadores tan desarrollada en la actualidad, ha permitido una comunicación rápida entre cada heliostato y el centro de control, donde el cálculo de posiciones es realizado por ordenadores con unidades potentes y rápidas.

Finalmente, la estrategia de colocación o distribución de los heliostatos en campo debe ser tal que se minimicen los efectos de sombras, bloqueos y atenuaciones, optimizando la energía extraída del sistema. Para plantas pequeñas hasta 100 MW debería irse a campos Norte, es decir, tomando la zona orientada al Norte de la torre, y para potencias superiores a ésta, la disposición circular aparece con más ventajas y rendimientos más interesantes, lo cual puede verse en la Figura 12.



Campo Configuración Circular



Campo Configuración Norte

FIGURA 12: DIVERSAS TIPOLOGÍAS DE DESPLIEGUE DE HELIOSTATOS.  
FUENTE: (PUIG & JOFRA, 2008)



### *SUBSISTEMA RECEPTOR*

El subsistema receptor tiene como misión interceptar y transformar en energía térmica la energía enviada por el campo colector, para lo cual utiliza paneles de tubos, paredes de agua, tubos aislados, etc., situándose el conjunto en lo alto de una torre. Estos elementos captadores, están contruidos con materiales de alta absortividad al espectro solar y baja emisividad al Infrarrojo. Los materiales han de soportar radiaciones altas con fuertes gradientes de temperatura, deben poseer unas excelentes cualidades frente a las tensiones internas y al choque térmico, así como buenos coeficientes de transferencia térmica.

En cuanto a la configuración de los receptores los de cavidad están prácticamente relacionados con los campos de heliostatos norte y los receptores exteriores con campos circulares.

Los de cavidad disponen de una boca que evita en parte la radiación secundaria, "atrapa" el haz solar, expansionándose en el interior de la cavidad y proyectándose sobre los paneles receptores. En los receptores externos se configura un cilindro, por ejemplo, a base de módulos de paneles con unas fuertes pérdidas por emisión y convección.

Las dimensiones y forma de los diseños tratan de optimizar la relación entre pérdidas térmicas, ópticas y derrame. En el caso de los receptores de cavidad, la densidad de potencia en la boca de entrada es 3 a 4 veces la existente en paneles. En cuanto a la densidad que deben soportar los tubos depende del fluido utilizado; así, por ejemplo: para sodio, 1,2 MW/m<sup>2</sup>; para sales fundidas y agua, 0,7

MW/m<sup>2</sup>; para vapor de agua, 0,5 MW/m<sup>2</sup>; y para aire, 0,22 W/m<sup>2</sup>. En el desarrollo tecnológico puede verse la gran diversidad de materiales utilizados, tales como aceros austeníticos, perlíticos, inconel y cerámicos, combinados con fluidos también diversos como agua, agua-vapor saturado, agua-vapor sobrecalentado, sales eutécticas, sodio, aire y helio. Es decir, se requiere un acoplamiento termo-hidráulico adecuado entre el fluido de trabajo y transporte, y los materiales, que soporten tensiones por presión interior, temperatura y sobre todo, como se ha dicho, altos gradientes.

En el Tabla 2 se han seleccionado los receptores analizados a lo largo de desarrollos solares, destacando la gran variedad de tipologías y, por tanto, la diversidad de experiencias obtenidas.

TABLA 2: TIPOS DE RECEPTORES INVESTIGADOS MÁS INTERESANTES

FLUIDO	TIPO RECEPTOR	POTENCIA	PROYECTO
<b>AIRE</b>	Cavidad abierta	120 kW	SANDERS
	Cavidad abierta	1 y 4MW	ACTF
	Cavidad	1 MW	BOEING CRTF
	Panel externo	1 MW	GAST(CESA-I)
	Volumétrico	1 MW	SSPS - CRS
<b>AGUA-VAPOR</b>	Cavidad	1 MW	MMC-CRTF
	Cavidad	5MW	MMC - CRTF
	Cavidad	5MW	CESA-1
	Externo	30 MW	SOLAR ONE
<b>SODIO</b>	Externo	3MW	ESG-ROCKWELL
	Cavidad	3MW	SSPS (SULZER)
<b>SALES</b>	Cavidad	5MW	MMC-CRTF

FUENTE: (SILVA PEREZ, 2002)

Por otro lado, es necesario tomar en consideración que este subsistema recibe la radiación reflejada por los heliostatos por lo que cualquier defecto le afecta directamente; por ejemplo, un alto grado de dispersión por defectos superficiales hace que aparezcan grandes pérdidas por derrame (es decir, la imagen enviada desborda las dimensiones del receptor), o una estrategia de apunte equivocada puede provocar la existencia de puntos calientes en los tubos con el consiguiente peligro de deterioro de los paneles receptores. Igualmente, un desequilibrio en el balance térmico enviado a las diversas secciones de precalentamiento o evaporador frente a las secciones del sobrecalentado hará que se desestabilice la producción con la necesidad de purgas intermedias ó atemperaciones excesivas que harían descender el rendimiento.

Una clara interacción entre el subsistema colector y el receptor ocurre en el caso en que la distribución de flujo deba responder a una determinada necesidad, para lo cual se hace necesario realizar una determinada estrategia de apunte sobre el receptor con una adecuada selección de heliostatos.

#### *SUBSISTEMA DE ALMACENAMIENTO*

Obligados en las plantas comerciales por la necesidad de disponer de energía en las horas sin radiación, o simplemente de extender las horas más allá de la puesta de sol, se hace necesario disponer de un almacén que además soporte los disparos de parte de la planta y optimice en términos generales la gestión de la carga. Por tanto, con la misión de servir de colchón entre oferta y demanda, se trata de almacenar energía con el más alto nivel térmico posible.

La energía, normalmente en este tipo de plantas, es almacenada en forma térmica utilizándose diversos tipos de materiales, en coordinación con el fluido empleado en el subsistema receptor; por ejemplo, el uso de sales en el receptor permite un almacenamiento más racional con base en el uso del mismo fluido, en un diseño en serie. Cuando el fluido es agua-vapor en el receptor, el montaje del almacenamiento se suele plantear en paralelo, aún con las dificultades propias del sistema carga-descarga. En cualquier caso, se trata de utilizar un fluido con grandes propiedades térmicas y un alto calor específico o calor de fusión.

Una primera clasificación de sistemas se indica en las Figuras 13 y 14 donde se indican, asimismo, los fluidos más típicos utilizados en la tecnología solar a alta temperatura. En la Figura 13 se señalan los sistemas a base de dos tanques o bien utilizando la estratificación térmica (efecto termoclina), con la extracción de energía entre el nivel térmico superior y el inferior. En la Figura 14, se analizan los sistemas en función del tipo de fluido, estando marcados asimismo por los niveles de temperatura a alcanzar.

Desde el punto de vista económico, el almacén de energía es un subsistema caro y su rentabilidad, en términos energéticos, es muy crítica. Por esta razón, el planteamiento deberá basarse en diseñar plantas conectadas a la red, o bien, con una energía de apoyo, eliminando de esta forma la necesidad de almacenamiento.



FIGURA 13: CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO  
FUENTE: (AVELLANER LACAL, 1999)

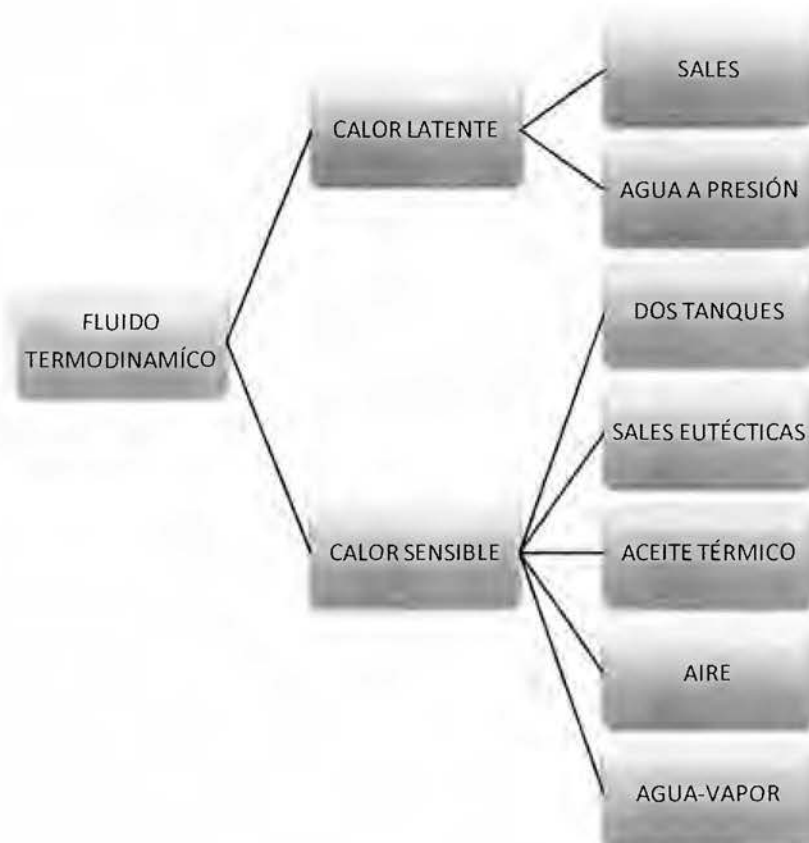


FIGURA 14: TIPOS DE FLUIDOS UTILIZADOS COMO ALMACENES.  
FUENTE: (AVELLANER LACAL, 1999)

De la Figura 14 se observa los fluidos termodinámicos utilizados en centrales de torre siendo los más utilizados los siguientes:

- Sistemas agua-vapor: fue el primero aprobado por simpleza del concepto ampliamente conocido. Como principales problemas plantea las malas propiedades térmicas del vapor sobrecalentado y problemas de regulación. En lo que afecta al ciclo termodinámico cabe destacar la distancia tan grande que separa la fuente de calor de la turbina y las dificultades de regulación del receptor solar (Figura 15).

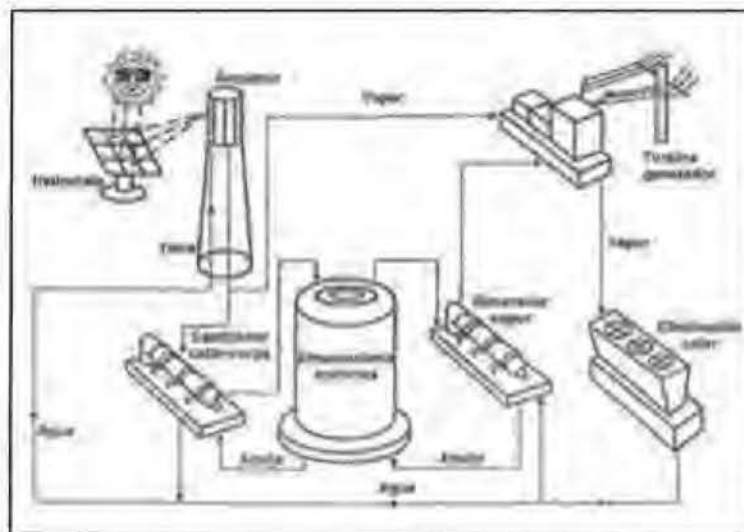


FIGURA 15: DIAGRAMA DEL SISTEMA AGUA VAPOR.  
FUENTE: (CASTRO, COLMENAR, CARPIO, & GUIRADO, 2006)

- Sistema de sodio líquido: A pesar de la alta eficiencia del sodio en el proceso de transferencia de calor, no ha podido contrarrestar el coste importante en seguridad, dado que el sodio posee alta reactividad y los altos costes del sistema de almacenamiento debido al bajo calor específico y su baja capacidad calorífica volumétrica (Figura 16).

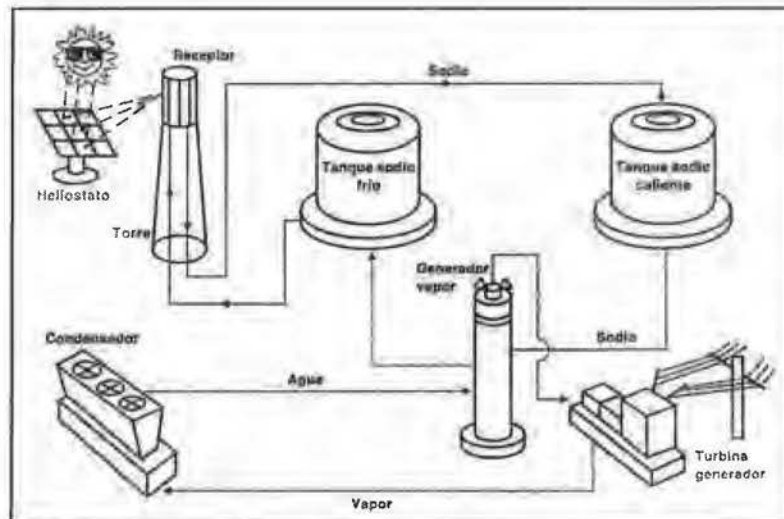


FIGURA 16: DIAGRAMA DEL SISTEMA SODIO LIQUIDO.  
FUENTE: (CASTRO, COLMENAR, CARPIO, & GUIRADO, 2006)

- Sistema de sales fundidas: Dado a la baja presión de vapor a altas temperaturas de las sales y su comportamiento inerte con el agua facilitan el diseño de los componentes. Su alta conductividad térmica y a la vez su alta capacidad calorífica hacen que representen un buen compromiso como fluido de trabajo en el receptor y como fluido de almacenamiento (Figura 17).

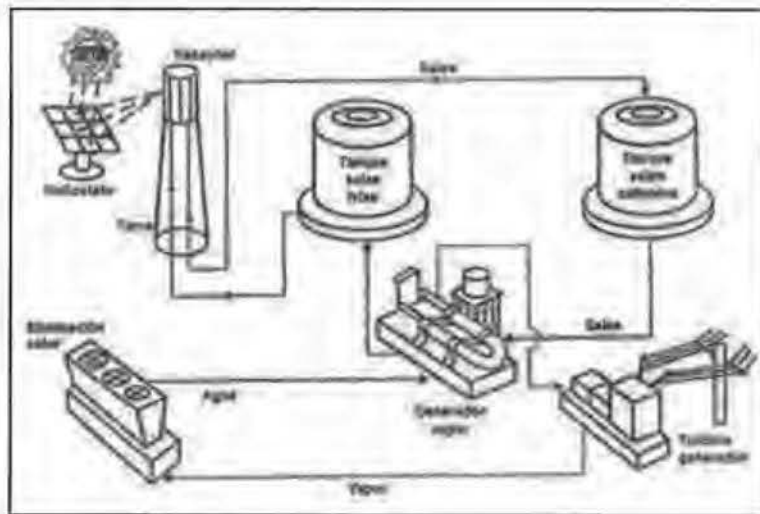


FIGURA 17: DIAGRAMA DEL SISTEMA SALES FUNDIDAS.  
FUENTE: (CASTRO, COLMENAR, CARPIO, & GUIRADO, 2006)

- Sistema aire: consiste en un receptor volumétrico de matrices metálicas o cerámicas que calienta aire a presión atmosférica. El aire caliente a unos  $700\text{-}800^{\circ}\text{C}$  es bombeado a la base de la torre y enviado predominantemente al generador de vapor para mover un bloque turbina-generador convencional (Figura 18).

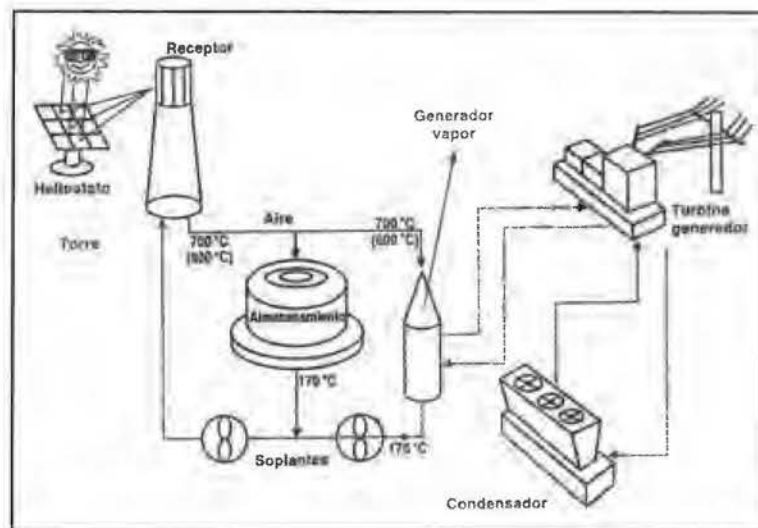


FIGURA 18: DIAGRAMA DEL SISTEMA AIRE.  
FUENTE: (CASTRO, COLMENAR, CARPIO, & GUIRADO, 2006)



### *SUBSISTEMA DE POTENCIA Y OTROS*

Por último, la energía térmica captada en el receptor podrá aplicarse de tres maneras diferentes: en forma térmica en un proceso industrial determinado; como energía suplementaria de una central térmica convencional; o bien, convirtiéndola en energía eléctrica por medio de un ciclo termodinámico. En el caso de esta última aplicación, el subsistema deberá estar coordinado con los de almacenamiento y receptor, permitiendo un uso de ambos por separado. El ciclo más usado es el de Rankine agua-vapor, para fluidos de trabajo de aire o un gas se utiliza el ciclo Brayton. Una dificultad especial surge en el sistema de condensación al requerir, casi con seguridad, un sistema aerorefrigerante con grandes superficies expuestas al exterior para obtener un foco frío lo más bajo posible.

La planta dispondrá de un control maestro que permita un trabajo coordinado de todos los subsistemas y, en caso de emergencias o disparo, controle el conjunto de la planta. El control maestro de una planta de este tipo debe gobernar, en especial, la coordinación de los subsistemas colector, con un control del seguimiento del campo de heliostatos y del subsistema de potencia-almacenamiento evitando disparos de la planta por nubes o choques excesivos.

#### 3.1.2.2 CONCENTRADORES CILINDRO-PARABÓLICOS (CCP)

La tecnología de colectores distribuidos está teniendo un auge importante en la producción de energía eléctrica dentro del rango de los cientos de kilovatios. Prácticamente, se han seleccionado como únicos sistemas comerciales los

colectores cilindro-parabólicos frente al resto de dispositivos y formas. Estos sistemas se componen, a igualdad que los otros sistemas solares, de los siguientes subsistemas: colector, receptor; almacenamiento y potencia. El esquema típico de esta tecnología se puede apreciar en la Figura 19.

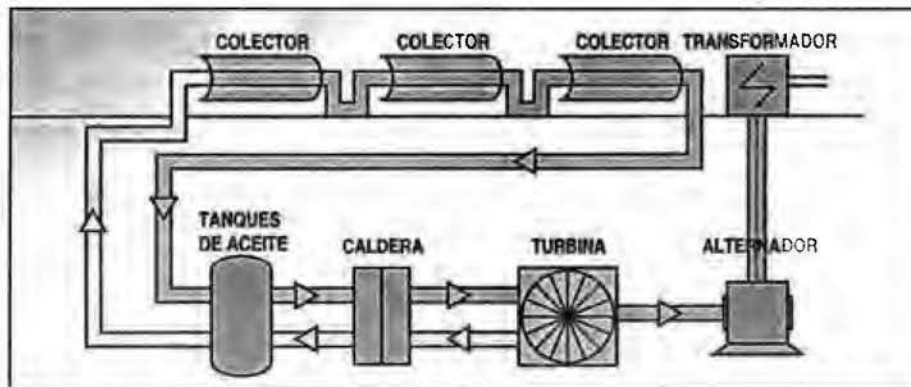


FIGURA 19: CONFIGURACIÓN TÍPICA DE CCP  
FUENTE: (CASTRO, COLMENAR, CARPIO, & GUIRADO, 2006)

El subsistema colector es el más característico de este tipo de plantas; está formado por colectores cilindro-parabólicos, con módulos de hasta 50 m de longitud cada uno y dispuestos en líneas paralelas. La superficie reflectante es, en general, la que se mueve, orientándose hacia el sol de tal forma que siempre se sitúe el sistema en posición paraxial, al menos, en uno de los planos y se produzca la concentración sobre el receptor (Figura 20) situado en el foco de la parábola. Dada la propiedad, del haz incidente enfocado sagitalmente, aunque no sea normal a la superficie, se concentra en la línea focal, sólo es necesario el seguimiento en un eje, con lo cual los mecanismos son muy simples permitiendo además, montajes compactos.

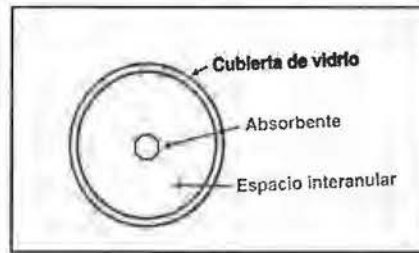


FIGURA 20: CONFIGURACIÓN DEL RECEPTOR  
 FUENTE: (CASTRO, COLMENAR, CARPIO, & GUIRADO, 2006)

El fluido térmico puede alimentar al campo de colectores en tres diferentes configuraciones (Figura 21) y para minimizar las pérdidas térmicas, la tubería de salida es la más corta. Las configuraciones son las siguientes:

- De retorno directo: es la más utilizada por su sencillez, pero con el inconveniente dado las diferencias de presiones en la entrada y a la salida de cada línea presenta un desequilibrio, causando aumento de la caída de presión total en el sistema y del consumo de la bomba. Este problema se puede tratar con la instalación de válvulas reguladora de presión.
- De retorno indirecto: Esta configuración logra balancear el flujo a menor consumo de la bomba, pero presenta un costo mayor y un aumento en las pérdidas térmicas.
- De alimentación central: Es la configuración que presenta más ventajas en la operación de la planta. Además requiere válvulas de homogeneización del flujo en las líneas.

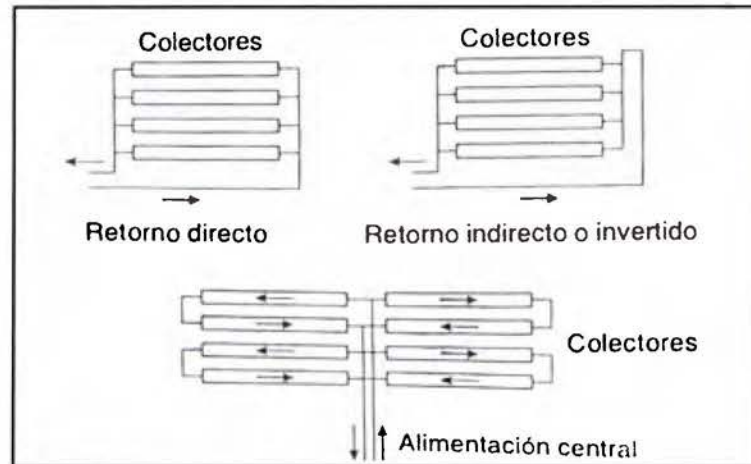


FIGURA 21: CONFIGURACIONES EN LA ALIMENTACIÓN DEL CAMPO DE COLECTORES.  
FUENTE: (CASTRO, COLMENAR, CARPIO, & GUIRADO, 2006)

En las Figuras 22 y 23 se muestran algunos de los sistemas y montajes más utilizados para campos de colectores cilindro-parabólicos. En cuanto al seguimiento, se suele emplear el denominado en línea con un detector de posición que comanda el mecanismo de accionamiento. Suele estar apoyado con un sistema grueso de acercamiento para el caso de situaciones de emergencia, retorno a la posición de seguimiento normal o bien para la adquisición matinal del sistema. Este control grueso se realiza por medio de un pequeño sistema de coordenadas calculadas. La disposición más normal es la de montaje este-oeste y seguimiento en altura aunque también se montan en la disposición de montaje polar con un seguimiento síncrono de  $15\text{ }^\circ/\text{h}$ .



FIGURA 22: DISEÑO TÍPICO DE LOS CCP.  
FUENTE: (ALVAREZ, 2006)



FIGURA 23: PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN COLECTOR CILINDRO-PARABÓLICO.  
FUENTE: (ALVAREZ, 2006)

La superficie reflectante en los colectores cilindro-parabólicos, está formada generalmente por un soporte conformado y sobre él se superpone o deposita el elemento reflectante. En el primer caso pueden utilizarse láminas de aluminio pulimentadas o bien, espejos de segunda superficie extrafino pegado sobre una lámina metálica, así como, también, láminas de plástico reflectante que se pegan sobre un soporte rígido. En el segundo caso es un espejo de segunda superficie,

cercano a los 6 mm de espesor, el que se conforma en caliente, o bien es una lámina auto portante de aluminio o acero pulimentado.

Sin duda, la conformación de la curvatura con acercamiento a la superficie ideal y el mantenimiento de la misma, es uno de los temas más específicos de esta tecnología. Asimismo debe destacarse la importancia de este subsistema en relación al coste de los sistemas solares al pesar sobre él casi el 40% del coste de la planta.

En cuanto al receptor de esta tecnología, está formado por un captador lineal de relación absorptividad/emisividad muy alta. En general, se usa cromo negro como superficie selectiva, protegiendo además el conjunto con una envolvente de vidrio que evita pérdidas por radiación para longitudes largas y por convección.

El tipo de fluido de trabajo que se utiliza en los CCP depende de la temperatura a la que se desee calentar. Si las temperaturas que se desean son moderadas ( $<200^{\circ}\text{C}$ ), se puede utilizar agua desmineralizada o Etilen Glicol como fluidos de trabajo. En cambio, se utilizan aceites sintéticos en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas ( $200^{\circ}\text{C} < T < 450^{\circ}\text{C}$ ).

El fluido ha de ser extraído del tubo colector por medio de unas juntas móviles. Los valores usuales del flujo de radiación sobre el absorbente de un CCP están entre 40 y 60  $\text{kW}/\text{m}^2$ , pudiendo operar eficientemente hasta temperaturas del orden de 450  $^{\circ}\text{C}$ . Además, el conjunto del receptor, dada su longitud, debe diseñarse con las adecuadas juntas de dilatación que permitan los calentamientos-enfriamientos de los ciclos diarios.

Al igual que en los sistema de torre-central, por el carácter intermitente de la radiación, se plantea un almacenamiento que evite disparos en días con nubes y, además, permita el desplazamiento de la curva de oferta-demanda. Los sistemas utilizados son prácticamente los mismos que los planteados en la tecnología de torre: calor sensible, calor latente y reacciones químicas. En el primer caso, se usan, por ejemplo, fluidos térmicos sobre lecho de rocas, con el fin de aumentar el rendimiento volumétrico.

Para el caso de calor latente, hay que buscar un compuesto que cambie de estado en el rango de trabajo, por ejemplo, NaOH o compuestos orgánicos. Y por último, las reacciones químicas reversibles que captan y ceden energía cuando la reacción va en uno u otro sentido, son también una línea investigada. De todos ellos, sin duda, el más usado es el de calor sensible.

El esquema de trabajo, tal como se comentó en los sistemas de torre, puede ser: almacén con varios tanques a diferentes temperaturas, termoclima o almacén con rocas u otros sólidos, con la ventaja del descenso de coste del sistema. En cuanto a las aplicaciones, el calor generado y almacenado puede usarse en procesos térmicos o bien a través de una transformación termodinámica en electricidad. En los procesos térmicos una de las aplicaciones más extendida, es la de producción de vapor en el rango de 150-200°C, cubriendo un extenso espectro de sectores industriales.

Por otro lado, la producción termoeléctrica necesita de un ciclo termodinámico para su conversión, siendo el más utilizado el de Rankine de agua, aunque

también se están empezando a usar fluidos orgánicos, por sus ventajas con respecto a las turbinas al no condensarse a la temperatura normal de trabajo. Todos estos conceptos quedan reflejados en la Figura 24 que esquematiza una planta de estas características.

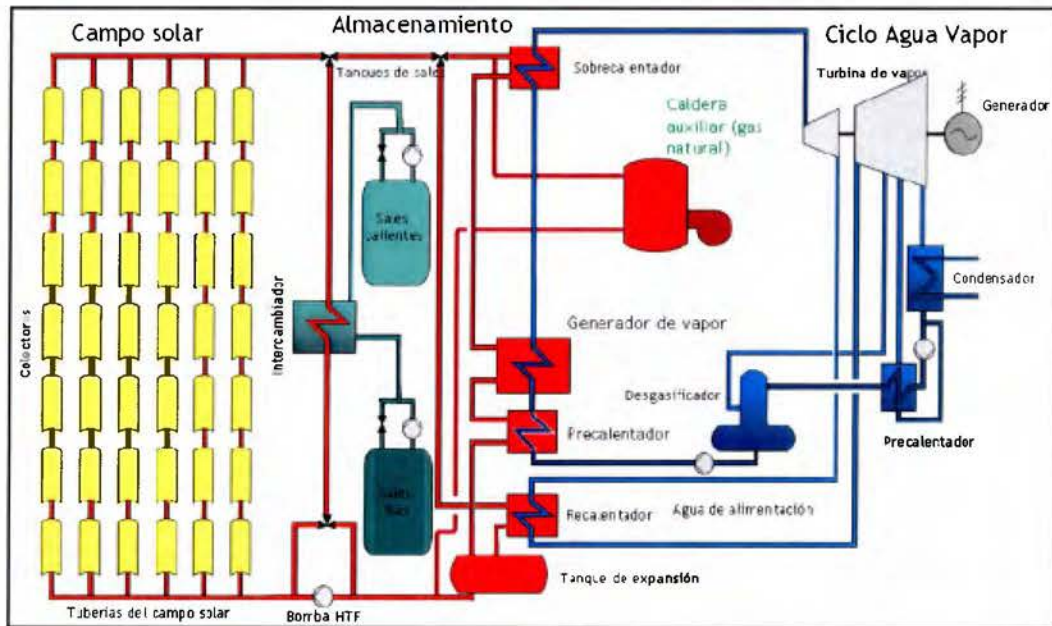


FIGURA 24: ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO CON INTERCAMBIADOR DE CCP. FUENTE: (ÁLVAREZ, 2002)

### 3.1.2.3 DISCOS PARABÓLICOS O DISCOS STIRLING

Los discos Parabólicos o disco Stirling consiste de un espejo parabólico de gran diámetro con un motor de combustión externa tipo 'Stirling' emplazado en su área focal (Figuras 25 y 26). Estos sistemas son adecuados para la generación descentralizada de energía eléctrica a partir de la energía solar y generalmente tienen una capacidad de 10 a 50 kW cada uno. Los principales componentes de un Sistema Disco Stirling son el concentrador parabólico, el motor Stirling y el sistema de seguimiento solar.



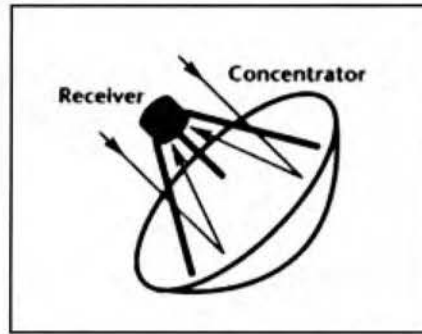


FIGURA 25: ESQUEMA FUNCIONAL DEL DISCO STIRLING.  
FUENTE: (CASTRO, COLMENAR, CARPIO, & GUIRADO, 2006)

El concentrador parabólico –llamado disco- realiza un continuo seguimiento solar, por lo cual los rayos solares son reflejados en su plano focal, obteniéndose así un mapa de energía solar concentrada, de forma gaussiana y varias decenas de kW. Este se compone de facetas tipo “sándwich” fabricadas de plástico reforzado con fibra de vidrio. Se fijan espejos de vidrio delgado a la superficie con pegamento, garantizando una alta reflectividad permanente del 94%. Su diámetro oscila entre 7 y 15 metros.

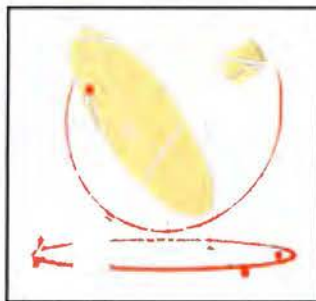


FIGURA 26: ESQUEMA FUNCIONAL DEL SISTEMA DISCO STIRLING.  
FUENTE: (ÁLVAREZ, 2002)

El motor Stirling es un motor de combustión externa es decir, en contraste con los motores Otto y Diesel, que son de combustión interna, en el motor Stirling el aporte energético se realiza a partir de una fuente de calor externa lo que implica que convierte el calor solar en energía eléctrica a una temperatura de trabajo de

650°C y con una eficiencia global del 30% al 35%, además el aporte energético puede realizarse mediante la luz solar recogida por el disco parabólico y concentrada en su zona focal además emplea un ciclo de alto rendimiento termodinámico.

El motor Stirling lleva acoplado un alternador, de manera que dentro de un mismo bloque situado en el foco del disco concentrador se realiza la transformación de la energía luminosa en electricidad que se puede inyectar en la red eléctrica ó bien destinarla a consumo directo en alguna aplicación próxima al lugar de emplazamiento. El intercambiador de calor solar situado en la zona focal del concentrador absorbe la radiación solar concentrada, calentando el medio calo portador (helio o hidrógeno). Un motor Stirling convierte este calor en energía mecánica, que es a su vez transformada en energía eléctrica por un generador acoplado directamente al eje del motor. Es decir convierte el calor solar en energía eléctrica a una temperatura de trabajo entre 600°C y 1000°C, con una eficiencia global del 30% al 35%. Además, estos sistemas al funcionar independientemente constituyen una unidad de producción de electricidad, con potencias eléctricas de 7 hasta 50 KW y 150 kW térmicas.

En resumen, la ventaja económica de la energía solar térmica reside en la sustitución de una cantidad considerable de combustibles tradicionales, reduciendo y haciendo más predecibles en consecuencia los costes futuros. Los materiales, el diseño y la instalación suman prácticamente la totalidad de los costes de un sistema solar, pues no requiere ningún combustible para su

funcionamiento y los costes de mantenimiento son muy bajos, al contrario de los sistemas convencionales de calentamiento.

En síntesis las características de las centrales termosolares se muestran en la Tabla 3.

Dentro de las tecnologías termosolares para generación de electricidad, siendo los colectores cilindro parabólicos y las centrales de torre las dos más apropiadas para generación de electricidad a gran escala. La tecnología de discos parabólicos parece a priori más apropiada para aplicaciones de pequeña y media escala, no faltando, sin embargo, propuestas para implementar grandes centrales termosolares mediante discos parabólicos distribuidos en un campo solar al estilo de los colectores cilindro parabólicos. Por otro lado, la tecnología de disco parabólico y de receptor central tienen muchos aspectos en común, especialmente en lo relativo al receptor (cavidad/volumétrico), por lo que gran parte de las consideraciones que se hagan relativas a la tecnología de receptor central son extrapolables a la de discos parabólicos.

TABLA 3: CARACTERISTICAS DE LAS CENTRALES SOLARES TERMOELECTRICAS.

<b>Características de centrales solares termoeléctricas</b>			
	Cilindro Parabólico	Receptor central	Discos Parabólicos
<b>Potencia</b>	30-80 MW	10-200 MW	5-25 kW
<b>Temperatura operación</b>	400°C	565°C	750°C
<b>Factor de capacidad anual</b>	23-50%	20-77%	25%
<b>Eficiencia pico</b>	20%	23%	30%
<b>Eficiencia neta anual</b>	11-16%	7-20%	12-25%
<b>Estado comercial</b>	Disponible	Disponible	Disponible
<b>Riesgo tecnológico</b>	Bajo	Bajo	Medio
<b>Almacenamiento</b>	Si	Si	Batería
<b>Diseño híbridos</b>	Si	Si	Si
<b>Costo W instalado<sup>1</sup></b>			
<b>€/W</b>	3,49-2,34*	3,83-2,15*	11,00-1,14*
<b>€/Wp**</b>	3,49-1,13*	2,09-0,78*	11,00-0,96*

FUENTE: (ALVAREZ, 2010)

En la tabla 4 se resumen los principales componentes, tipología de los sistemas investigados.

<sup>1</sup> \*El Rango indicado se refiere al periodo 1997 al año 2030.

\*\* €/Wp se refiere al coste por W instalado eliminando el efecto de almacenamiento de energía, tal y como se hace en la energía solar fotovoltaica

TABLA 4: DESARROLLOS MÁS IMPORTANTES EN EL DISEÑO DE COMPONENTES EN LOS SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS

SUBSISTEMA	COMPONENTE	TIPOLOGÍA
COLECTOR	Heliostatos	Materiales reflectantes
		Faceteados rígidos de 40/60s m <sup>2</sup>
		Membrana de 100 m <sup>2</sup>
	Seguimiento	Línea
		Coordenadas calculadas
		Montajes azimut-altura
		Electro-hidráulico
	CCP	Materiales reflectantes
		Materiales absorbentes
	Paraboloides	Materiales reflectantes
Diseños		
RECEPTOR	Diseños	Cavidad
		Exterior
		Mixtos
	Fluidos	Agua-vapor
		Sodio
		Sales fundidas
		Aire
	Materiales	Choques térmicos
		Austeníticos-Perlíticos
		Cerámicos
ALMACENAMIENTO	Diseños	Serie
		Paralelo
	Fluidos	Sales
		Sodio
		Agua-vapor

FUENTE: (AVELLANER LACAL, 1999)

De igual modo, se ha resumido en la Tabla 5 algunos de los centros de desarrollo más interesantes en el mundo en las tecnologías termosolares y de concentración.

TABLA 5: DESARROLLO DE TECNOLOGÍAS SOLARES TÉRMICAS.

TECNOLOGÍA	PROYECTOS
<b>CENTRALES DE TORRE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• PS 10</li> <li>• PS 20</li> <li>• GERMASOLAR</li> </ul>
<b>COLECTORES CILINDRO-PARABÓLICOS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• ANDASOL 1, 2 Y 3</li> <li>• SOLNAVA 1,3 Y 4</li> <li>• PALMA DEL RIO 1</li> <li>• PUERTOLLANO</li> <li>• MACHASOL 1</li> <li>• ALVARADO</li> <li>• EXTRESOL 1 Y 2 LA FLORIDA</li> <li>• LA DEMESA</li> <li>• MAJADAS</li> <li>• VALLESOL50</li> <li>• ARCOSOL50</li> <li>• HELIOENERGY 1 Y 2</li> <li>• ASTE 1A Y 2B</li> <li>• ASTEXOL 2</li> <li>• SOLABEN 2 Y 3</li> <li>• ARENALES P5</li> <li>• SERREZUELA</li> <li>• SOLARII</li> <li>• SEGS I, II, III, IV, V, VI, VII, IIX, IX</li> </ul>
<b>DISCOS PARABOLOIDES</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AZNALCOLLAR TH</li> <li>• ESI</li> <li>• SES Solar Two</li> </ul>

FUENTE: (RENOVETEC, 2009)

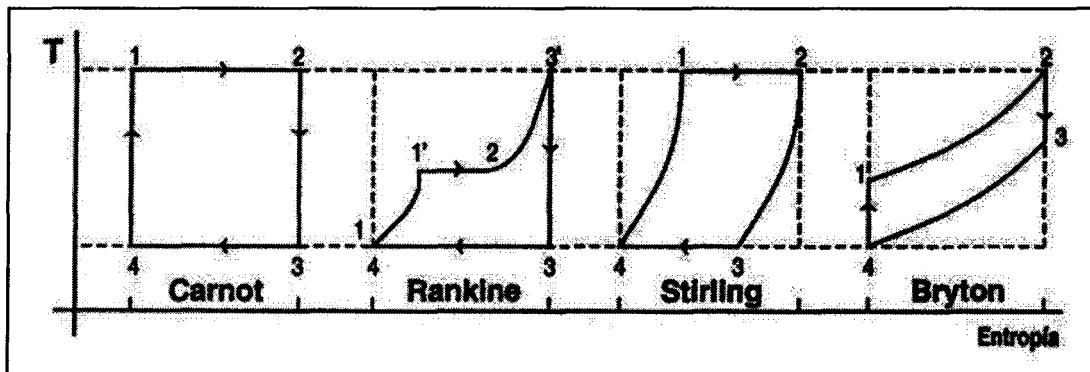
### 3.2 ANÁLISIS TERMODINÁMICO DEL SISTEMA DE VAPOR EN LAS TECNOLOGÍAS TERMOSOLARES PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.

En la generación de electricidad mediante tecnología solar térmica, existen dos subsistemas principales. Por un lado el campo colector encargado de captar la radiación solar y convertirla en energía térmica con los parámetros apropiados para ser introducida en el otro subsistema principal.

Al diseñar una planta termosolar, se utiliza los ciclos termodinámicos de las plantas de potencia convencionales, aprovechando el aporte solar al máximo dentro de los mismos. Este proceso de encaje encuentra dos alternativas: Las plantas solo solares y las híbridas.

En plantas solo solares, tratan de utilizar o producir temperaturas tan elevadas como sea posible, pues el rendimiento térmico de los ciclos de potencia crece mucho con su temperatura máxima. El rendimiento total de la planta termosolar viene dado por el producto de los rendimientos de los subsistemas, y por tanto del acoplamiento óptimo entre los subsistemas. El ciclo de potencia impondrá restricciones fundamentales en el diseño del campo solar, tales como relaciones de concentración solar, longitud de corte del recubrimiento selectivo empleado. Paralelamente, la tecnología solar empleada impondrá restricciones fundamentales sobre el ciclo de potencia, tales como el tipo de ciclo termodinámico, temperatura máxima de operación, nivel de regeneración apropiado.

Los ciclos termodinámicos utilizados en las tecnologías solares son Carnot, Stirling, Brayton y Rankine (Figura 27). Para energía solar, u otra fuente externa, utilizando la misma masa de fluido todo el tiempo se podría recorrer un ciclo



cerrado.

FIGURA 27: CICLOS TERMODINAMICOS EN TECNOLOGIAS SOLARES.  
FUENTE: (CASTRO, COLMENAR, CARPIO, & GUIRADO, 2006)

Las máquinas térmicas son dispositivos cíclicos y el fluido de trabajo al término de cada ciclo regresa a su estado inicial. Además se realiza trabajo por el fluido de trabajo en una parte del ciclo y durante la otra parte es sobre el fluido de trabajo. El diferencial de estos dos trabajos es el trabajo neto entregado por la máquina térmica. La eficiencia del ciclo termodinámico depende en parte en la manera que se ejecutan los procesos individuales que integran el ciclo, por consiguiente puede maximizarse al utilizar procesos que entreguen la mayor cantidad de trabajo y que requieran la menor, es decir, utilizando procesos reversibles.

El ciclo reversible más conocido es el Ciclo de Carnot (Figura 28). Este ciclo presenta cuatro procesos: primero aportación de calor a temperatura constante,



luego una expansión adiabática, una expulsión de calor a temperatura constante y por último una compresión adiabática.

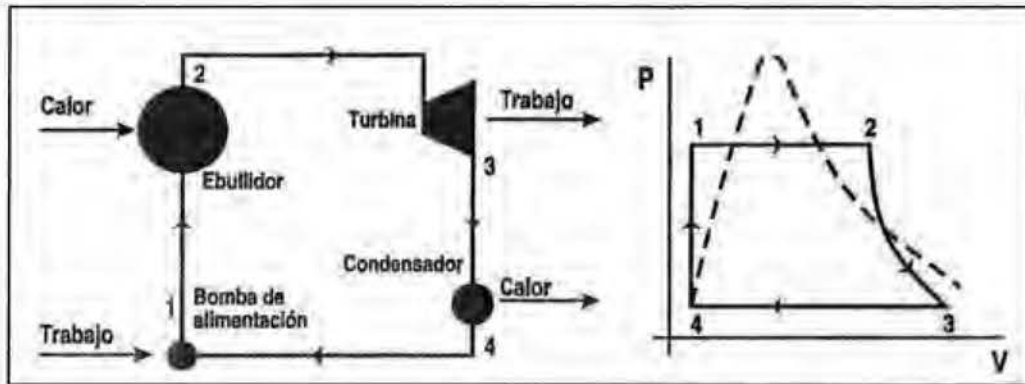


FIGURA 28: CICLO DE CARNOT.  
FUENTE: (CASTRO, COLMENAR, CARPIO, & GUIRADO, 2006)

El ciclo de Carnot se considera ideal, pero en las máquinas reales son irreversibles y se expresa su eficiencia como una fracción  $f$  de Carnot.

$$f = \eta_{\text{ciclo}} / \eta_{\text{Carnot}} \quad (2)$$

El ciclo teórico de Stirling (Figura 29) consta de las 4 etapas: 2 transformaciones isocoras en las que el gas de trabajo pasa a través de un regenerador absorbiendo o cediendo calor, y 2 transformaciones isotermas (similar al Carnot), en las que el gas está en contacto con una fuente caliente o una fría. En ambas etapas intercambia la misma cantidad de energía, considerando el regenerador como el cuerpo con el foco frío y caliente. Además de ser un proceso casi reversible y de alto rendimiento, por las etapas isocoras, lo que las aproxima a condiciones adiabáticas. El ciclo se muestra a continuación en un diagrama P-V.

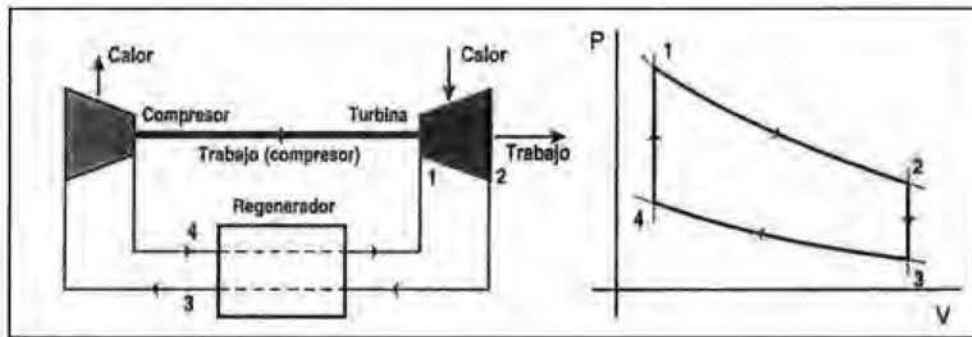


FIGURA 29: CICLO STIRLING  
FUENTE: (CASTRO, COLMENAR, CARPIO, & GUIRADO, 2006)

A pesar que se ha logrado obtener 25 kilowatt eléctrico (kWe) con rendimientos del 35.7% a 650 °C, no existen prototipos fiables y comerciales de mayor tamaño, esto restringe su aplicación solar a los discos parabólicos.

Los ciclos Rankine y de Brayton son los únicos para las centrales de torre para la producción de electricidad.

A pesar de su mayor rendimiento térmico, el ciclo de Carnot tiene, en principio, dos limitaciones respecto al ciclo Rankine normal.

- La primera es que el calor que se aplica al fluido de trabajo se obtiene del enfriamiento de los gases calientes de una combustión a una temperatura inferior a la crítica, mientras que en el ciclo de Carnot los gases de la combustión no podrían enfriarse a temperaturas menores que la crítica, produciéndose así un menor aprovechamiento de la energía de combustión.
- La segunda es que en la región líquido-vapor, la máquina térmica que funcionase con dicho ciclo tendría que detener la condensación del vapor en un punto 4,

antes de que se consiga su licuación completa y, posteriormente, con ayuda de una bomba llevar adiabáticamente la mezcla de vapor húmedo hasta su licuación total, en el punto 1, alcanzando la presión y temperatura del bullidor, y éste proceso de bombear mezclas de dos fases tiene problemas técnicamente imposibles de resolver.

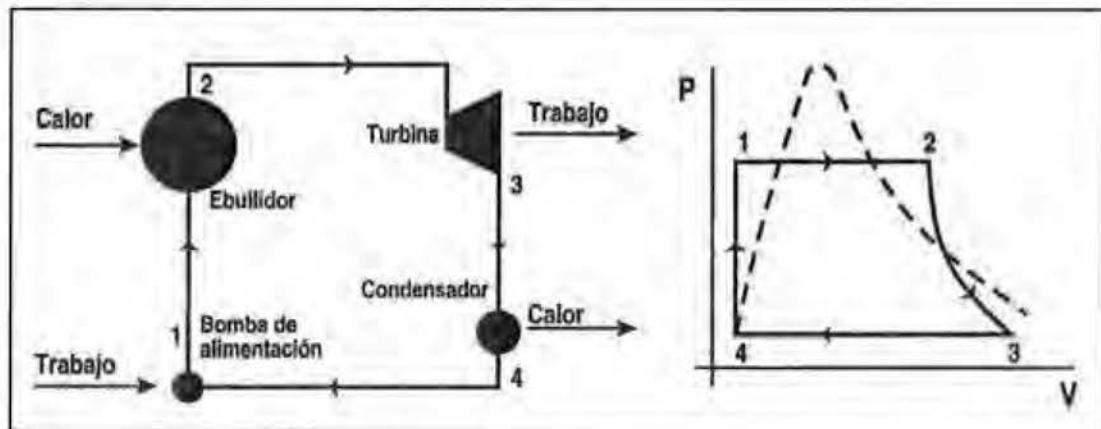


FIGURA 30: CICLO RANKINE IDEAL.  
FUENTE: (CASTRO, COLMENAR, CARPIO, & GUIRADO, 2006)

El ciclo Rankine difiere del de Carnot, en la transformación (4-1) ya que la condensación del vapor es total; las demás transformaciones son idénticas en ambos ciclos. En el diagrama (T-s), la posición de los puntos 4 y 1 es muy próxima, por lo que suele sustituirse, sin error apreciable, la poligonal (4-1-1') por la curva de líquido (4-1'), lo cual se puede ver en la Figura 31. Como es lógico, el rendimiento del ciclo Rankine es menor que el correspondiente al ciclo de Carnot debido a la operación de calentamiento (1-1').

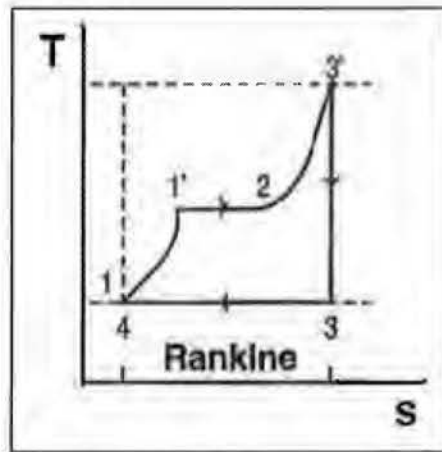


FIGURA 31: CICLO RANKINE  
FUENTE: (CASTRO, COLMENAR, CARPIO, & GUIRADO, 2006)

La mayor temperatura media a la que se absorbe el calor, o la menor temperatura a la que se cede, tienden a mejorar el rendimiento térmico de este ciclo por aumentar la superficie del ciclo. Los cambios de presión en la del ebullidor y en el condensador influyen en el rendimiento del ciclo; estas conclusiones obtenidas con referencia al ciclo Rankine ideal, son válidas cualitativamente para plantas de vapor reales; si se aumenta la presión del bullidor del ciclo Rankine ideal, manteniendo constante la del condensador, la temperatura media de absorción de calor aumenta.

A su vez, si se mantiene una misma presión de ebullidor pero presiones diferentes en el condensador, por ejemplo, presión atmosférica y otra presión menor que la atmosférica, la temperatura media del calor cedido disminuye, y el ciclo de menor presión en el condensador tiene un rendimiento térmico mayor, que cuando se cede a la presión atmosférica.

### *CICLO RANKINE CON SOBRECALENTAMIENTO Y RECALENTAMIENTO*

En la mayoría de las máquinas de vapor se instalan sobre calentadores y recalentadores, que modifican el ciclo normal; a este ciclo se le denomina de Hirn o Rankine con recalentamiento (Figura 32).

Un incremento en la presión en el ebullición o un descenso en la presión del condensador pueden provocar una reducción del título del vapor a la salida de la turbina; si es muy bajo, el impacto de las gotas de líquido a cierta temperatura en los álabes finales de la turbina puede erosionarlos y corroerlos, originando un descenso en la eficiencia de la turbina y un aumento en las necesidades de mantenimiento. En consecuencia, es práctica común mantener a la salida de la turbina un título de vapor no inferior a 0,9.

Una ventaja importante del sobrecalentamiento o del recalentamiento radica en que el vapor permanece prácticamente sin humedad durante casi toda la expansión adiabática, con lo que se disminuye considerablemente el riesgo de corrosión que el vapor húmedo efectuaría sobre las paredes, émbolos y álabes de la maquinaria a través de la cual se produce la expansión.

El sobrecalentamiento, consiste en transferir al vapor saturado seco energía adicional antes de introducirlo por primera vez en la turbina. A la combinación del ebullición y sobre calentador se la conoce como generador de vapor. El ciclo con sobrecalentamiento tiene una mayor temperatura media de absorción de calor que el ciclo sin sobrecalentamiento, por lo que el rendimiento térmico es mayor.

Además, el título del vapor que sale de la turbina es mayor que el correspondiente a la salida de la turbina sin sobrecalentamiento, con lo que se disminuye el problema del bajo título del vapor expulsado de la turbina. Con suficiente sobrecalentamiento, el estado a la salida de la turbina puede caer incluso en la región de vapor sobrecalentado.

Una segunda modificación que se emplea normalmente en plantas de potencia de vapor es el recalentamiento. Con recalentamiento, una central térmica puede beneficiarse de la mayor eficiencia que resulta de una presión de caldera más alta y también evitar el vapor de bajo título a la salida de la turbina. Las altas presiones en el generador de vapor requieren tuberías que puedan soportar grandes esfuerzos a elevadas temperaturas. Aun cuando estos factores limitan las mejoras que pueden obtenerse con el sobrecalentamiento y recalentamiento, los progresos en materiales y métodos de fabricación han permitido incrementos significativos en los últimos años en la temperatura máxima y en la presión del generador de vapor, con la correspondiente mejora en el rendimiento térmico.

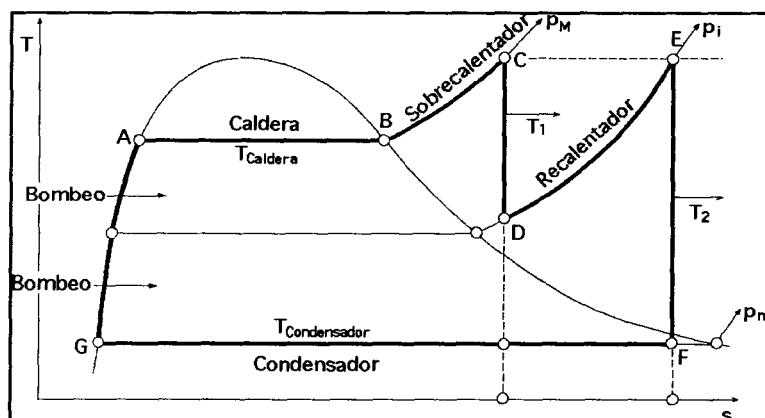


FIGURA 32: CICLO RANKINE CON SOBRECALENTAMIENTO Y RECALENTAMIENTO.  
FUENTE: (DÍEZ, 2006)

Estos progresos han permitido diseñar ciclos de potencia con generadores de vapor que operan con presiones mayores que la presión crítica del agua y turbinas con temperaturas de entrada alrededor de 600°C y presiones de 250 atm (punto metalúrgico).

El sobrecalentamiento no proporciona un aumento apreciable del rendimiento térmico, pero sí mejora las condiciones de entrada del vapor en el condensador, evitando la condensación en los cilindros de expansión o en los álabes de la turbina y, en ciertas circunstancias, mejorando las condiciones de funcionamiento de las etapas de baja presión.

En el sobrecalentamiento se pueden encontrar problemas de lubricación, sobre todo en cilindros, ya que el aceite de trabajo se inflama alrededor de los 450°C, por lo que en estos casos la temperatura del vapor no puede ser excesiva.

En producción de energía eléctrica a gran escala (>200 MegaWatt térmico-MWt), en condiciones de operación nominales y a base de una considerable complejidad y perfeccionamiento, el rendimiento  $\eta$  respecto a Carnot es de 0,5 a 0,7. Este rendimiento baja sensiblemente cuando el ciclo Rankine es utilizado en pequeñas plantas (< 1 MWt),  $\eta$  respecto a Carnot disminuye a 0,3.

Respecto a los ciclos de potencia, específicamente de las tecnologías de receptor solar y de colectores cilindro parabólicos, tienen el potencial de alimentar a ciclos Rankine convencionales (550 °C de entrada a turbina). Pero en el campo de los ciclos combinados, las centrales de receptor central tienen un mayor potencial por poder acceder a la parte de alta temperatura del ciclo.

Las turbinas de gas utiliza el ciclo de Brayton, como se puede observar en la Figura 33, posee dos etapas isobáricas y dos adiabáticas, además no presenta cambio de fase. Con configuraciones óptimas se puede adaptar bien a rangos de temperaturas entre los 800 °C y los 1000°C.

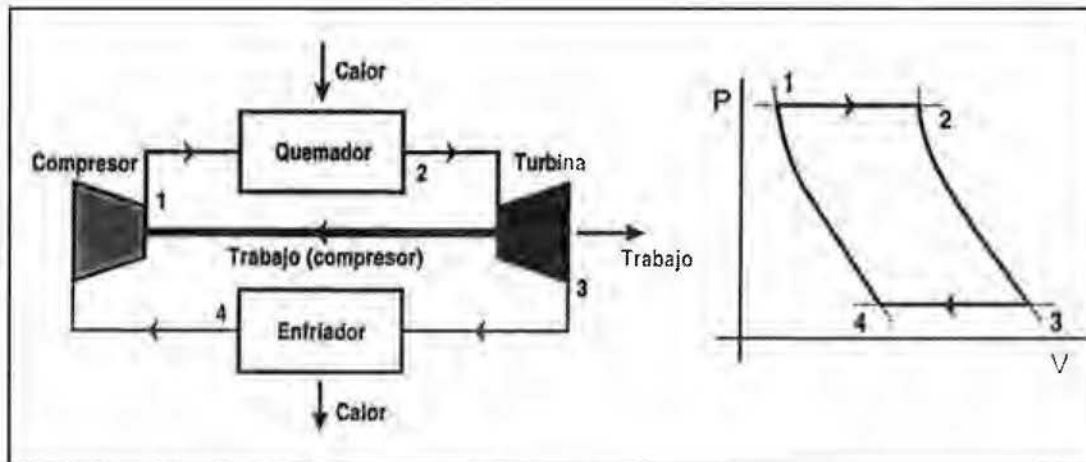


FIGURA 33: CICLO BRAYTON IDEAL  
FUENTE: (CASTRO, COLMENAR, CARPIO, & GUIRADO, 2006)

Respecto a las aplicaciones solares se podría referir las siguientes ventajas del ciclo Brayton frente al ciclo Rankine:

- Las temperaturas máximas del ciclo Brayton (1500 °C) son muy superiores a las temperaturas máximas de los ciclos Rankine (550°C), con lo cual, el ciclo Brayton permite en principio un mejor aprovechamiento de la energía de la radiación solar.
- El ciclo Brayton no requiere el empleo de condensadores ni de agua de refrigeración.
- El fluido de trabajo utilizado por el ciclo Brayton convencional es aire ambiente en circuito abierto, mientras que el ciclo Rankine demanda agua,



que a su vez debe ser tratada para que no provoque problemas en los equipos. Aunque el agua en el ciclo Rankine funciona en circuito cerrado, existen pérdidas, y su reposición precisa disponer de agua y de una estación de tratamiento de la misma.

- Las presiones que optimizan el ciclo Brayton son menores que las necesarias en un ciclo Rankine para obtener buenos rendimientos. El ciclo Brayton las presiones que optimizan el ciclo están comprendidas entre 5-25 bar según el tipo de ciclo, y el ciclo Rankine requiere presiones por encima de los 100 bar para tener rendimientos aceptables.

Como desventajas del ciclo Brayton frente al de Rankine para aplicaciones solares se pueden mencionar las siguientes:

- Menor rendimiento del ciclo de Brayton sencillo (30 %) y los ciclos de Rankine convencionales que llegan a valores de 42%. Sin embargo, para llegar a estos rendimientos en el ciclo de Rankine se deben emplear esquemas altamente regenerativos, y por lo tanto la comparación anterior no es equitativa. Con un ciclo Brayton regenerativo se pueden alcanzar rendimientos térmicos del orden del 37%.
- El trabajo específico (kJ/kg de fluido de trabajo) de un ciclo Brayton es menor que el de un ciclo Rankine. En un ciclo Rankine se puede obtener trabajos específicos del orden de 1000 kJ/kg, mientras que en un ciclo Brayton los trabajos específicos obtenibles están en el orden de 150-300 kJ/Kg.

Como el rendimiento del campo colector, para una tecnología solar dada, disminuye con la temperatura máxima, y el rendimiento del ciclo de potencia empleado aumenta con dicha temperatura. En cada tecnología solar y esquema de ciclo de potencia empleado, existe una temperatura máxima que mejora el rendimiento total de conversión, con lo cual carece de sentido el esforzarse en emplear ciclos con temperatura máxima superior a este óptimo aunque en las centrales convencionales se empleen ciclos con una temperatura máxima superior. Es más, estos máximos podrían ser muy llanos, por lo que tampoco tiene sentido esforzarse en trabajar justo en el óptimo pues la mejora incremental respecto a trabajar a temperaturas máximas algo inferiores posiblemente no justifiquen los costes adicionales al subir el nivel de temperaturas.

El proceso de acoplamiento entre campo solar y ciclo de potencia debe estar basado en unos modelos detallados, pero a su vez muy elásticos, y una amplia caracterización del ciclo de potencia empleado, que se obtendrá mediante la realización de cálculos paramétricos sobre distintos ciclos de potencia.

## CAPÍTULO CUARTO

#### 4.1 RECURSOS CNFL

La PH Belén está ubicada en el distrito de San Antonio de Belén, que pertenece a la provincia de Heredia y su ubicación exacta es en una latitud(N) de  $09^{\circ}98'$ , longitud(O) de  $84^{\circ}18'$  y Altitud (m) 2791. En la PH Belén se cuenta con un terreno de alrededor de 5.5 Ha para realizar el proyecto solar, por lo cual este proyecto se dimensionará para la utilización de este terreno (Figura 34).



FIGURA 34. UBICACIÓN DE P. H. BÉLEN  
FUENTE: GOOGLE EARTH.

Actualmente la subestación Lindora posee a la disposición 2 celdas con una capacidad de corto circuito de 25kA, cada celda soporta 1250 A y 34.5 kV, lo cual permite una potencia de 74.7 MVA y con un factor de potencia de 0.9, se tendrían 67.23 MW. La implementación debe considerar una de sus etapas, la simulación del comportamiento eléctrico de las barras de 34.5 kV en régimen permanente con la generación de PH Belén en línea y la conectividad con la subestación

contigua del ICE, que es de 230 kV, así como en condiciones de corto circuito (Anexo B).

#### 4.2 DETERMINACIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA SOLAR A UTILIZAR.

La producción de electricidad es la aplicación comercial más desarrollada para las plantas térmicas solares de concentración. La Tabla 3 muestra de forma resumida las características más importantes de cada una de las tres tecnologías de planta solar termoeléctrica que existen en la actualidad. Como se puede apreciar en dicha Tabla, los discos parabólicos permiten una mayor modularidad ya que poseen potencias unitarias que están dentro del rango 5 – 25 kW, mientras que las plantas de colectores cilindro parabólicos y las de receptor central, solo son aptas para un rango de potencias más altas (10 – 200 MW). Estos tres tipos de plantas no resultan rentables cuando se trata de instalar plantas con potencias inferiores a los 10 MW, porque los gastos de operación y mantenimiento mínimos que necesitan elevarían de forma prohibitiva el coste de la electricidad generada.

En la Tabla 3 indica que la temperatura de operación en una planta de receptor central es de 565 °C, en realidad este tipo de plantas puede operar dentro de un amplio rango de temperaturas, por debajo y por encima de dicho valor. Este mayor rango de temperatura de trabajo facilita su integración no solo en plantas con ciclos Rankine, sino también con ciclos Brayton. Además, se están desarrollando en la actualidad nuevos prototipos de receptores cuya finalidad es calentar el aire de alimentación en turbinas de gas para ahorrar combustible.

Desde el punto de vista comercial, las plantas de colectores cilindro-parabólicos son las que cuentan con una mayor experiencia gracias a las nueve plantas SEGS (Solar Electric Generating Systems) que se encuentran en funcionamiento en California (USA). Las plantas SEGS poseen una potencia eléctrica neta total de 354 MW, y se trata de plantas puramente comerciales que operan a diario. Los más de 9000 GWh de electricidad generada y vendida por las plantas SEGS son una buena muestra de la madurez comercial de esta tecnología.

El bajo riesgo tecnológico que representa las plantas termoeléctricas con colectores cilindros parabólicos es precisamente el motivo principal por el que existen actualmente diversas empresas que promueven estudios de viabilidad para plantas comerciales con esta tecnología. A diferencia de lo que ocurre con las otras tecnologías las cuales han sido ensayadas como plantas de demostración y algunas pocas están siendo exploradas en su comercialización.

En conclusión, de los cuatro sistemas solares de concentración que existen actualmente: receptor central, discos parabólicos, colectores cilindros parabólicos y concentradores lineales Fresnel, la tecnología de los colectores cilindro parabólicos es la que se encuentra hoy en día más desarrollada comercialmente. Por lo cual, este trabajo propone y considera de menor riesgo tecnológico la tecnología de los CCP y es la de mayor interés de la CNFL, para ser desarrollada por lo cual será la tecnología termosolar a diseñar en este TFG.

#### 4.2.1 METODOLOGÍA Y SUS PROCESOS

La propuesta de diseño se desarrollará analizando cada uno de los elementos en el sistema, considerando las configuraciones y materiales que se utilizan

actualmente en el desarrollo de la tecnología. Posteriormente se determinan los parámetros de diseño y se realiza el diseño propuesto en este TFG.

#### 4.2.2 CRITERIOS SELECCIÓN Y DISEÑO DE LOS ELEMENTOS

En este apartado se abordará cada elemento que conforma a los CCP, se abarcará los diferentes criterios de diseño como materiales y configuraciones del sistema.

##### 4.2.2.1 REFLECTORES

En los reflectores se utiliza como capa reflectante la plata o aluminio. La capa de aluminio tiene una reflectancia aproximada del 84%, y la capa de plata la reflectancia es de orden del 94%. Actualmente se utiliza diferentes soportes para dar rigidez a la película reflectante tales como: placa metálica, plástico y cristal.

En la superficie las chapas metálicas se deposita al vacío una delgada capa del reflectante: plata o aluminio, protegida por una capa de óxido de aluminio o  $\text{SiO}_2$ . En la placa metálica usualmente el elemento reflectante es el aluminio. Cuando el elemento reflectante es la plata se presenta un problema al conseguir una capa protectora eficaz que proporcione durabilidad en la película consecuentemente es más fácil proteger la capa reflectora de aluminio. (Zarza, 2008).

Los reflectores que utilizan vidrio como elemento soporte para la capa reflectora, el vidrio funciona como elemento rigizador y protector de la capa reflectante de la plata, por lo cual reciben el nombre de espejos de segunda superficie y utilizaría plata como elemento reflector, porque la capa reflectante se encuentra depositada en la cara posterior del vidrio. La particularidad de este vidrio es el bajo contenido

de hierro, consecuentemente tendrá transítividad a la luz solar denominado “vidrio blanco”. En estos reflectores se utiliza siempre la capa reflectante de plata debido a la que la repletividad especular de la plata es mejor que la del aluminio. Se tiene dos tipos de reflectores dependiendo del espesor del vidrio:

- a) vidrio fino: cuando la curvatura máxima del concentrador es pequeño (esto significa que el radio de curvatura sea grande), ya que si el radio de curvatura es pequeño, el vidrio se rompe al curvarlo en frío, porque no posee la suficiente flexibilidad.
- b) vidrio grueso: son recomendados para instalarlos en los colectores situados en las filas exteriores del campo solar, ya que son dichos colectores los que soportan mayores esfuerzos de viento.

Los reflectores que utilizan soporte de tipo plástico, las diversas opciones que se encuentran son con capa reflectora de plata o aluminio, pero su durabilidad es bastante inferior a la de los reflectores de vidrio y debido que se deposita más polvo sobre su superficie sus gastos de mantenimiento son sensiblemente superiores. En la actualidad no se utiliza este tipo de reflectores para colectores comerciales, solo para aplicaciones no profesionales o que no requieran una buena durabilidad. (Zarza, 2008)

#### 4.2.2.2 TUBOS ABSORBEDORES

El rendimiento global del colector del CCP, depende en gran medida en los tubos absorbedores. El tubo absorbedor consta de dos tubos: uno interior metálico (por el que circula el fluido que se calienta) y otro exterior de cristal.



Si la temperatura de operación del sistema es superior a los 300 °C requieren de tubos absorbedores de vacío para reducir las pérdidas térmicas por conducción y convección, y consecuentemente mantiene una buena eficiencia térmica del tubo absorbedor en su conjunto. La existencia de vacío entre el tubo interior metálico y la cubierta exterior de cristal es imprescindible para proteger los recubrimientos selectivos del tubo interior metálico utilizados en temperaturas superiores a los 300 °C.

La importancia de reducir las pérdidas térmicas para temperaturas operación moderadas (< 300°C), pueden controlarse al utilizar recubrimientos absorbentes del tubo interior metálico que no se deterioran en contacto con el aire caliente a esas temperaturas, por lo cual no es indispensable el uso de tubos absorbedores de vacío.

Esto se puede concluir analizando las pérdidas térmicas por radiación en el absorbente,  $q_{rad}$ , son dadas por la Ley de Stefan-Boltzmann (Ecuación 3), en la que las temperaturas del absorbente y de cielo vienen expresadas en Kelvin.

$$q_{rad} = \sigma \varepsilon (T_{absorbente}^4 - T_{cielo}^4) \quad (3)$$

Siendo:

$\sigma$  = constante de Stefan-Boltzman ( $\sigma = 5,6705119 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$ )

$\varepsilon$  = emisividad de la superficie del material.

En la Ecuación 3 se ha supuesto un factor de forma entre el tubo absorbente y el cielo igual a la unidad. Queda claro en dicha ecuación que un aumento de la

emisividad desde 0,13 hasta 0,85 provoca un aumento muy importante de las pérdidas térmicas por radiación,  $q_{\text{rad}}$ .

El tubo metálico lleva un recubrimiento selectivo que tiene una elevada absorptividad (>90%) en todo el espectro solar y una baja emisividad en el espectro infrarrojo (<30%), lo que le facilita un elevado rendimiento térmico. Dentro de los tipos de recubrimientos selectivos. Los más asequibles están compuestos por una película de cromo, níquel o cobalto negro, que poseen una buena absorptividad y una emisividad moderada. El único inconveniente es que no pueden trabajar a temperaturas superiores a los 575 °K (301,85°C), porque se degradan rápidamente y su emisividad aumenta.

El tubo de cristal que rodea al tubo interior metálico tiene una doble misión: proteger el recubrimiento selectivo de las inclemencias meteorológicas, y reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo absorbedor.

El tubo de cristal suele llevar un tratamiento anti reflexivo en sus dos caras, para aumentar su transmisividad y aumentar el rendimiento óptico del colector.

Cuando entre el tubo de cristal y el tubo interior de acero hay vacío, se colocan adheridas al tubo metálico unas piezas pequeñas, con forma redonda o plana, que tienen por misión la de absorber las escasas moléculas de las diferentes sustancias que, con el paso del tiempo, puedan ir penetrando en el espacio anular que hay entre el tubo metálico y el de vidrio y que irían degradando el vacío inicial si no se eliminasen. Debe tenerse en cuenta que el vacío que existe inicialmente entre el tubo metálico y el de vidrio es de  $10^{-4}$  Pa (alto vacío). Estas piezas especiales se denominan getters y deben ser manejadas con precaución

durante el proceso de fabricación del tubo, ya que si se activan en contacto con el aire pueden dar lugar a una pequeña deflagración. (Zarza, 2008)

Para unir los extremos del tubo de vidrio con el tubo interior metálico se utiliza las soldaduras vidrio-metal. Los muy diferentes valores de dilatación térmica del vidrio y del acero dificultan la unión de estos dos elementos de modo que resista bien los ciclos térmicos de calentamiento y enfriamiento normales durante el funcionamiento diario de un colector cilindro parabólico. Esta soldadura debe poseer un coeficiente de dilatación térmica intermedio entre el vidrio y el acero.

Para hacer el vacío, una vez fabricado el tubo se conecta una bomba de vacío a una pequeña toma que existe en la cubierta de vidrio (oliva de evacuación), la cual se sella cuando se ha alcanzado el vacío deseado. El tubo absorbedor mostrado en la Figura 35, que posee una longitud de 4 metros, corresponde al tubo absorbedor diseñado por la empresa israelí LUZ en la década de los 80, y es actualmente comercializado por la empresa SOLEL Solar Systems. Actualmente existe una empresa alemana (Schott) que ha desarrollado y comercializa un tubo absorbedor para CCP muy parecido al de SOLEL.

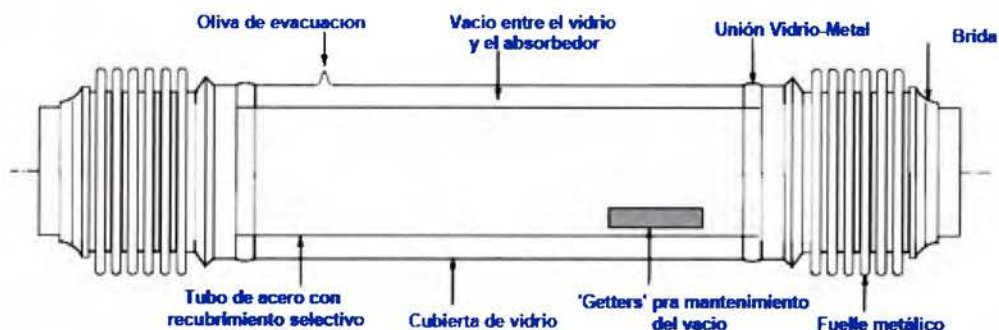


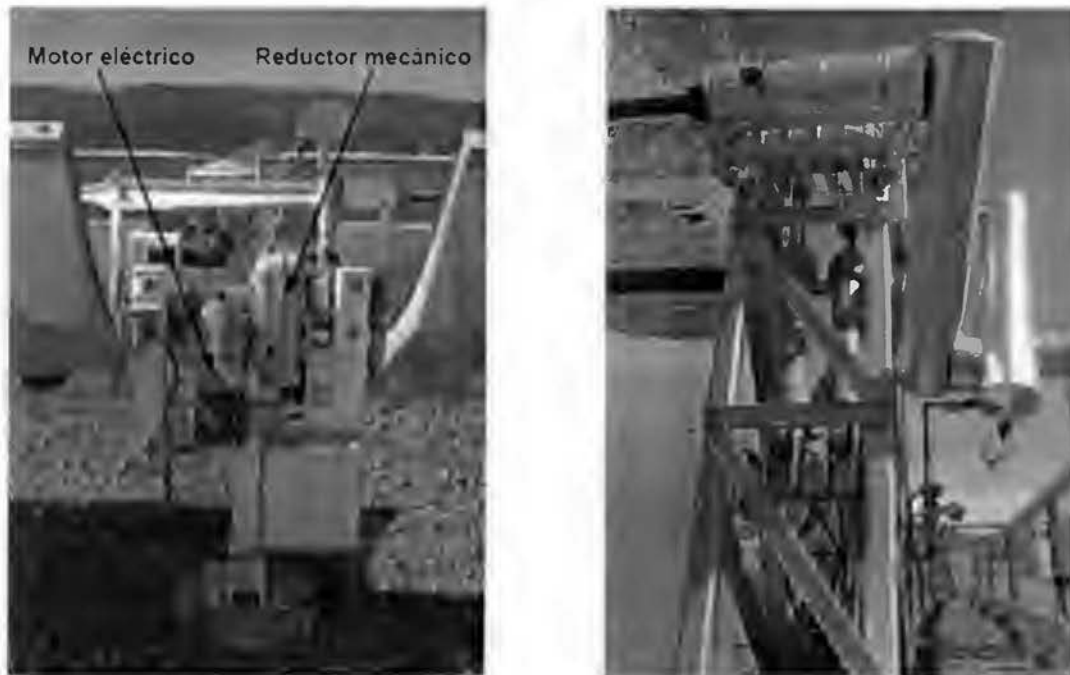
FIGURA 35. TUBO ABSORBEDOR TÍPICO DE VACÍO PARA CCP.  
FUENTE: (ZARZA, 2008)

#### 4.2.2.3 EL SISTEMA DE ACCIONAMIENTO Y SEGUIMIENTO SOLAR

El sistema de seguimiento solar debe cambiar la posición del colector conforme la posición aparente del Sol en el cielo va cambiando desde el Orto hasta el Ocaso.

El sistema de seguimiento solar consta de una unidad motriz y de un control local que la gobierna.

La unidad motriz es la que gira el colector alrededor de su eje cuando y en el sentido que le ordena el control local. La unidad motriz puede ser mecánica o hidráulica. Las unidades motrices mecánicas son apropiadas para colectores de tamaño pequeño o mediano, mientras que los colectores de gran tamaño requieren unidades motrices más potentes y es necesario recurrir a unidades de tipo hidráulico. Las unidades motrices mecánicas consisten en un motor eléctrico acoplado a una reductora cuyo eje de salida va rígidamente unido al eje de giro del colector. Por su parte, las unidades hidráulicas se componen de una bomba eléctrica que suministra aceite a presión a dos pistones hidráulicos que son los que giran la estructura del colector alrededor del eje de seguimiento (Figura 36).



a) motor eléctrico con reductora

b) mecanismo hidráulico

FIGURA 36. DIFERENTES TIPOS DE MECANISMOS DE ACCIONAMIENTO PARA COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS.

FUENTE: (ZARZA, 2008)

El control local es el que debe gobernar la unidad motriz, dándole las oportunas ordenes de marcha, parada y sentido de giro. Existen en la actualidad diversos tipos de control local, los más destacados son los siguientes:

- a) basado en dos fotocélulas que detectan la radiación solar y funcionan en modo similar a los sensores de banda de sombra.
- b) basado en células fotovoltaicas que van situadas en el vértice de la parábola y colocadas directamente sobre los espejos, de forma que detectan la sombra que produce el tubo absorbedor en el citado vértice de la parábola, y cuando dicha sombra no está exactamente en el vértice, da la orden a la unidad motriz para que mueva el colector en el sentido adecuado, para que la sombra vuelva a estar en el vértice.

Ambos modelos utilizan un codificador angular con péndulo para que el microprocesador del control local conozca de forma aproximada la posición del ángulo de giro del colector.

El dispositivo más comúnmente usado para medir la posición angular del eje de giro de un CCP es el codificador angular. Un codificador angular es un dispositivo electrónico que posee un eje que gira y da el valor del ángulo de giro de su eje en forma de señal binaria codificada.

#### 4.2.2.4 LA ESTRUCTURA SOPORTE

El propósito de la estructura del colector es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen, a la vez que actúa de interface con la cimentación del colector. En cuanto a la estructura del colector, todos los colectores CCP actuales usan estructuras metálicas, que en la mayoría de los casos están fabricadas con perfiles tubulares. Los parámetros principales que marcan el diseño de la estructura de un CCP de gran tamaño son:

- a) el pandeo máximo admisible en cada módulo debido a las cargas gravitatorias de la propia estructura y de los espejos, y
- b) su rigidez a la torsión cuando está sometido a cargas de viento.

#### 4.2.2.5 LA CONEXIÓN ENTRE COLECTORES ADYACENTES

La importancia de la conexión entre colectores adyacentes reside en permitir una libertad de movimiento total entre ambos colectores (que puedan girar independientemente uno de otro), que resista las condiciones de presión y temperatura existentes en cada colector.

En la actualidad existen dos tipos de elementos de unión de los tubos absorbedores de colectores adyacentes del campo solar:

a) conductos flexibles (similares a los usados en los circuitos hidráulicos)

b) juntas rotativas

Ambos tipos de conexiones flexibles como las juntas rotativas permiten no solo el movimiento independiente de los colectores que unen entre sí, también sirven para unir las tuberías principales de entrada y salida del campo de colectores con los comienzos y final de cada fila de colectores.

La presión y temperatura del sistema determinan las tuberías o juntas rotativas requeridas. Las tuberías flexibles son fabricadas con tubo corrugado de acero inoxidable con un espesor de pared suficientemente flexible a la vez que sea resistente a la presión y temperatura de trabajo de cada caso. El principal inconveniente de este tipo de tubería tipo fuelle es la alta caída de presión que provocan en el fluido que circula por su interior.

Cuando la temperatura de trabajo es inferior a los 300°C, existe otro tipo de tubería flexible, compuesta por una manguera interior de material apropiado para soportar esa temperatura y una malla exterior metálica que protege a la manguera interior. Un adecuado aislamiento térmico se instala alrededor de la malla metálica exterior para reducir las pérdidas térmicas.

#### 4.2.2.6 FLUIDOS DE TRABAJO EN COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS.

El rango de temperatura ideal para trabajar con colectores cilindro parabólicos es 125°C- 400°C. Para temperaturas superiores, las pérdidas térmicas de este tipo de colectores son altas y reducen su rendimiento.

El tipo de fluido de trabajo que se utiliza en los CCP depende de la temperatura que se desee alcanzar. Si las temperaturas que se desean son moderadas (<200°C) la utilización de agua desmineralizada como fluido de trabajo no conlleva grandes problemas, ya que la presión de trabajo no es excesiva. En cambio, se utiliza aceite sintético en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas ( $150^{\circ}\text{C} < T < 400^{\circ}\text{C}$ ). La explicación de este hecho estriba en que para temperaturas altas las tuberías estarían sometidas a elevadas presiones si el fluido de trabajo es agua, porque para evitar que se evapore el agua es necesario mantenerla en todo momento a una presión superior a la de saturación correspondiente a la temperatura máxima que alcance el agua en los colectores solares. Esto significa que si se desea tener agua caliente a 315°C a la salida de los colectores, la presión en el circuito tendrá que ser superior a 10 MPa. En cambio, puesto que la presión de vapor del aceite para estas temperaturas es mucho menor que la del agua, se puede calentar aceite a 315°C sin tener que mantener el circuito a más de 1,5 MPa. Trabajar a menores presiones posibilita usar materiales más económicos para las tuberías y simplifica la instalación y sus medidas de seguridad.

Actualmente, el fluido de trabajo que se usa con mayor frecuencia como fluido de trabajo en los colectores cilindro parabólico es aceite térmico. En el mercado



existe una gran variedad que se define con las temperaturas de trabajo del sistema.

El fluido de trabajo una vez calentado por los colectores solares es enviado o bien a un sistema de almacenamiento térmico, o bien al proceso industrial donde se aprovecha su energía térmica.

### 4.3 POTENCIAL ENERGÉTICO

Actualmente, el rango de temperaturas idóneo para los colectores cilindro parabólicos es 125°C – 400°C. Para temperaturas inferiores a los 125°C existen en el mercado otros tipos de colectores solares más económicos (colectores planos de vacío o tubos de vacío) y para temperaturas superiores a 400 °C no existen aún tubos receptores comerciales. El amplio rango de temperaturas idóneo para los colectores cilindro parabólicos hace posible que un campo solar de CCP pueda acoplarse tanto a un ciclo Rankine de agua/vapor para producir electricidad con vapor a 100 bar, como a un proceso industrial endotérmico que requiera energía térmica para su funcionamiento. (Zarza, 2008).

En la realización de un dimensionamiento de una planta solar y determinación del potencial energético que puede dar un CCP para producir electricidad, depende de las condiciones ambientales en ese momento (fundamentalmente la temperatura ambiente y la radiación solar útil sobre la apertura del colector). Es decir, el campo de colectores solo dará la potencia de diseño cuando se cumplan las condiciones que se hayan supuesto en el punto de diseño.

Generalmente, la forma en que se utiliza la energía solar depende de las necesidades energéticas como la demanda de vapor y presión, las tres configuraciones más comunes para producir el vapor a partir de un campo de colectores cilindros parabólicos.

La instalación de un sistema solar con CCPs para producir vapor para la generación eléctrica, requiere la implementación de una interface entre el sistema solar y la turbina de vapor.

El vapor a media temperatura se puede aportar con CCPs en tres formas básicas:

- Utilizando en los colectores solares un fluido de trabajo que, una vez calentado en ellos, transfiera la energía térmica a una caldera sin llama (intercambiador de calor) donde se produce el vapor que alimenta al proceso industrial. El aceite es un fluido de trabajo muy común para este tipo de sistemas, ya que se comporta como un buen medio de transferencia de calor.
- Circulando agua presurizada en los colectores y convirtiéndola rápidamente a vapor en un tanque de expansión súbita (flashing). Hasta ahora, este método se ha venido usando solamente para temperaturas no demasiado altas (menos de 200°C), debido a la alta presión necesaria en los tubos absorbentes de los colectores solares y en las tuberías.
- Evaporando agua directamente en los colectores. Esto es lo que se conoce como proceso DSG (Direct Steam Generation). El principal problema que presenta esta opción es también la alta presión de trabajo que conlleva.

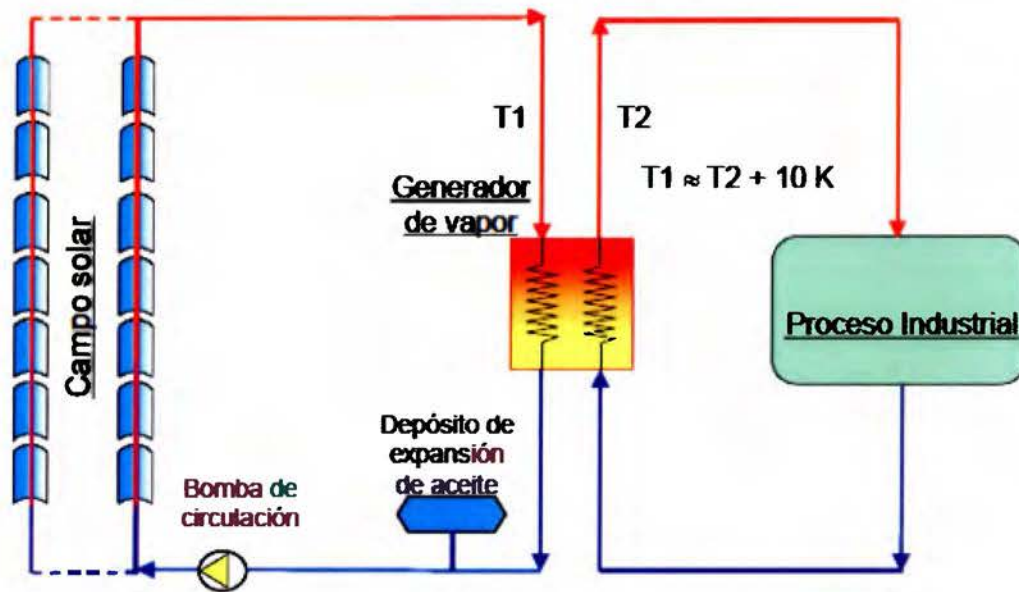


FIGURA 37. PRODUCCIÓN DE VAPOR MEDIANTE ACEITE TÉRMICO.  
FUENTE: (ZARZA, 2008)

En los sistemas CCP se presenta pérdidas importantes debido a diferentes factores. Estas pérdidas se pueden dividir en tres grupos (Zarza, 2008), que en orden descendente de importancia son:

- Pérdidas ópticas
- Pérdidas geométricas
- Pérdidas térmicas desde el tubo absorbedor al ambiente

Las **pérdidas ópticas** son debidas a las imperfecciones presentes en los elementos involucrados en el sistema tales como: la superficie reflexiva del concentrador, la transparencia del vidrio que cubre al tubo absorbedor, la superficie selectiva del tubo metálico y la geometría del concentrador parabólico. Debido a estas imperfecciones solo una parte de la radiación solar directa que incide sobre la abertura del concentrador parabólico llega al fluido que circula por

el interior del tubo absorbedor. Los parámetros que intervienen en las pérdidas ópticas de un CCP son:

- *Reflectividad de la superficie reflectante del concentrador parabólico,  $r$* : Los valores típicos de la reflectividad están alrededor del 90%, disminuye progresivamente conforme aumenta el grado de ensuciamiento de la superficie.
- *Factor de interceptación,  $\gamma$* : Las pérdidas provocadas por la fracción de la radiación solar reflejada por los espejos que no alcanza a la cubierta de cristal del tubo absorbedor se cuantifican globalmente mediante el llamado factor de interceptación,  $\gamma$ . Un valor típico de este parámetro óptico es 0,95.
- *Transmisividad de la cubierta de cristal,  $\tau$* : Una fracción de la radiación solar que alcanza la cubierta de cristal del tubo absorbedor no es capaz de atravesarlo. La razón entre la radiación que pasa a través de la cubierta de cristal y la radiación total incidente sobre ella, está dada por la transmisividad,  $\tau$ , de dicha cubierta de vidrio. El valor típico de la transmisividad de la cubierta de vidrio suele estar comprendido dentro del margen: 0.91-0.96, dependiendo de que el cristal haya sido objeto de un tratamiento anti-reflexivo o no.
- *Absortividad de la superficie selectiva,  $\alpha$* . Este parámetro cuantifica la cantidad de radiación que es capaz de absorber la superficie selectiva que recubre al tubo metálico absorbedor, comparada con la cantidad de

radiación que llega a dicha superficie. Un valor típico de la absorptividad está en el rango 90% – 96%. (Zarza, 2008)

En la Figura 38 muestra los parámetros anteriormente mencionados.

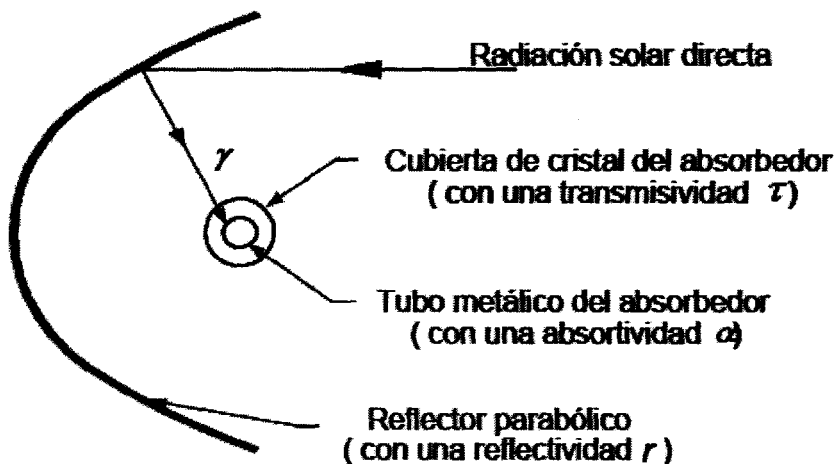


FIGURA 38. PARÁMETROS ÓPTICOS DE UN CCP.  
FUENTE: (ZARZA, 2008).

El Rendimiento Óptico,  $\eta_{opt}$ , esta dado por el producto de los cuatro factores mencionados (Ecuación 4), el valor de los cuatro parámetros que forman parte del rendimiento óptico depende del ángulo con el que incide la radiación solar sobre el plano de apertura de colector.

$$\eta_{opt} = \rho * \gamma * \tau * \alpha \Big|_{\varphi=0} \quad (4)$$

Por tanto, la transmisividad de un vidrio a los rayos solares reduce conforme se acrecienta el ángulo con el que incide la radiación sobre el vidrio. Por este motivo, el valor nominal de la reflectividad de los espejos, la transmisividad de la cubierta de vidrio, el factor de interceptación y la absorptividad del recubrimiento selectivo de un colector cilindro parabólico es el que corresponde a un ángulo de incidencia de

la radiación solar de  $0^\circ$ , llamándose al valor del rendimiento óptico obtenido a partir de estos valores *Rendimiento Óptico Pico* o con ángulo de incidencia igual a  $0^\circ$ , cuando  $\varphi=0$  se presenta el máximo rendimiento óptico, siendo menor cuanto mayor sea el ángulo de incidencia  $\varphi$  (Figura 39).

Las **pérdidas geométricas**, provocan una disminución del área efectiva de captación de los colectores. Estas pérdidas son principalmente provocadas principalmente por:

- la posición relativa de los colectores entre sí.
- inherentes a cada colector.

Las pérdidas debidas por la posición relativa de los colectores entre sí son llamadas *pérdidas por sombras* y está causado por la sombra parcial que algunos colectores proyectan sobre los colectores situados en filas adyacentes.

Las pérdidas geométricas inherentes a cada colector CCP están causadas por el sistema de seguimiento en un solo eje, lo que da lugar a la existencia del llamado ángulo de incidencia,  $\varphi$ , que es el ángulo formado por la radiación solar directa que incide sobre el plano de abertura del colector y la normal a dicho plano de abertura. Este ángulo de incidencia depende de la hora y el día del año, ya que es función de las coordenadas del Sol con respecto a un sistema cartesiano con origen en el colector, y provoca que en los extremos del colector haya una pérdida de superficie reflexiva útil (Figura 40).

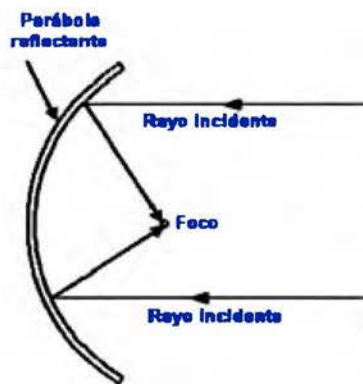


FIGURA 39. COMPORTAMIENTO ÓPTICO DE UNA PARÁBOLA.  
FUENTE: (ZARZA, 2008)

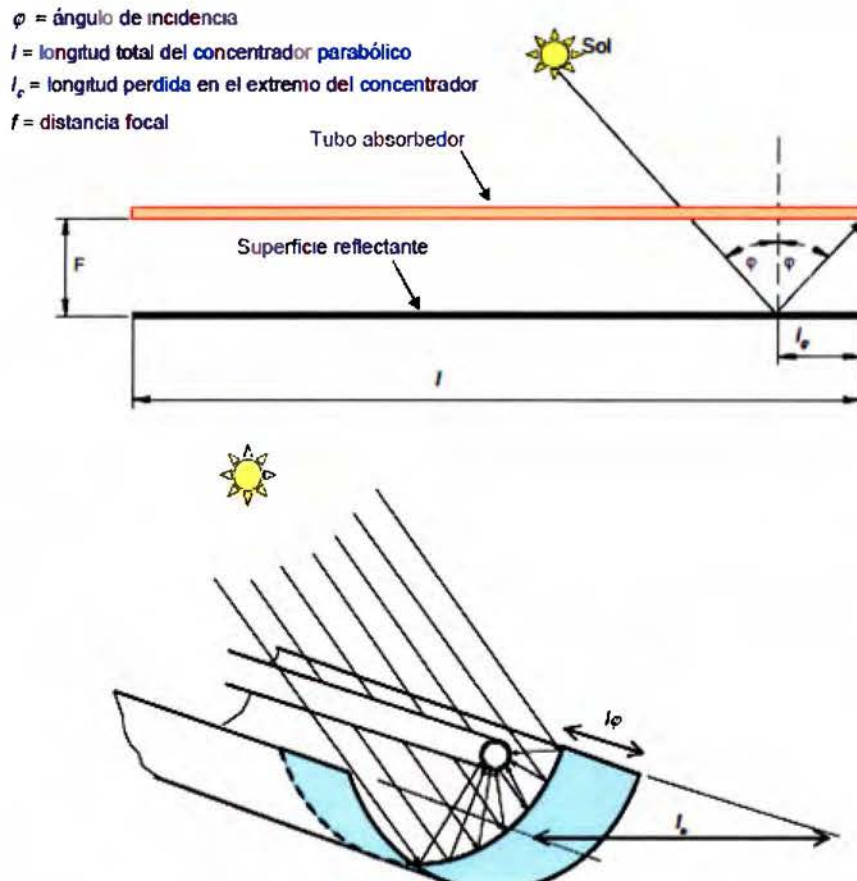


FIGURA 40. PÉRDIDAS GEOMÉTRICAS "DE FINAL" EN UN CCP.  
FUENTE: (ZARZA, 2008)

Las **pérdidas térmicas**, las cuales se presentan en el tubo absorbedor y en la tubería del fluido térmico. Las pérdidas producidas en el absorbedor son de gran importancia (Figura 41).

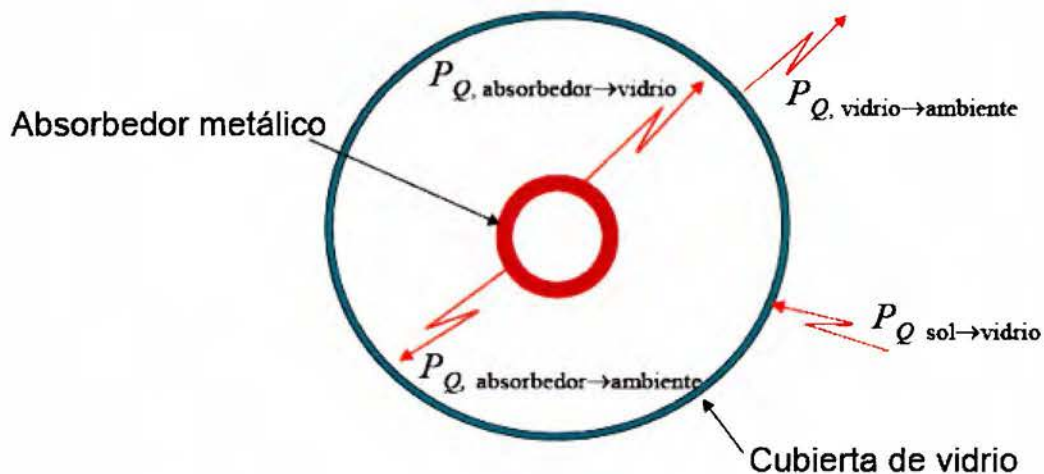


FIGURA 41. PÉRDIDAS TÉRMICAS EN EL TUBO ABSORBEDOR DE UN CCP.  
FUENTE: (ZARZA, 2008)

En el absorbedor se presentan pérdidas por:

- pérdidas de calor por conducción a través de los soportes del tubo,
- pérdidas por radiación, convección y conducción desde el tubo metálico hacia la cubierta de cristal.
- pérdidas por convección y radiación desde el tubo de cristal al ambiente.

En tubos absorbedores con vacío entre el tubo metálico y el cristal, las pérdidas térmicas por convección desde el tubo metálico hacia la cubierta de vidrio quedan eliminadas, y solo hay entre el tubo metálico y la cubierta de cristal pérdidas por radiación y unas pequeñas pérdidas por conducción entre la unión vidrio-metal.

De la Figura 41 la nomenclatura empleada es la siguiente:



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

Estas pérdidas pueden calcularse utilizando ecuaciones que rigen los procesos de transferencia de calor por radiación, convección y conducción. El coeficiente global de pérdidas térmicas desde el tubo absorbedor al ambiente  $U_{L,abs}$  se utiliza en la práctica para calcular las pérdidas térmicas globales en un CCP ( $P_{Q,colector \rightarrow ambiente}$ ).

$$P_{Q,colector \rightarrow ambiente} = P_{Q,absorvedor \rightarrow ambiente} + P_{Q,absorvedor \rightarrow vidrio} \quad (5)$$

$$P_{Q,colector \rightarrow ambiente} = U_{L,abs} * \pi * d_0 * l * (T_{abs} - T_{amb})$$

Siendo en la Ecuación 5:

$T_{abs}$  : es la temperatura media del tubo absorbedor metálico.

$T_{amb}$ : es la temperatura ambiente,  $d_0$  es el diámetro exterior del tubo metálico absorbedor.

$l$ : es la longitud de dicho tubo (que coincide con la longitud del CCP).

$U_{L,abs}$ : el coeficiente global de pérdidas viene dado por unidad de área del tubo absorbedor, sus unidades son ( $W/m^2_{abs} \cdot K$ ).

Si se prefiere definir un coeficiente global de pérdidas térmicas por unidad de área de abertura del colector,  $U_{L,col}$ , se tiene que aplicar la relación dada por:

$$U_{L,col} = U_{L,abs} / C_{geometrica} \left[ W / m_{col}^2 * K \right] \quad (6)$$

El valor del coeficiente global de pérdidas se determina en forma experimental sometiendo al colector a una serie de ensayos de pérdidas térmicas en el rango de temperaturas para el cual ha sido diseñado el colector.

La potencia térmica útil que proporciona el colector cilindro parabólico está lejos de ser ideal debido a las pérdidas ópticas, geométricas y térmicas. La potencia térmica útil que puede dar un colector cilindro parabólico se calcula en función de la irradiancia solar directa disponible y de los parámetros característicos del colector.

La potencia radiante sobre el plano de abertura de un colector cilindro parabólico debido a la radiación solar directa,  $P_{q,sol \rightarrow colector}$ , viene dada por:

$$P_{q,sol \rightarrow colector} = A_C * E_D * \cos \varphi \quad (7)$$

Siendo en la Ecuación 7:

$P_{q,sol \rightarrow colector}$  = Potencia radiante sobre la apertura del colector (W).

$A_C$  = Área de abertura de la superficie reflexiva del colector ( $m^2$ ).

$E_D$  = Irradiación solar directa ( $W/m^2$ )

$\varphi$  = Angulo de incidencia ( $^\circ$ )

Por otra parte, la potencia térmica útil suministrada por un colector se calcula en términos del incremento entálpico que experimenta el fluido de trabajo en el colector, por:

$$P_{q, \text{colector} \rightarrow \text{fluido}} = q_m (h_{\text{out}} - h_{\text{in}}) \quad (8)$$

Siendo en la Ecuación 8:

$P_{q, \text{colector} \rightarrow \text{fluido}}$  = potencia térmica útil suministrada por el colector (W).

$q_m$  = caudal másico del fluido de trabajo (kg/s).

$h_{\text{in}}$  = entalpía específica del fluido de trabajo a la entrada al colector (J/kg).

$h_{\text{out}}$  = entalpía específica del fluido de trabajo a la salida del colector (J/kg).

La Ecuación 8, calcula la potencia térmica útil suministrada por un colector que se encuentra en funcionamiento y en el que se puede medir el caudal y las temperaturas del fluido del colector.

En un Colector Cilindro Parabólico CCP se definen tres rendimientos diferentes:

- $\eta_{\text{global}}$  = rendimiento global.
- $\eta_{\text{opt}, 0^\circ}$  = rendimiento óptico con un ángulo de incidencia de  $0^\circ$  (rendimiento óptico pico).
- $\eta_{\text{th}}$  = rendimiento térmico.

$K(\varphi)$  = modificador por ángulo de incidencia.

El rendimiento global del colector considera todas las pérdidas del colector, y se determina como el cociente entre la potencia térmica útil suministrada por el

colector (Ecuación 8) y la potencia radiante que incide sobre el plano de abertura del colector debida a la radiación solar directa (Ecuación 7). Lo anterior se expresa de la forma (Ecuación 9):

$$\eta_{global} = \frac{P_{q,colector \rightarrow fluido}}{P_{q,sol \rightarrow colector}} \quad (9)$$

El rendimiento óptico con un ángulo de incidencia de  $0^\circ$ ,  $\eta_{opt, 0^\circ}$ , el valor viene dado por el producto de estos cuatro factores para  $\varphi = 0^\circ$ : reflectividad de los espejos, transmisividad del tubo de vidrio, factor de interceptación y absorptividad de la superficie selectiva que recubre el tubo metálico absorbedor.

El rendimiento térmico,  $\eta_{th}$ , considera las pérdidas térmicas en el colector, por otro lado, el modificador por ángulo de incidencia,  $K(\varphi)$ , considera las pérdidas ópticas y geométricas que tienen lugar en el colector para un ángulo de incidencia  $\varphi > 0^\circ$  y que no están tenidas en cuenta por  $\eta_{opt,0^\circ}$  (pérdidas geométricas de final de colector, bloqueo de la radiación concentrada por parte de los soportes del tubo absorbedor e influencia del ángulo de incidencia en la absorptividad y transmisividad del tubo absorbedor, y en la reflectividad de los espejos.).

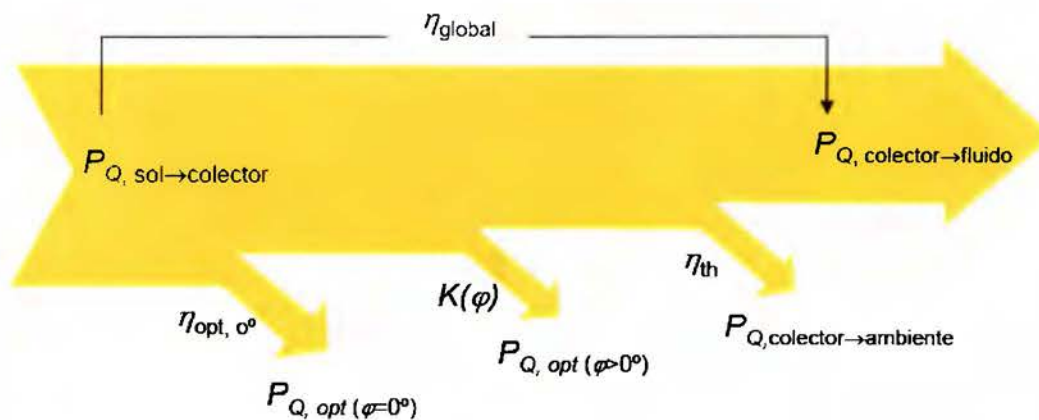


FIGURA 42. DIAGRAMA DE PÉRDIDAS Y RENDIMIENTOS EN UN CCP.  
FUENTE: (ZARZA, 2008)

La Figura 42 representa gráficamente el balance energético en un colector cilindro parabólico, ilustrando el significado de los diferentes rendimientos y del modificador por ángulo de incidencia. Además se muestra cómo una parte del flujo de energía o potencia radiante que incide sobre el colector se pierde a causa del rendimiento óptico. Las pérdidas en el colector se completan con las pérdidas térmicas que tienen lugar en el tubo absorbedor del colector, como consecuencia de su mayor temperatura sobre la ambiente.

En resumen, el rendimiento global de un CCP se muestra en la Figura 43.

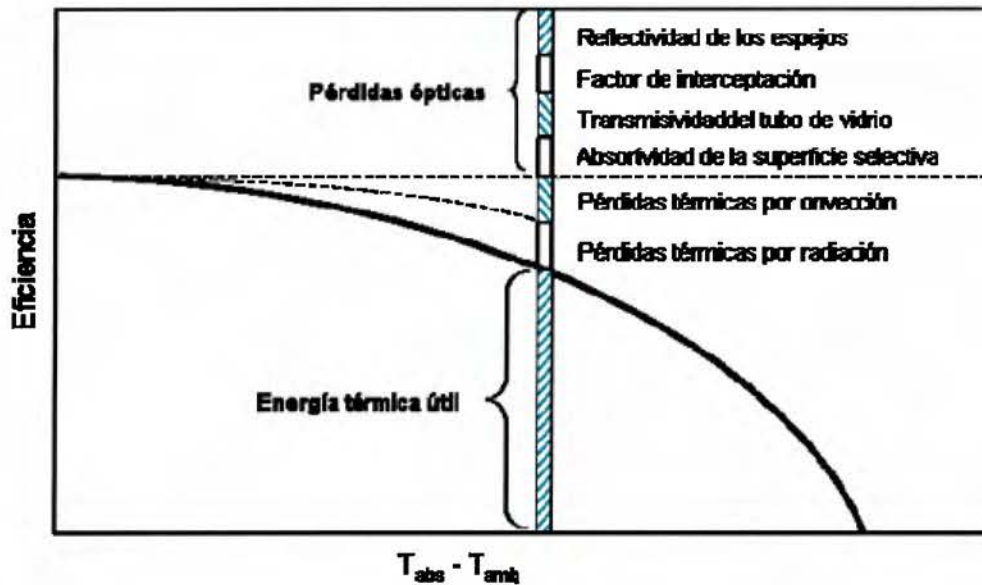


FIGURA 43. RENDIMIENTO GLOBAL DE UN CCP EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA, PARA  $\varphi = 0^\circ$ .  
FUENTE: (ZARZA, 2008)

Para el diseño el caudal de aceite por cada fila de colectores en el punto de diseño se debe buscar que el número de Reynolds que se garantice régimen turbulento completamente desarrollado para exista la adecuada transferencia de calor en el interior del tubo absorbedor.

El número de número de Reynolds está dado por la Ecuación 10,

$$Re = V * D * \frac{\rho}{\mu} \quad (10)$$

Siendo  $\mu$  la viscosidad dinámica del fluido ( $\text{kg/m}^2\text{s}$ ),  $v$  la velocidad del fluido,  $D$  es el diámetro interior de los tubos absorbedores y  $\rho$  es la densidad del aceite. Para la determinación de los parámetros del aceite durante la fase de pre-diseño del campo solar se adoptará una temperatura media.

## 4.4 RESULTADOS

El diseño consiste en la utilización de la tecnología CCPs para la producción de vapor mediante aceite térmico, posteriormente para la producción de electricidad.

Los pasos para realizar los cálculos se muestran a continuación:

### 4.4.1 DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LA PLANTA EN EL PUNTO DE DISEÑO

La orientación de los colectores en el eje de giro de los colectores en la dirección Norte-Sur (los colectores giran del Este al Oeste), porque esa es la orientación que permite producir el máximo de electricidad al cabo de un año completo. La orientación de Norte-Sur suministra más potencia térmica y energía en días de verano que de invierno, se ha elegido para el diseño del campo solar el día 25 de marzo. Debido que marzo es el mes que presenta mayores niveles de radiación durante el año, cabe destacar que los datos de radiación solar directa existentes deben ser verificados debido que estos datos fueron obtenidos de manera indirecta. De este modo, en el día de diseño, el campo entregará algo menos de energía en el invierno y algo más de energía en el verano.

El consumo eléctrico interno de una planta solar termoeléctrica es aproximadamente de un 10% de la potencia neta y el rendimiento máximo del ciclo Rankine de una planta es del 37,7%.

En la actualidad con CCPs se han adoptado las temperaturas del aceite a la entrada de  $T_i = 293^{\circ}\text{C}$  y salida de  $T_o = 393^{\circ}\text{C}$  del campo solar, debido a que la optimización del bloque de potencia conduce a estos valores de temperatura del aceite. (Zarza, 2008).

En cuanto al valor del ángulo de incidencia (Figura 40), se debe usar el programa "Solarccp.exe" introduciendo los valores de la latitud y longitud geográfica del lugar donde se quiere instalar la planta (Apéndice B).

Como valor de diseño para la radiación solar directa se tomará  $600 \text{ W/m}^2$ , los valores de la radiación solar directa y de la temperatura ambiente en el punto de diseño se deben fijar a partir de los datos meteorológicos del lugar en el que se instalará la planta solar.

Potencia térmica neta del campo solar:  $P_u = 8.75 \text{ MW}_t$

Radiación solar directa:  $I = 600 \text{ W/m}^2$

Temperatura del aceite a la entrada del campo solar:  $T_i = 293^\circ\text{C}$

Temperatura del aceite a la salida del campo solar:  $T_o = 393^\circ\text{C}$

Ángulo de incidencia:  $\varphi = 8,4^\circ$

Temperatura ambiente:  $27,7^\circ\text{C}$ .

#### 4.4.2 ELECCIÓN DEL MODELO DE COLECTOR CILINDRO PARABÓLICO.

Actualmente en el mercado existe una serie de modelos de colectores cilindro parabólico, los últimos modelos de las compañías SOLEL Solar Systems, EUROTROUGH, SOLARGENIX y SENERTROUGH son similares en dimensionamientos, la única diferencia que existen es en la estructura, la selección del modelo de colector cilindro parabólico que resultan actualmente más adecuados son el modelo LS-3 o el EuroTrough. Para esta TFG se consideran



colectores del modelo LS-3, ya que se posee todos los parámetros de este modelo de colector.

#### 4.4.3 ELECCIÓN DEL TIPO DE ACEITE Y DETERMINACIÓN DE SUS PARÁMETROS

##### TERMODINÁMICOS

La elección del tipo de aceite que se va a utilizar como fluido de trabajo para colectores solares se hace por medio del programa "MONSANTO.exe", el programa muestra tanto por precio como por estabilidad térmica el mejor aceite, el cual es el VP-1 (Apéndice A). El aceite debe permanecer presurizado, su presión de vapor a la máxima temperatura de trabajo (393°C en este caso presente) y añadirle 1 bar sobre ese valor para tener suficiente seguridad de que en ningún momento se evaporará el aceite. En el caso del aceite VP-1, su presión de vapor a 393°C es de 10 bar (según el programa MONSANTO), por lo que será suficiente si se mantiene presurizado a 11 bar.

De acuerdo con la Ecuación 6, para adquirir el valor del coeficiente global de pérdidas térmicas referido al área de abertura del colector, en vez del área del tubo absorbedor, hay que dividir los valores anteriores por la razón de concentración geométrica del colector, que para el LS-3 es  $C_{geométrica} = 26.2$ . Un valor aproximado del coeficiente global de pérdidas,  $U_{L,abs}$ , para un CCP con tubo absorbedor de vacío es  $4 \text{ W/m}^2_{abs} \cdot \text{K}$ , para una temperatura del orden de 600 K.

#### 4.4.4 CÁLCULO DEL CAUDAL DE ACEITE POR CADA FILA DE COLECTORES EN EL PUNTO DE

##### DISEÑO

En el punto de diseño, se calcula el caudal de aceite por cada fila de colectores. Este cálculo se obtiene con el valor del número de Reynolds sea siempre suficientemente elevado como para que se garantice una buena transferencia de calor en el interior del tubo absorbedor (régimen turbulento completamente desarrollado). El valor que determinado como número de Reynolds en el punto de diseño es  $Re=3 \times 10^5$ , se puede obtener el valor de la velocidad despejando la ecuación 10, además para la determinación de los parámetros del aceite durante la fase de pre-diseño del campo solar es necesario adoptar una temperatura media, si se considera este valor medio de la temperatura del aceite en el campo solar, el programa MONSANTO da un valor de la viscosidad dinámica de  $\mu$  de  $1,83 \times 10^{-4} \text{ Pa}\cdot\text{s}$ , el diámetro interior del tubo absorbente de un colector LS-3 es de 65 mm (este dato lo facilita el fabricante del tubo absorbente), se puede despejar la velocidad mínima que ha de tener el aceite dentro del tubo absorbente el cual es 1,11 m/s.

Puesto que la densidad del aceite es de  $761,4 \text{ kg/m}^3$  y el tubo absorbente tiene una sección transversal de  $33,18 \times 10^{-4} \text{ m}^2$ , el caudal másico equivalente para una velocidad de 1,11 m/s es  $q_m=2,80 \text{ kg/s}$ .

#### 4.4.5 CÁLCULO DEL INCREMENTO DE TEMPERATURA DEL ACEITE EN UN COLECTOR LS-3

Posteriormente se calcula el incremento de temperatura que puede alcanzar el aceite en un colector LS-3 bajo las condiciones de diseño. Se necesita calcular la potencia térmica útil que un colector LS-3 proporcionará bajo las condiciones del punto de diseño. El cálculo de la potencia térmica útil que puede suministrar un colector cilindro parabólico, prácticamente, y teniendo en cuenta el balance de

energía representado en el diagrama de la Figura 42,  $P_{q, \text{colector} \rightarrow \text{fluido}}$ , en función de la irradiancia solar directa que incide sobre él,  $P_{q, \text{sol} \rightarrow \text{colector}}$ , y de los parámetros del colector, se calcula con la ecuación 9, donde  $F_e$  es el factor de ensuciamiento del colector ( $0 < F_e < 1$ ).

$$P_{q, \text{colector} \rightarrow \text{fluido}} = P_{q, \text{sol} \rightarrow \text{colector}} \cdot \eta_{\text{global}}$$

$$= A_c \cdot E_d \cos \varphi \cdot \eta_{\text{opt}, 0^\circ} \cdot K(\varphi) \cdot \eta_{\text{th}} \cdot F_e \quad (11)$$

Siendo  $P_{q, \text{colector} \rightarrow \text{ambiente}}$  las pérdidas térmicas globales en el colector, las cuales se calculan en el caso del colector LS-3 mediante un coeficiente global de pérdidas térmicas desde el tubo absorbedor al ambiente,  $U_{L, \text{abs}}$ , tal y como muestra la (Ecuación 12), en la que  $T_{\text{abs}}$  es la temperatura media del tubo absorbedor metálico,  $T_{\text{amb}}$  es la temperatura ambiente,  $d_o$  es el diámetro exterior del tubo metálico absorbedor y  $l$  es la longitud de dicho tubo (que coincide con la longitud del colector), el coeficiente global de pérdidas térmicas para un colector LS-3 viene dado por:

$$U_{L, \text{abs}} = a + b \cdot (T_{\text{abs}} - T_{\text{amb}}) + c \cdot (T_{\text{abs}} - T_{\text{amb}})^2 \left( \frac{W}{m^2_{\text{absorber}} \cdot ^\circ C} \right) \quad (12)$$

Siendo los valores de los coeficientes "a", "b" y "c" especificaciones (Ecuación 12) de los coeficientes de pérdidas térmicas para un colector LS-3, para una temperatura de trabajo del aceite igual o superior a 300°C, se obtiene un valor de  $U_{L, \text{abs}} = 4,437 \text{ W/m}^2_{\text{abs}} \cdot ^\circ C$ . Puesto que el área total del tubo absorbente de un colector LS-3, cuya longitud es de 99 m, es de 21,77 m<sup>2</sup>, las pérdidas térmicas en un colector LS-3 cuya temperatura media del aceite es de 343°C serán  $P_{Q, \text{colector} \rightarrow \text{ambiente}} = 29\ 171,94 \text{ W}$ . Por su parte, el valor del Modificador por ángulo de

Incidencia,  $K(\varphi)$ , para un ángulo de  $8,4^\circ$  es de 0,992. Además, el rendimiento óptico pico para un colector LS-3 es de 0,75.

Ahora se calculará la potencia térmica útil  $P_{Q, \text{colector} \rightarrow \text{fluido}}$  que suministra un colector LS-3 bajo las condiciones de diseño que se han establecido. Para ello se utiliza la (Ecuación 11) y se supone un factor de ensuciamiento,  $F_e$ , de 0,95 se obtiene 199 474,813 W.

Para determinar la temperatura de salida del colector,  $T_{out}$ , inicialmente se calcula la potencia térmica útil que el colector LS-3 proporcionará bajo las condiciones del punto de diseño para aumentar la entalpía del aceite (Ecuación 8). Se expresa el incremento de entalpía,  $\Delta h$ , en función del calor específico del aceite,  $C_p$ , y se integra entre las temperaturas del aceite a la salida y entrada en el colector.

$$C_p = a + b \cdot T$$

$$\Delta h = a \cdot (T_{out} - T_{in}) + \frac{1}{2} \cdot b \cdot (T_{out}^2 - T_{in}^2)$$

Si se establece que la temperatura del aceite a la entrada del colector es igual a la temperatura media del aceite en el campo solar,  $T_{in} = 343^\circ\text{C}$ , se obtiene un  $T_{out}$  de  $371,7^\circ\text{C}$ . Por consiguiente, el incremento de temperatura en un colector es de  $28,7^\circ\text{C}$ .

Puesto que se desea tener un incremento total de  $100^\circ\text{C}$  en cada fila de colectores, y en un colector se consigue un incremento de  $28,7^\circ\text{C}$ , el número de colectores que se deben conectar en serie dentro de cada fila es de 4, el número de colectores se debe redondear al número superior lo cual implica que el flujo por fila, el caudal de aceite que debe circular por cada fila es de  $3,22 \text{ kg/s}$ , la nueva

velocidad mínima del fluido dentro el tubo absorbente es 1,27 m/s y número de Reynolds es de  $3,44 \times 10^5$ . Este nuevo número de Reynolds favorece la transferencia de calor del tubo receptor al aceite que circula por su interior.

En las grandes plantas solares termoeléctricas se suelen conectar seis colectores LS-3 en serie dentro de cada fila, pero esto obedece a una optimización de la longitud total de tuberías en el campo solar, ya que desde el punto de vista de la transferencia de calor en los tubos receptores no es necesario conectar tantos colectores en serie dentro de cada fila. (Rheinländer, 2009).

La potencia térmica útil que suministrará cada fila en el punto de diseño es de 797,9kW.

#### 4.4.6 CÁLCULO DEL NÚMERO DE COLECTORES QUE DEBEN CONECTARSE EN SERIE DENTRO DE CADA FILA.

Para calcular el número de filas que necesita tener el campo de colectores que se está diseñando, bastará con dividir la energía térmica total que necesita la planta para poder operar a plena carga durante el tiempo que se ha establecido de 9 horas. Dado que la energía térmica que debe suministrar el campo solar en el día de diseño es de 87 533,16 kWh. Posteriormente, para determinar el número de filas necesarias se requiere el valor de la energía térmica que suministra una fila a lo largo del día de diseño.

#### 4.4.7 CÁLCULO DEL NÚMERO DE FILAS PARALELAS NECESARIO

Sumando para todas las horas de Sol la energía térmica dada por la fila de colectores en cada intervalo de tiempo se obtendrá la energía térmica total dada por una fila de colectores en el día de diseño lo cual da 3620,40 kWh, entonces el número de filas paralelas de colectores que se necesitan es de 25, lo cual conduce a un número total de colectores de 100 colectores, con un área total de captación de 54 500 m<sup>2</sup>.

#### 4.4.8 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA Y EFICIENCIAS DEL SISTEMA

En este proyecto no se recomienda utilizar almacenamiento debido que a la experiencia en diferentes campos solares demuestran que no son rentables para lugares con menos a 2000 kWh/año, Costa Rica está por debajo de estos valores los cuales rondan los 1500 kWh/año. (Rheinländer, 2009).

Las eficiencias que maneja el campo se muestran en la tabla 6.

TABLA 6. EFICIENCIAS DEL SISTEMA

Eficiencias del sistema del campo Colectores Cilindro-Parabólicos	
Rendimiento Global, $\eta_{\text{global}}$	61,7%
Rendimiento Óptico, $\eta_{\text{opt}}$	75,0%
Rendimiento Térmico, $\eta_{\text{th}}$	82,9%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.

#### 4.5 CIRCUITO TÉRMICO

El circuito término del aceite fue calculado anteriormente, el esquema térmico desarrollado en este TFG se muestra en la Figura 44, la generación eléctrica por medio del vapor es un tema ampliamente estudiado, por lo cual, en este TFG no se abarcará la configuración de la línea de vapor.

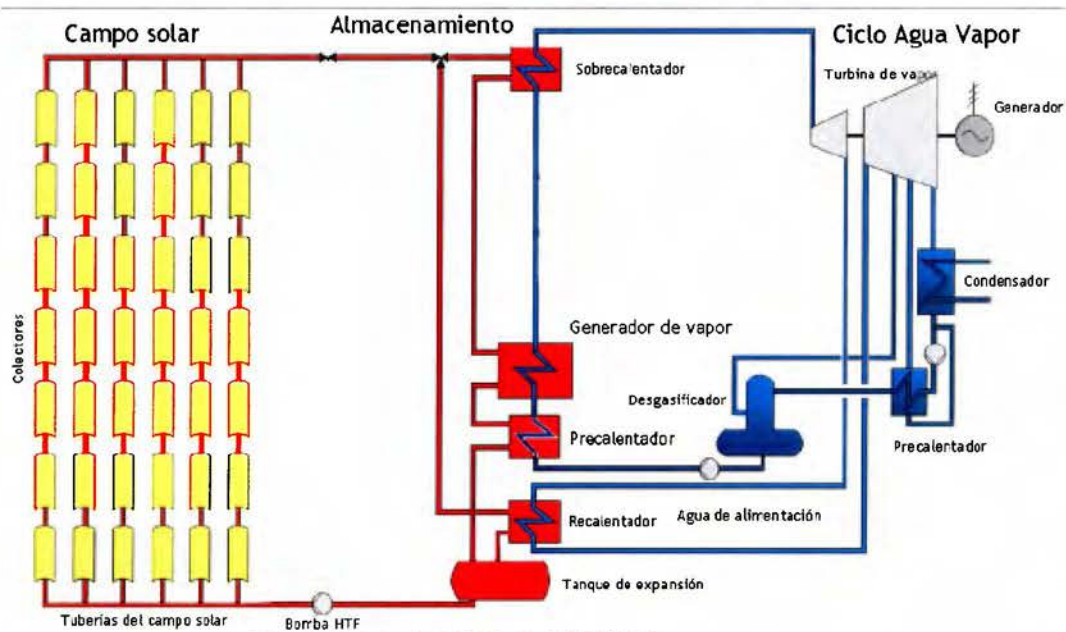


FIGURA 44. CIRCUITO TÉRMICO.  
FUENTE: (ZARZA, 2008)

## CAPÍTULO QUINTO



## 5.1. ESQUEMA DE PROCESO

El campo de colectores consiste 4 colectores por fila, 25 filas con alimentación central (Figura 45).

EL campo requiere un sistema de bombeo para la recirculación del aceite, por lo cual se cálculo la caída de presión en el campo solar, una vez determinados el número de colectores por fila y el número de filas paralelas que componen el campo solar, lo siguiente es definir la configuración de las tuberías del campo solar, definiendo las longitudes y los diámetros de cada uno de los tramos de tuberías. La determinación del diámetro de cada tramo de tubería es un problema de pura ingeniería hidráulica, que debe resolverse tratando de minimizar el coste del sistema de tuberías y evitando que las velocidades de circulación del fluido por ningún tramo sean superiores a 3 m/s. (Zarza, 2008).

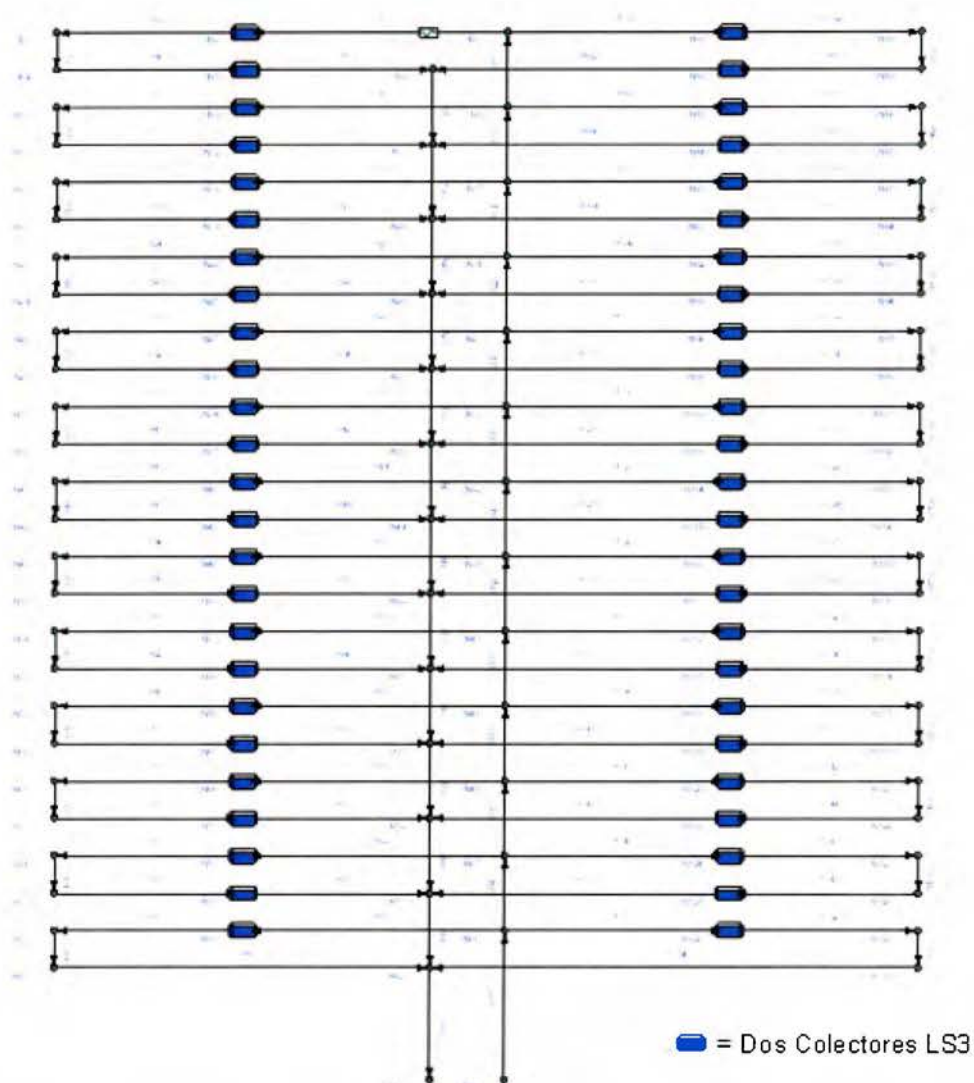


FIGURA 45. CONFIGURACIÓN DE ALIMENTACIÓN CENTRAL DEL CAMPO DISEÑADO.  
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Cuando la configuración del campo solar y la disposición de las tuberías están definidas, se puede proceder a calcular la caída de presión entre la entrada y salida del campo solar. La caída de presión en el campo solar se calcula siguiendo el método tradicional de cálculo de caída de presión en tuberías, teniendo en cuenta que dicha caída de presión es debida fundamentalmente a las pérdidas por rozamiento tanto en los tramos rectos como en los codos, válvulas, etc.

El cálculo de la tubería de alimentación como la de salida del aceite por fila, utilizando la nomenclatura del diagrama de la Figura 46.

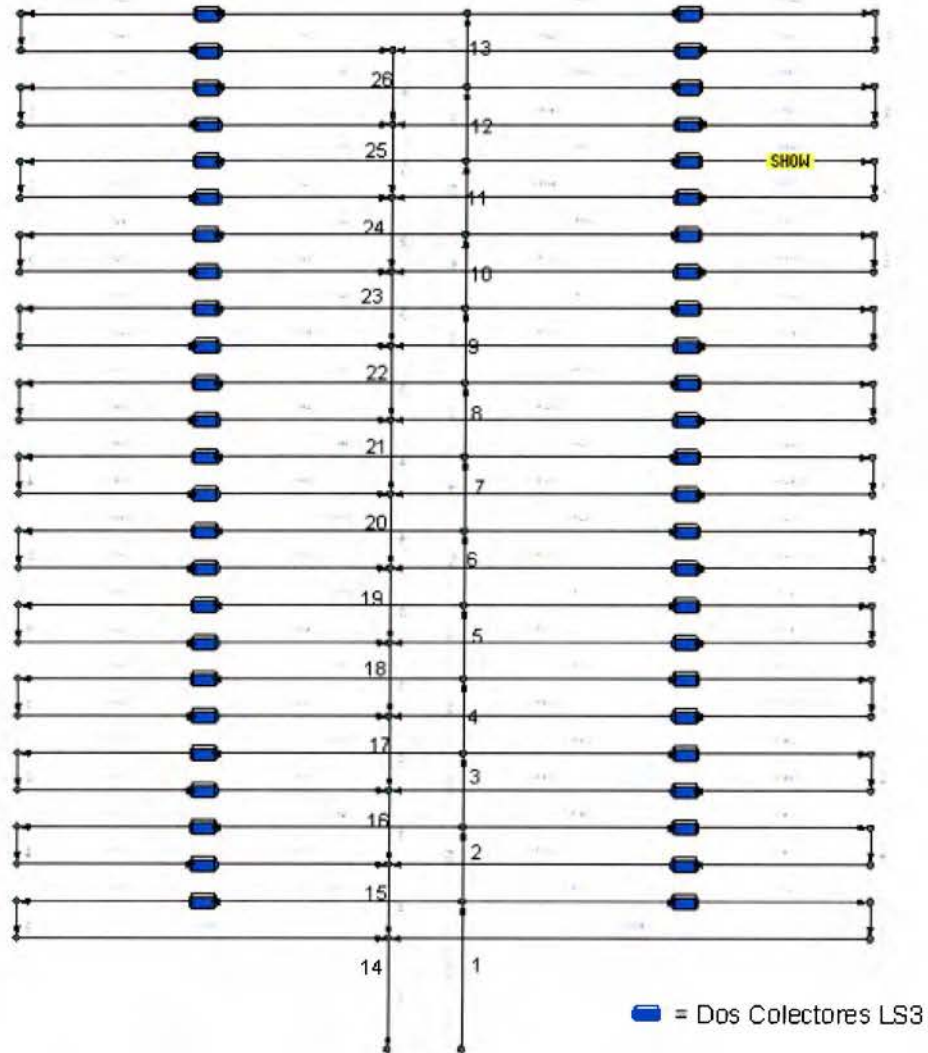


FIGURA 46. DIAGRAMA, CALCULO DE TUBERÍA DE ALIMENTACIÓN Y DE SALIDA DEL ACEITE.  
FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Los resultados de la tubería de alimentación se muestran en la tabla 7.

TABLA 7. RESULTADO TUBERÍA DE ALIMENTACIÓN

Tubería alimentación					
Tramo	Caudal (m <sup>3</sup> /s)	Diámetro Interno Calculado	Diámetro Interno Seleccionado	Diámetro Nominal	Velocidad Real
		(mm)	(mm)	(in)	(m/s)
1	0,1099	215,959	254,51	10	2,16
2	0,1014	207,487	254,51	10	1,99
3	0,0930	198,653	202,72	8	2,88
4	0,0845	189,408	202,72	8	2,62
5	0,0761	179,689	202,72	8	2,36
6	0,0676	169,412	202,72	8	2,10
7	0,0592	158,470	202,72	8	1,83
8	0,0507	146,715	154,05	6	2,72
9	0,0423	133,932	154,05	6	2,27
10	0,0338	119,792	128,19	6	2,62
11	0,0254	103,743	128,19	6	1,96
12	0,0169	84,706	90,12	3 1/2	2,65
13	0,0085	59,896	62,71	2 1/2	2,74

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Los resultados de la tubería de retorno del aceite se muestran en la tabla 8.

TABLA 8. RESULTADO TUBERÍA DE RETORNO

Tubería salida					
Tramo	Caudal (m <sup>3</sup> /s)	Diámetro Interno	Diámetro Interno	Diámetro Nominal (in)	Velocidad Real (m/s)
		Calculado (mm)	Seleccionado (mm)		
14	0,1099	215,959	254,51	10	2,16
15	0,1014	207,487	254,51	10	1,99
16	0,0930	198,653	202,72	8	2,88
17	0,0845	189,408	202,72	8	2,62
18	0,0761	179,689	202,72	8	2,36
19	0,0676	169,412	202,72	8	2,10
20	0,0592	158,470	202,72	8	1,83
21	0,0507	146,715	154,05	6	2,72
22	0,0423	133,932	154,05	6	2,27
23	0,0338	119,792	128,19	6	2,62
24	0,0254	103,743	128,19	6	1,96
25	0,0169	84,706	90,12	3 1/2	2,65
26	0,0085	59,896	62,71	2 1/2	2,74

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Como se puede observar en las tablas anteriores la velocidad real en los tramo no sobrepasa los 3 m/s.

De acuerdo con la ecuación de Bernoulli y con las simplificaciones habituales en este tipo de cálculos, la caída de presión correspondiente a un circuito hidráulico,  $\Delta P$ , viene dada por suma de las caídas de presión en los diversos tramos de igual

diámetro que componen dicho circuito hidráulico, de acuerdo con la ecuación (13). La caída de presión,  $\Delta P_i$ , en cada uno de los tramos que poseen un mismo diámetro,  $D_i$ , viene dada por la suma de dos términos: uno correspondiente a la caída de presión en los tramos rectos de tubería que conforman dicho tramo y el otro término corresponde a la caída de presión que se produce en los elementos discretos que componen ese tramo (válvulas, codos, bifurcaciones, etc.), tal y como se expresa en la Ecuación 14:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{i=n} \Delta P_i \quad (13)$$

$$\Delta P = \left( \frac{f}{2} \rho_i v_i^2 \left( \frac{L_{recto,i}}{D_i} + \frac{L_{equiv,i}}{D_i} \right) \right) \quad (14)$$

Siendo:

$\rho_i$ : densidad del fluido en el tramo "i"

f: coeficiente de rozamiento o factor de fricción de Moody en el tramo "i"

$v_i$ : velocidad del fluido en el tramo "i"

$L_{recto,i}$ : longitud total de los tramos rectos de la tubería en el tramo "i"

$D_i$ : diámetro interior de la tubería en el tramo "i"

$L_{eq,i}$ : longitud hidráulica equivalente en metros de tubería debida a los elementos discretos (válvulas, codos, etc.) existentes en el tramo "i".

Las expresiones empíricas más usuales para obtener el valor de "f" son:

Para Régimen Laminar ( $Re < 2200$ ):  $f = \frac{64}{Re}$

Para Régimen Turbulento ( $Re > 2100$ ), (fórmula de Chen):

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2.0 \log \left\{ \frac{1}{3.7065} \left( \frac{\varepsilon}{D} \right) - \frac{5.0452}{Re} \log \left[ \frac{1}{2.8257} \left( \frac{\varepsilon}{D} \right)^{1.1098} + \frac{5.8506}{Re^{0.8981}} \right] \right\} \quad (15)$$

Donde, en la Ecuación 15, se tiene:

Re: número de Reynolds.

$\varepsilon$  : altura de grano de la tubería (m)

D: diámetro interior de la tubería (m)

El cociente ( $\varepsilon/D$ ) se denomina rugosidad relativa de la tubería y es un valor que depende del material del que está fabricada la tubería y del diámetro de la tubería. Para tuberías de acero, como las usualmente utilizadas en los campos de colectores cilindro parabólicos, la altura de grano de la tubería suele estar dentro del rango  $20 \mu\text{m} < \varepsilon < 50 \mu\text{m}$ , un valor de  $30 \mu\text{m}$  resulta adecuado cuando no se dispone de un valor más exacto. (Zarza, 2008)

Utilizando la ecuación 15, con  $\varepsilon=30 \mu\text{m}$ , diámetro interior de 0.065m y el número de Reynolds calculado en el capítulo 4, se obtiene  $f= 0.0179$ .

La configuración de la tubería entre colectores es como se muestra en la Tabla 9.

TABLA 9. CONFIGURACIÓN TÍPICA ENTRE COLECTORES

<b>Configuración entre los colectores</b>	
<b>Longitud de tubería</b>	11 m
<b>Número de codos (90°)</b>	11
<b>Numero de T</b>	1
<b>Distancia entre filas</b>	18 m

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

El cálculo de la longitud equivalente y la longitud en línea recta se muestran en la Tabla 10, y sustituyendo valores en la ecuación 14 se obtiene una pérdida por fila de 3,88 bares.

TABLA 10. RESULTADO DE CÁLCULO DE LONGITUDES.

<b>Longitudes equivalentes y rectas por fila</b>	
<b>Longitud recta</b>	396m
<b>Longitud tubería de conexión</b>	62m
<b>Longitud equivalente por accesorios</b>	113,75m
<b>Longitud total</b>	571,8m

FUENTE ELABORACIÓN PROPIA

Para realizar una aproximación de la potencia de bombeo se utiliza la siguiente expresión:

$$P_{e,c} = MP_{e,f} = M \frac{\dot{m}_{c,f} \Delta P_f}{\rho \eta_b} \quad (16)$$

Siendo, en la Ecuación 16, lo siguiente:

$P_{e,c}$ =Potencia eléctrica requerida para mover el fluido a lo largo del circuito asociado a un lazo de colectores(W)



$\Delta P_f$ = Caída de presión a lo largo del circuito hidráulico asociado a un lazo(Pa)

$m_{c,r}$ = Caudal máximo correspondiente a un lazo( $\text{kg}/\text{m}^3$ ).

M= numero de Lazo.

Sustituyendo los valores de la Ecuación 16, se recomienda para este diseño la potencia de la bomba requerida es de 51,25 KW.

Adicionalmente, el campo de colectores solares requiere un sistema de ullage, el sistema de eliminación de residuos o ullage, es el encargado de limpiar el aceite de los productos derivados de la contaminación por su oxidación y cracking. Si no se eliminaran supondría la obstrucción de filtros, el deterioro de bombas y válvulas, la reducción de la capacidad de intercambio y la disminución del punto de inflamación. El sistema de ullage funciona extrayendo un 2% del caudal total de aceite, este aceite lo calienta hasta que se evapora separando así de compuestos con punto de ebullición más alto, después de esto es enfriado para volverlo otra vez líquido, consiguiendo con ello separarlo de los productos con temperaturas más bajas de licuefacción.

Auxiliarmente se requiere un sistema de nitrógeno, para evitar la degradación del aceite por oxidación y cracking en los tanques, estos son presurizados con nitrógeno con una presión superior a la de vapor, alrededor de 11 bares, de presión relativa.

Los tanques inertizados con nitrógeno son:

- 1) Todos los tanques del sistema de ullage, excepto el de evaporación flash.



segundo problema es la inexistencia de soluciones eficientes y de bajo coste para el almacenamiento térmico de la energía, por lo que los factores de capacidad se ven seriamente limitados. A esto se añaden las mejoras necesarias en la durabilidad de los tubos absorbedores.

#### FUNCIÓN DEL CICLO AGUA-VAPOR.

En este TFG no se profundizará el ciclo agua- vapor, debido que es un proceso muy antiguo y que no es de interés de este TFG. Solo se comentará sobre los elementos principales de la línea de vapor.

La principal función del ciclo agua-vapor es transportar vapor desde el tren generador hasta la turbina de vapor, y retornar hasta la caldera el agua condensada.

Se utiliza vapor como fluido calor-portador principalmente porque es un fluido barato y accesible en casi cualquier parte, es posible ajustar con gran precisión su temperatura, por la relación existente entre presión y temperatura, controlando ésta a través de válvulas reguladoras, es capaz de transportar grandes cantidades de energía con poca masa y es capaz de realizar ese transporte a cierta distancia, entre los puntos de generación y consumo.

Los principales inconvenientes de usar vapor de agua son, sus altas presiones, necesita de un tratamiento muy estricto para que no sea corrosivo ni produzca incrustaciones y es necesario un gran volumen.

## 5.2 PRINCIPALES ELEMENTOS DEL CICLO AGUA-VAPOR.

Los principales elementos están presentes en el ciclo Agua-Vapor son los siguientes (Figura 48):

### 5.2.1. VÁLVULAS DE BYPASS.

Son dos, de alta presión y de baja presión, su función es simular a la turbina, ya que a la salida de éstas debe haber la misma presión y temperatura que si el vapor hubiera atravesado la turbina, para ajustar la presión se ayudan de una expansión, pero la temperatura es más alta: por ello deben tener un atemperador, también deben evacuar todo el caudal de forma constante, el ajuste de estas válvulas es muy sensible, debe estar coordinado con la válvula de admisión a la turbina.

### 5.2.2. EL CONDENSADOR.

Está situado a la salida de la turbina de vapor de baja presión y su función principal es condensar el vapor, también se aprovecha en este punto para eliminar gases no condensables y nocivos, ya que algunos son muy corrosivos como el oxígeno, éstos se eliminan por métodos físico o químicos. La turbina va unida al condensador a través de una junta de expansión, además el condensador está protegido contra las sobre presiones con sus correspondientes válvulas, también tiene protección catódica para evitar su corrosión.

Existen diferentes configuraciones de salida de la turbina al condensador, pueden ser en dirección axial o radial, según la salida del vapor sea en la dirección del eje o en la dirección radial, la principales ventajas de la salida axial son una menor

altura de cimentación y más eficiencia, su inconveniente es la dificultad para el acceso a uno de los cojinetes. Si la salida es radial su principal ventaja es la facilidad constructiva y sus inconvenientes son la gran altura de la cimentación y el mayor coste de la obra civil.

Los gases condensables son el 99 % del total, para su condensación se emplea agua fría que se hace pasar por un haz tubular del condensador, a una temperatura menor que la temperatura de saturación. Para la eliminación de los gases no condensables que son el otro 1% se utilizan dos sistemas o bien bombas de vacío eléctricas, que pueden ser de lóbulos rotativos, anillo líquido o de pistón oscilante y también se pueden utilizar eyectores de vapor. Los eyectores de vapor se basan en el principio de Bernouilli y su principal ventaja es que son simples.

### 5.2.3. EXTRACCIONES DE LA TURBINA.

En la turbina existen diferentes tomas, por donde se saca vapor para ser usado principalmente en el condensador y en el desgasificador para eliminar los gases no condensables y para precalentar el agua. Dependiendo de la zona de la turbina de donde se saque el vapor este tendrá unos valores de presión y temperatura determinados.

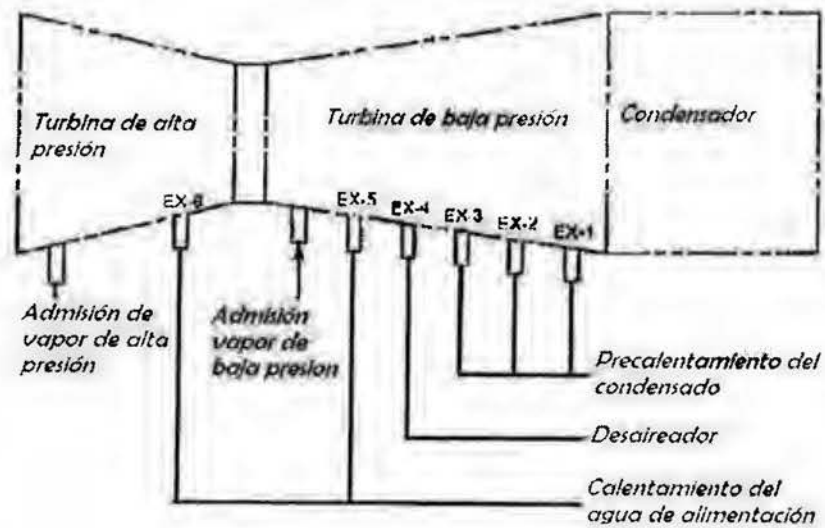


FIGURA 48. EXTRACCIONES DE LA TURBINA.  
FUENTE: (OPEXENERGY, 2009)

#### 5.2.4. PRECALENTADORES.

Son intercambiadores de carcasa-tubos, en forma de U, su función es precalentar el agua del desgasificador, lo precalientan por medio del vapor que se extrae de las turbinas.

#### 5.2.5. EL DESGASIFICADOR.

Su función consiste en eliminar los gases que no han sido posible eliminar en el condensador, principalmente oxígeno y dióxido de carbono, lo hace por medio de una desgasificación térmica, complementaria de la desgasificación del condensador, de la adición de productos secuestrantes de oxígeno y también se encarga de precalentar el agua aprovechando la desgasificación térmica (Figura 49). La desgasificación térmica es más efectiva que la desgasificación química, que también se realiza en el condensador, se basa en que el oxígeno es menos

soluble en el agua caliente, por lo que al aumentar la temperatura se desprende, algunas plantas no tienen este elemento, la degasificación se realiza en el condensador, para ello el condensador está equipado con unas boquillas en el fondo para calentar el agua con vapor procedente de la línea de vapor vivo.



FIGURA 49. DESGASIFICADOR.  
FUENTE: (OPEXENERGY, 2009)

#### 5.2.6. BOMBAS DE ALIMENTACIÓN A LA CALDERA.

Son las bombas encargadas de impulsar el agua desde el depósito de agua de alimentación a la caldera, elevando su presión a la de trabajo (Figura 50).

Normalmente son bombas centrífugas multietapa, varias bombas centrífugas en serie, y generalmente están duplicadas como medida de seguridad.

El principal problema que pueden sufrir estas bombas es el de la cavitación, ya que cuando la presión baja el líquido puede vaporizarse, las burbujas formadas en la aspiración de la bomba crecen y explotan, provocando cráteres, vibraciones, y un desgaste acelerado de la voluta y del rodete, para evitar la cavitación, hay que asegurar que el NPSH (altura mínima de aspiración) sea el correcto, también hay que asegurar que la entrada de líquido no está estrangulada y es suficiente.

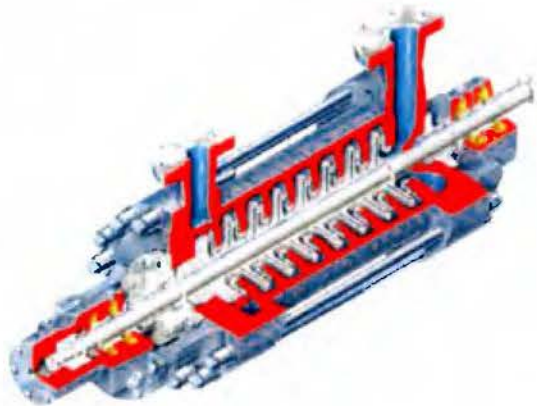


FIGURA 50. BOMBA DE ALIMENTACIÓN.  
FUENTE: (OPEXENERGY, 2009)

#### 5.2.7. BOMBAS DE CONDENSADO.

Son las bombas encargadas de enviar el agua condensada del condensador al depósito de agua de alimentación.



## CAPÍTULO SEXTO

## 6.1. ANÁLISIS FINANCIERO

A pesar de que el consumo de combustible teóricamente es cero, generar energía eléctrica en una central termosolar requiere un alto presupuesto de operación y mantenimiento. La adecuada consideración de cada una de las partidas presupuestarias garantiza una alta disponibilidad y una larga vida útil. En cambio, un presupuesto escaso multiplica el número de averías y paradas no programadas y hace que la instalación se deteriore rápidamente.

A la hora de contemplar los costes asociados a la generación de las nuevas fuentes energéticas, se debe definir claramente la tarea para la que se van a utilizar estos costes. La razón de esta necesidad inicial es que las características propias de la tarea de estudio en la que aparecen estos costes, determinan la estructura de estos en un sentido u otro. Por todo esto, se debe distinguir entre las etapas de planificación y operación de las tecnologías implementadas. Mientras que en la primera de estas etapas lo que se pretende determinar es la viabilidad económica de la instalación contemplando los gastos e ingresos totales asociados a su vida útil, en la operación, el balance económico que se plantea solo incluye a los gastos e ingresos asociados a una determinada tecnología. (Adunjar, 2004).

En este TFG se calculan parámetros económicos, el primero de acuerdo a establecer el valor aproximado del precio de la electricidad generada por la planta y el segundo para determinar el interés de la inversión (TIR) obteniéndose el número de años en los que dicha inversión inicial se recuperará (Período de Recuperación, PR).

### *VALOR DE LA ENERGÍA POR KILOWATT HORA GENERADO*

El parámetro habitualmente usado para evaluar la viabilidad económica de distintas opciones de instalaciones de producción de energía eléctrica en pos de elegir la óptima desde el punto de vista económico se conoce como Levelized Energy Cost (LEC).

El LEC es la suma del coste anual de combustible, los costes de operación y de mantenimiento y del producto de la inversión por la tasa fija de interés.

Este parámetro es una estimación de coste del kWh producido con una determinada tecnología y a su vez con el precio de mercado de la energía eléctrica para extraer conclusiones sobre viabilidad económica, por esto se emplea con mucha frecuencia para comparar con la generación por medio de energías renovables.

Además, es el parámetro que se debe usar a la hora de estimar el coste final de cada kWh de una determinada instalación.

### *EL VALOR ACTUAL NETO*

Cuando se decide construir una central o realizar cualquier tipo de inversión, se están realizando unos gastos iniciales con la esperanza de obtener un beneficio más adelante.

En principio casi todo el mundo prefiere residir una misma cantidad de dinero ahora que la misma cantidad de dinero en el futuro, esto significa que hay un coste

al posponer el ingreso, el valor del tiempo. Este coste no depende de las preferencias individuales, sino que está determinado por el mercado de tipos de interés.

### *METODOLOGÍA DE CÁLCULO*

No obstante, para que pueda desempeñar las dos funciones anteriormente citadas su concepto debe estar claramente definido pues es difícil y puede ser engañoso comparar directamente los LEC de estudios distintos, en instalaciones de tamaño y emplazamiento muy diferentes. Además, se debe prestar atención a la hora de estimar los parámetros económicos a lo largo de la vida útil de la instalación, incluir la estrategia de operación y mantenimiento (O+M), definir la evolución de los precios del combustible y simular la producción energética anual, teniendo en cuenta que la inversión y la retribución de la energía producida se desarrollan en diferentes periodos.

### **Cálculo estimado del costo de la producción por kWh**

Las centrales termosolares de concentrador cilindro parabólico y de 50 MW de potencia que se están poniendo en marcha en España desde finales de 2008, que pueden llegar a suponer entre 1500 y 4000 MW de potencia instalada, van a suponer un importante reto para los responsables de mantenimiento de estas centrales.

Dado la falta de información en la tecnología se investigó información de diferentes proyectos desarrollados en diferentes países principalmente en España, se obtiene los datos de la Tabla 11.

TABLA 11. COSTOS ESTIMADOS DE DIFERENTES PROYECTOS.

COSTOS ESTIMADOS (Dólares)									
Potencia MW	Inversión Mill	/MWinsta	Capital-Mill	O+M-Mill	Total-Mill	Gwhe	Disponibilidad	FC	Costo /kWhe
30,00	112,15	3,74	11,76	3,06	14,82	81,70	91,00	31,1%	0,20
30,00	117,05	3,90	12,24	4,11	16,36	109,00	91,00	41,5%	0,17
30,00	116,91	3,90	12,24	2,94	15,17	78,90	91,50	30,0%	0,21
30,00	119,20	3,97	12,47	3,76	16,36	105,20	91,50	40,1%	0,17
100,00	267,93	2,68	28,12	5,30	33,53	336,30	91,00	38,4%	0,11
100,00	320,93	3,21	33,65	5,17	38,83	335,60	91,50	38,3%	0,12

FUENTE: ING. ALAN AGUILAR, PROFESOR LECTOR DEL TFG

Considerando que estas plantas son de gran tamaño se propone un factor escala que considerar la elevación de inversión en función a la potencia instalada, lo cual es conocida como la economía a escala, para nuestro proyecto se castigará el costo un 30%, tal como se muestra en la Tabla 12 correspondiente para proyectos menores a 10MW.

TABLA 12. DATOS DE POTENCIA VS. FACTOR A ESCALA

Potencia	Factor escala	Costo MW inst
80 a up	0,90	3209,82
50 a 80	0,95	3388,14
40 a 50	1,00	3566,46
35 a 40	1,05	3744,79
30 a 35	1,10	3923,11
20 a 30	1,15	4101,43
15 a 20	1,20	4279,76
10 a 15	1,25	4458,08
1 a 10	1,30	4636,40

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Los supuestos utilizados en la elaboración de este capítulo se definieron con referencia a la experiencia del Ing. Allan Aguilar Gutiérrez.

Para la elaboración de fundaciones para la estructuras, conexiones a la red se considera hasta un 30% en indirectos tal como se muestra en la Tabla 13.

TABLA 13. INDIRECTOS PORCENTUALES PARA PLANTA SOLAR.

	%
<b>Fundación</b>	<b>0,07</b>
<b>Conexión a la red</b>	<b>0,17</b>
<b>Preparación del terreno</b>	<b>0,02</b>
<b>Costos de planificación</b>	<b>0,04</b>
<b>Porcentaje</b>	<b>0,30</b>
<b>Instalado \$/KW</b>	<b>4636,40</b>

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

En el apéndice E se muestra el flujo de caja, con una inversión de \$ 13 909 208,91, una tasa de descuento de 5,50%, y un periodo de pago de 10 años, y un factor de planta de 29.25% (Tabla 14), dicho flujo de caja arrojó que el proyecto es viable para una tarifa de \$0.224/ kWh, además da un VAN de \$ 4 249 803,19 y un TIR del 12,11%.

TABLA 14. TARIFA POR KWH PARA TECNOLOGÍA TERMOSOLAR CCP

Potencia unitaria	3 000,00	kW
Costo del kW instalado	4 636,40	US\$/kW
Potencia total	3,00	MW
Inversión	13 909 208,91	US\$
Tasa de descuento	5,50%	
Periodo de pago	10,00	años
Pago anual	- 1 845 303,71	US\$/año
Energía nominal	26 280,00	MWh
Precio venta	0,224	US\$/kWh
Factor utilización medio	29,25%	
Energía generada	7 687,78	MWh/año
Ingresos anuales	1 722 061,82	US\$
Costo O&M	2,15%	Inversión/año

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Se realizó un análisis de sensibilidad de la tecnología Termosolar, en la Tabla 15 se analizó el comportamiento de la tasa de interés en función del factor de utilización, se puede apreciar que conforme disminuye la tasa de interés y conforme aumenta el factor de utilización, la TIR mejora y por ende la rentabilidad del proyecto.

TABLA 15. ANALISIS DE SENSIBILIDAD, FACTOR DE UTILIZACION VRS TASAS DE INTERES DE SISTEMA TERMOSOLAR

	TIR-REF	Tasas de Interés								
		4,00%	6,50%	7,00%	7,50%	8,00%	8,50%	9,00%	9,50%	10,00%
FACTOR DE UTILIZACION	12%	8,61%	6,07%	5,63%	5,21%	4,81%	4,42%	4,04%	3,68%	3,33%
	25%	8,61%	6,07%	5,63%	5,21%	4,81%	4,42%	4,04%	3,68%	3,33%
	26%	9,87%	7,10%	6,63%	6,17%	5,74%	5,32%	4,92%	4,54%	4,17%
	27%	11,20%	8,17%	7,65%	7,16%	6,69%	6,24%	5,82%	5,41%	5,01%
	28%	12,62%	9,27%	8,71%	8,18%	7,68%	7,19%	6,73%	6,30%	5,87%
	29%	14,15%	10,44%	9,82%	9,25%	8,70%	8,18%	7,68%	7,21%	6,76%
	30%	15,81%	11,66%	10,99%	10,36%	9,76%	9,20%	8,66%	8,15%	7,67%
	31%	17,63%	12,97%	12,23%	11,53%	10,88%	10,26%	9,68%	9,13%	8,61%
	32%	19,67%	14,37%	13,54%	12,77%	12,06%	11,38%	10,75%	10,15%	9,58%
	33%	21,96%	15,89%	14,96%	14,10%	13,31%	12,57%	11,87%	11,22%	10,61%
	34%	24,58%	17,54%	16,50%	15,54%	14,65%	13,83%	13,07%	12,35%	11,68%
	35%	27,62%	19,37%	18,18%	17,10%	16,10%	15,19%	14,34%	13,55%	12,81%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

En la Tabla 16 se analizó el comportamiento de la tarifa en función del factor de utilización, se rescata que conforme aumenta la tarifa y conforme aumenta el factor de utilización, la TIR mejora y por ende la rentabilidad del proyecto.

TABLA 16. ANALISIS DE SENSIBILIDAD, FACTOR DE UTILIZACION VRS TARIFAS DE SISTEMA TERMOSOLAR.

	TIR-REF	TARIFAS(\$/kWh)									
		0,150	0,180	0,200	0,220	0,250	0,270	0,290	0,300	0,320	0,350
FACTOR DE UTILIZACION	12%	-1,36%	1,98%	4,21%	6,53%	10,37%	13,34%	16,85%	18,90%	23,89%	35,18%
	25%	-0,68%	2,78%	5,13%	7,60%	11,80%	15,15%	19,25%	21,72%	27,99%	42,94%
	26%	-0,01%	3,58%	6,06%	8,71%	13,34%	17,16%	22,03%	25,08%	33,12%	52,62%
	27%	0,66%	4,39%	7,01%	9,88%	15,01%	19,43%	25,33%	29,16%	39,61%	63,88%
	28%	1,32%	5,22%	8,00%	11,10%	16,85%	22,03%	29,31%	34,22%	47,69%	76,13%
	29%	1,98%	6,06%	9,03%	12,40%	18,90%	25,08%	34,22%	40,53%	57,29%	88,90%
	30%	2,65%	6,92%	10,09%	13,79%	21,22%	28,71%	40,30%	48,25%	68,00%	101,90%
	31%	3,31%	7,80%	11,22%	15,29%	23,89%	33,12%	47,69%	57,29%	79,38%	115,01%
	32%	3,99%	8,71%	12,40%	16,92%	27,01%	38,49%	56,33%	67,31%	91,11%	128,18%
	33%	4,67%	9,66%	13,66%	18,72%	30,72%	44,99%	65,93%	77,94%	103,02%	141,38%
	34%	5,36%	10,65%	15,01%	20,73%	35,18%	52,62%	76,13%	88,90%	115,01%	154,59%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

El estado tecnológico actual permite asegurar que para tamaños en el entorno de 30-50 MW se pueden alcanzar en punto de diseño el 21-23% de rendimiento en la conversión solar-electricidad. (Alvarez, 2006)

Por otro lado, utilizando la misma metodología, el costo de implementación de la tecnología fotovoltaica es de \$6780 por KW instalado<sup>2</sup>, lo cual implica que LEC de la tecnología fotovoltaica ronda los \$0.453/kWh (Tabla 17). En el Apéndice E se muestra el flujo de caja para esta tecnología.

<sup>2</sup> Información proporcionada por Ing. Allan Aguilar, CNFL



TABLA 17. TARIFA POR KWH PARA TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

<b>Potencia unitaria</b>	<b>3 000</b>	<b>KW</b>
<b>Costo del kW instalado</b>	<b>6 780</b>	<b>US\$/kW</b>
<b>Potencia total</b>	<b>3000,00</b>	<b>KW</b>
<b>Inversión</b>	<b>20 340 000</b>	<b>US\$</b>
<b>Tasa de descuento</b>	<b>5,50%</b>	
<b>Periodo de pago</b>	<b>10</b>	<b>años</b>
<b>Pago anual</b>	<b>-2 698 462</b>	<b>US\$/año</b>
<b>Energía nominal</b>	<b>26 280 000</b>	<b>KWh</b>
<b>Tarifa venta</b>	<b>0,453</b>	<b>US\$/kWh</b>
<b>Factor utilización medio</b>	<b>25,0%</b>	
<b>Energía generada</b>	<b>5 256 000</b>	<b>KWh/año</b>
<b>Ingresos anuales</b>	<b>2 380 968</b>	<b>US\$</b>
<b>Costo O&amp;M</b>	<b>1,50%</b>	<b>Inversión/año</b>

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

De igual manera, se realizó un análisis de sensibilidad para un sistema fotovoltaico, en la Tabla 18 se analizó el comportamiento de la tasa de interés en función del factor de utilización, se puede apreciar en dicha tabla que conforme disminuye la tasa de interés y conforme aumenta el factor de utilización, la TIR mejora y por ende la rentabilidad del proyecto.

TABLA 18. ANALISIS DE SENSIBILIDAD, FACTOR DE UTILIZACION VRS TASAS DE INTERES DE SISTEMA FOTOVOLTAICO.

		TASAS DE INTERES								
		12,03%	4,0%	4,5%	5,0%	5,5%	6,0%	6,5%	7,0%	7,5%
FACTOR DE UTILIZACION	17%	3,34%	2,96%	2,59%	2,23%	1,89%	1,56%	1,24%	0,93%	0,63%
	18%	4,53%	4,12%	3,72%	3,34%	2,97%	2,61%	2,27%	1,93%	1,61%
	20%	7,01%	6,52%	6,04%	5,59%	5,16%	4,74%	4,34%	3,96%	3,59%
	21%	8,33%	7,78%	7,26%	6,76%	6,29%	5,84%	5,41%	4,99%	4,59%
	22%	9,71%	9,10%	8,53%	7,98%	7,46%	6,97%	6,50%	6,05%	5,62%
	23%	11,17%	10,50%	9,86%	9,26%	8,69%	8,15%	7,63%	7,14%	6,67%
	24%	12,75%	11,99%	11,27%	10,60%	9,97%	9,37%	8,81%	8,27%	7,76%
	25%	14,46%	13,59%	12,79%	12,03%	11,33%	10,67%	10,05%	9,46%	8,90%
	26%	16,34%	15,34%	14,43%	13,58%	12,79%	12,05%	11,35%	10,70%	10,09%
	27%	18,43%	17,28%	16,23%	15,26%	14,36%	13,53%	12,75%	12,03%	11,35%
	28%	20,81%	19,45%	18,22%	17,10%	16,08%	15,13%	14,26%	13,45%	12,69%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

En la Tabla 19 se analizó el comportamiento de la tarifa en función del factor de utilización, se rescata que conforme aumenta la tarifa y conforme aumenta el factor de utilización, la TIR mejora y por ende la rentabilidad del proyecto.

TABLA 19. ANALISIS DE SENSIBILIDAD, FACTOR DE UTILIZACION VRS TARIFAS DE SISTEMA FOTOVOLTAICO.

		TARIFAS US\$/kWhr								
		12,03%	0,4	0,45	0,50	0,55	0,60	0,65	0,70	0,80
FACTOR DE UTILIZACION	17%	0,05%	2,11%	4,19%	6,34%	8,63%	11,15%	14,01%	21,56%	34,49%
	18%	1,02%	3,20%	5,44%	7,80%	10,38%	13,30%	16,75%	26,64%	45,69%
	20%	2,96%	5,44%	8,08%	11,00%	14,38%	18,52%	23,92%	42,87%	77,62%
	21%	3,94%	6,60%	9,49%	12,79%	16,75%	21,84%	28,95%	55,23%	95,70%
	22%	4,93%	7,80%	11,00%	14,75%	19,48%	25,92%	35,55%	69,83%	114,11%
	23%	5,95%	9,06%	12,62%	16,96%	22,70%	31,10%	44,26%	85,59%	132,64%
	24%	6,99%	10,38%	14,38%	19,48%	26,64%	37,80%	55,23%	101,81%	151,22%
	25%	8,08%	11,79%	16,33%	22,41%	31,55%	46,43%	67,92%	118,22%	169,81%
	26%	9,20%	13,30%	18,52%	25,92%	37,80%	56,95%	81,59%	134,71%	188,41%
	27%	10,38%	14,94%	21,02%	30,21%	45,69%	68,87%	95,70%	151,22%	207,01%
	28%	11,63%	16,75%	23,92%	35,55%	55,23%	81,59%	110,01%	167,74%	225,62%

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Por lo cual se puede concluir que la tecnología termosolar es más competitiva en comparación a la fotovoltaica. La distribución de los costes en la FV los módulos superan el 60-70% de toda la inversión.

Las Centrales Termosolares están llamadas a jugar un papel relevante en la producción de electricidad a gran escala. Las tres tecnologías de concentración solar, si bien presentan diferencias de costes en la primera fase de implantación, proyectan posteriormente costes de producción muy similares (Figura 51), dependiendo la selección de la tecnología sobre todo del tipo de aplicación y de despacho de la electricidad generada. Según lo mostrado anteriormente, la tecnología termosolar es competitiva en el mercado nacional significando el \$0.224 /kWh un coste de producción inferior a su equivalente en generación térmica.

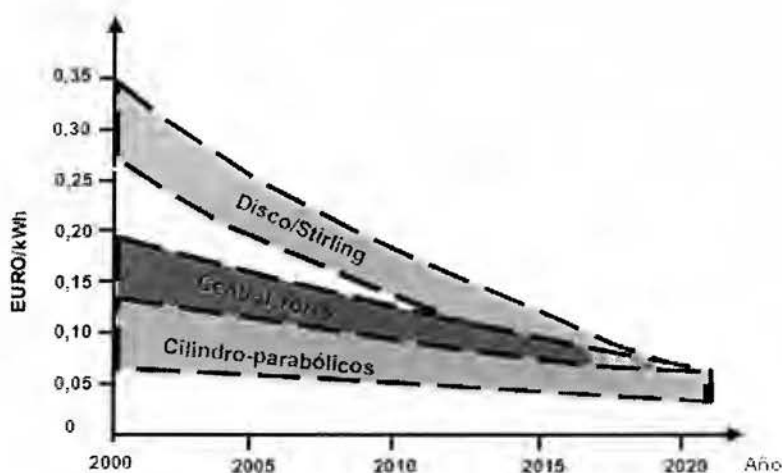


FIGURA 51. EVOLUCIÓN PREVISTA DEL COSTE DE LA ELECTRICIDAD EN EL PERÍODO 2000-2020 PRODUCIDA PARA LAS TRES TECNOLOGÍAS DE CET.  
FUENTE: AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA-SOLARPACES

Actualmente la CNFL compra la energía al ICE a un monto de \$0.0912/kWh (con transmisión) y de \$0.0787<sup>3</sup> (sin transmisión) con valores a diciembre del 2009. Si se compara la tarifa de este proyecto de \$0.224/kWh, este proyecto sería económicamente no viable, por lo que países desarrollados, fomentan su implementación por medio de mejoras en la legislación para mejorar el panorama como la introducción de tarifas verdes y reducción de impuestos, entre otros. Otro medio para impulsar la tecnología es la utilización de los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL).

En caso particular, en España con la aprobación del Real Decreto 661/2007, del 15/05/2007, promueve la producción de electricidad por medio de Plantas Solares Termoeléctricas como una opción para satisfacer la demanda de energía en España (Apéndice F).

Por otro lado cabe destacar que la llamada economía de escala en esta tecnología puede lograr que una planta de 50MW sea viable con una tarifa de \$0.175/kWh, tal como se muestra en la Tabla 20, lo cual la convierte en una tecnología competitiva.

---

<sup>3</sup> Datos proporcionados por CNFL, febrero de 2010.

TABLA 20. TARIFA POR KWH PARA TECNOLOGÍA TERMOSOLAR 50MW.

<b>Potencia unitaria</b>	<b>50 000</b>	<b>kW</b>
<b>Costo del kW instalado</b>	<b>3 566,46</b>	<b>US\$/kW</b>
<b>Potencia total</b>	<b>50 000</b>	<b>KW</b>
<b>Inversión</b>	<b>178 323 191,11</b>	<b>US\$</b>
<b>Tasa de descuento</b>	<b>5,50%</b>	
<b>Periodo de pago</b>	<b>10</b>	<b>años</b>
<b>Pago anual</b>	<b>- 23 657 739,87</b>	<b>US\$/año</b>
<b>Energía nominal</b>	<b>438 000,00</b>	<b>KWh</b>
<b>Tarifa venta</b>	<b>0,175</b>	<b>US\$/kWh</b>
<b>Factor utilización medio</b>	<b>29,25%</b>	
<b>Energía generada</b>	<b>128 129,60</b>	<b>KWh/año</b>
<b>Ingresos anuales</b>	<b>22 422 680,00</b>	<b>US\$</b>
<b>Costo O&amp;M</b>	<b>2,15%</b>	<b>Inversión/año</b>

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

Con el fin de analizar el comportamiento de la tarifa, se realizó un análisis de sensibilidad en la tarifa en función del tamaño de la planta. Con la misma metodología utilizado anteriormente, se considero un factor de escala que se detalló en la Tabla 12 y los resultados, se muestran en la Tabla 21, se destaca que conforme la potencia de la planta aumenta se presenta una reducción de la tarifa de requerida, llegando a \$0.165/kWh para plantas de 80 MW.

TABLA 21. ANALISIS DE SENSIBILIDAD, TARIFA VRS MW INSTALADOS

TARIFA	TIR-REF	MW INSTALADO									
	12%	3	5	10	15	20	30	35	40	50	80
	0,120	-2,47%	-2,47%	-1,82%	-1,12%	-0,38%	-0,38%	0,43%	1,30%	2,26%	3,33%
	0,130	-1,12%	-1,12%	-0,44%	0,30%	1,09%	1,09%	1,96%	2,91%	3,96%	5,14%
	0,140	0,19%	0,19%	0,92%	1,70%	2,56%	2,56%	3,49%	4,53%	5,70%	7,04%
	0,150	1,49%	1,49%	2,26%	3,11%	4,03%	4,03%	5,06%	6,21%	7,53%	9,05%
	0,155	2,13%	2,13%	2,94%	3,82%	4,78%	4,78%	5,86%	7,08%	8,48%	10,12%
	0,160	2,78%	2,78%	3,62%	4,53%	5,55%	5,55%	6,68%	7,98%	9,47%	11,24%
	0,165	3,43%	3,43%	4,30%	5,26%	6,32%	6,32%	7,53%	8,90%	10,51%	12,43%
	0,170	4,09%	4,09%	5,00%	6,00%	7,12%	7,12%	8,39%	9,86%	11,59%	13,69%
	0,175	4,76%	4,76%	5,70%	6,75%	7,94%	7,94%	9,29%	10,86%	12,74%	15,05%
	0,180	5,43%	5,43%	6,42%	7,53%	8,78%	8,78%	10,22%	11,91%	13,96%	16,51%
	0,190	6,81%	6,81%	7,90%	9,14%	10,55%	10,55%	12,21%	14,20%	16,66%	19,84%
	0,200	8,26%	8,26%	9,47%	10,86%	12,48%	12,48%	14,42%	16,80%	19,84%	23,96%
	0,210	9,79%	9,79%	11,15%	12,74%	14,62%	14,62%	16,92%	19,84%	23,73%	29,26%
	0,220	11,42%	11,42%	12,98%	14,81%	17,04%	17,04%	19,84%	23,53%	28,66%	36,31%
	0,230	13,20%	13,20%	14,99%	17,15%	19,84%	19,84%	23,34%	28,13%	35,12%	45,71%
	0,240	15,15%	15,15%	17,25%	19,84%	23,17%	23,17%	27,67%	34,08%	43,62%	57,53%
	0,250	17,34%	17,34%	19,84%	23,02%	27,25%	27,25%	33,17%	41,83%	54,37%	71,07%
	0,260	19,84%	19,84%	22,88%	26,88%	32,37%	32,37%	40,27%	51,63%	66,88%	85,51%
	0,270	22,76%	22,76%	26,54%	31,66%	38,90%	38,90%	49,23%	63,17%	80,39%	100,34%
	0,280	26,23%	26,23%	31,03%	37,70%	47,12%	47,12%	59,89%	75,82%	94,38%	115,34%
	0,290	30,46%	30,46%	36,64%	45,27%	56,97%	56,97%	71,71%	89,02%	108,58%	130,41%
	0,300	35,69%	35,69%	43,62%	54,37%	68,03%	68,03%	84,18%	102,48%	122,87%	145,50%

El análisis económico a un nivel de factibilidad se debe considerar una serie de variables tales como:

- a) Personal necesario

La primera partida presupuestaria importante es la referente a mano de obra. El equipo necesario para abordar el mantenimiento estará entre las 15 y 20 personas, contando el personal indirecto (mandos y oficina técnica), el personal directo (personal mecánico, eléctrico e instrumentación), el personal de limpieza (tanto industrial como de espejos), el personal de plantilla propia y el personal contratado. El equipo total de Operación y Mantenimiento está en torno a las 45 personas, por lo que el mantenimiento ocupa a aproximadamente el 40% de la plantilla.

#### b) Consumo de Repuestos

Para poder establecer el consumo de repuesto es conveniente dividir la planta en sistemas y analizar cada uno de ellos por separado. Por supuesto, hay que tener en cuenta el periodo de garantía, ya que durante ese tiempo el consumo será muy inferior al presupuesto normal una vez acabado ese periodo, ya que los suministradores de los equipos tendrán que hacerse cargo de los materiales necesarios para la reparación de fallos que tengan su origen en un fallo prematuro.

Será necesario considerar al menos las siguientes partidas:

- Consumo de repuesto en el campo solar. El campo solar incluye dos materiales de gran consumo: los espejos, elemento frágiles que se rompen con facilidad, y los tubos absorbedores, cuya cubierta es de un fino cristal. También es necesario prever el mantenimiento de los grupos hidráulicos y

cilindros necesarios para el movimiento de los colectores (en una planta hay instaladas entre 350 y 650 de estos grupos hidráulicos).

- Consumo de repuesto del sistema HTF. Habrá que tener en cuenta que este sistema incluye el equipo más sensible y propenso a sufrir averías: las bombas de impulsión del fluido térmico. Estas bombas tienen un elemento sensible, los cierres, y si la selección de la bomba no ha sido cuidadosa el coste de reposición de estos cierres puede tener un fuerte impacto en el presupuesto de mantenimiento. Además, hay un consumible importante: el aceite térmico. Hay que tener en cuenta que la planta necesita reponer diariamente entre 200 y 500 Kg. de aceite térmico, además de las posibles fugas, y que la vida útil del aceite térmico es limitada (en torno a diez años)
- El ciclo agua vapor: Será necesario considerar el pequeño material, ya que las válvulas, cierres y juntas de estanqueidad suelen suponer un alto porcentaje del presupuesto de materiales. El ciclo agua-vapor incluye unos consumibles importantes: los productos químicos del ciclo.
- La turbina de vapor. El presupuesto anual a considerar es pequeño, aunque es necesario tener en cuenta que la turbina requiere una gran revisión cada 3-5 años, de alto coste.
- El generador. Se trata en general de un equipo fiable, por lo que el consumo normal de repuesto es muy bajo
- El BOP. Igual que el ciclo agua vapor, los elementos de estanqueidad, los elementos fungibles de las bombas y las válvulas suponen un porcentaje significativo del coste de mantenimiento. Además, el BOP incluye unos



consumibles importantes: los productos químicos de la planta de tratamiento de agua, los de la planta de tratamiento de efluentes y los de la torres de refrigeración

- El sistema de alta tensión. Son equipos fiables, por lo que requieren una baja dotación presupuestaria.
- Los sistemas eléctricos de baja tensión. El consumo de repuesto es más alto que el de alta tensión, sobre todo por lo pequeño del material.
- Instrumentación. El presupuesto de sensores, transmisores y tarjetas acondicionadoras de señal es significativo.

El presupuesto anual dedicado a repuesto en una central termoeléctrica de 50MW bien atendida supone una cantidad que estará entre 1 y 2 millones de euros/año. A esa cantidad hay que sumarle los consumibles que se han indicado, y que dependen mucho de la operación que se realice en la planta. De forma resumida, esos consumibles son:

- Reposición de espejos
- Reposición de tubos absorbedores
- Aceite térmico
- Productos químicos del ciclo agua-vapor (regulador de pH y secuestrante de oxígeno)
- Productos químicos de la planta de tratamiento de agua
- Productos químicos de la planta de tratamiento de efluentes
- Productos químicos de la torre de refrigeración

- Nitrógeno

- c) Subcontratos

Hay varios subcontratos que hay que tener en cuenta. El más importante es el mantenimiento de la turbina de vapor, que tendrá dos partidas importantes: el contrato anual de servicios y el coste de la gran revisión u overhaul. Estos costes son muy variables dependiendo del fabricante de la turbina y de la forma de abordar el mantenimiento de este equipo

Otra partida muy importante será el mantenimiento legal, esto es, el mantenimiento que debe hacerse por requerimiento de alguna legislación. Las certificaciones y la contratación de estos servicios suponen una partida significativa.

Otros subcontratos a tener en cuenta son los siguientes: contratación de personal adicional para puntas de trabajo, contratación de servicios de mantenimiento con fabricantes de determinados equipos y contratos de limpieza.

- d) Medios técnicos y herramientas

Además de la partida inicial, que se suele incluir como inversión inicial de la planta, hay que considerar una partida de reposición de herramienta y de adquisición de nuevos medios. El alquiler de medios de elevación y de andamios es una partida realmente importante, ya que la mayoría de las plantas no disponen de sistemas adecuados.

#### e) Presupuesto total

En los planes de negocio de algunas centrales termoeléctricas se ha calculado un presupuesto insuficiente para atender el mantenimiento de la planta. Hay que tener en cuenta que en este tipo de centrales hay sistemas complejos y problemáticos, como el sistema HTF o el ciclo agua-vapor. Como ya ha ocurrido en otras instalaciones energéticas, como las plantas de biomasa o las de cogeneración, considerar un presupuesto inferior al necesario para el correcto mantenimiento de una planta de generación de energía supone una disminución de la disponibilidad de los ingresos por producción, y un rápido deterioro de la planta, que supone un envejecimiento prematuro de ésta. La consideración correcta de las partidas destinadas a mantenimiento en la fase de proyecto es la mejor garantía de que el mantenimiento de estas centrales se realizará con el rigor necesario.

## CAPÍTULO SÉTIMO

## 7.1 EL CAMBIO CLIMÁTICO Y EL PROTOCOLO DE KIOTO.

La energía solar que llega a la tierra es transportada en su mayor parte por ondas electromagnéticas del espectro visible e infrarrojo cercano. Parte de esta radiación incidente es reflejada directamente al espacio por las nubes y las partículas de la atmósfera. Como consecuencia de la incidencia sobre la superficie terrestre de la fracción no reflejada, ésta sufre un calentamiento y, como cuerpo caliente, emite radiación infrarroja de mayor longitud de onda que la radiación incidente. Esta radiación infrarroja es en gran parte retenida por las nubes y los gases de efecto invernadero (en adelante GEI), y devuelta a la tierra. El resultado es el calentamiento atmosférico.

El efecto invernadero es un fenómeno físico causado por la presencia en la atmósfera de gases que tienen la cualidad de ser bastante transparentes a las longitudes de onda de los espectros visible e infrarrojo cercano, mientras que por el contrario no son tan transparentes a longitudes de onda mayores del espectro infrarrojo. Por lo tanto, es fenómeno natural, pues las nubes y los GEI han estado en la atmósfera durante millones de años. De no existir este fenómeno, la pérdida energética debida a la emisión infrarroja terrestre no sería amortiguada y la temperatura de la superficie terrestre sería como media unos 33°C menor (Méndez I. B., 2007).

Los GEI con mayor presencia en la atmósfera son el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), el metano ( $\text{CH}_4$ ) y el vapor de agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ). Este último gas es el que contribuye en mayor proporción al efecto invernadero, un 60% aproximadamente, mientras que el  $\text{CO}_2$  lo hace en una tercera parte aproximadamente (Méndez I. B., 2007).

La actividad del hombre, de manera muy acentuada desde la revolución industrial, ha conducido a un incremento notable de la concentración de los GEI, desequilibrando con ello el sistema climático, que muestra una tendencia hacia el calentamiento global de la atmósfera (Méndez I. B., 2007).

La capacidad de calentamiento de los GEI, es variable dependiendo de la capacidad de absorción de radiación infrarroja, ni es igual su persistencia en la atmósfera.

Para comparar los gases se utiliza los Potenciales de Calentamiento Global (PCG), tomando como base el del CO<sub>2</sub>. El Potencial de Calentamiento Global de un gas es el cociente entre el forzamiento radiactivo provocado por la liberación instantánea de un kilogramo de ese gas, integrado a lo largo de un período de tiempo, y el provocado por la liberación instantánea de un kilogramo de CO<sub>2</sub>, integrado a lo largo de ese mismo período. Lo que permite realizar estimaciones de PCG al período de tiempo durante el cual se decida integrar el forzamiento. El PCG más utilizado en la práctica es el PCG a 100 años. (Méndez I. B., 2007)

En el Protocolo de Kioto se incorporaron un conjunto de mecanismos diseñados para facilitar relaciones comerciales que contribuyan al cumplimiento de los compromisos adquiridos en la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático y en Kioto. En contraste de otros fenómenos de contaminación, los efectos adversos del cambio climático surgen como consecuencia del incremento de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a nivel global, y no de las concentraciones locales en un área determinada.

La función clave de estos mecanismos, además de los objetivos de desarrollo internacional asociados al incremento de inversiones en países en vías de desarrollo con la transferencia de tecnología que llevan aparejada, es permitir a los países del Anexo I del Protocolo de Kioto permite dar la oportunidad de lograr el cumplimiento de sus compromisos con un coste mínimo.

## 7.2 MECANISMO DE DESARROLLO LIMPIO

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) regula las inversiones de países incluidos en el Anexo I del Protocolo de Kioto (con compromiso de reducción) en países no incluidos en el Anexo I (sin compromiso de reducción), en proyectos de reducción de emisiones o de secuestro de carbono. El país inversor recibe a cambio la reducción de emisiones certificadas (CERs, Certified Emission Reductions), que utiliza en el cumplimiento de sus compromisos según el Protocolo de Kioto. De esta forma, a través del MDL, un país industrializado puede invertir en un proyecto de reducción de emisiones en un país en desarrollo y recibir, a cambio de ello, unidades equivalentes de reducción que se pueden contabilizar como complemento a sus reducciones domésticas. (Méndez I. B., 2007)

El MDL está regido por las Partes del Protocolo de Kioto a través de su órgano supervisor, la Junta Ejecutiva del MDL. Las reducciones o absorciones conseguidas con la ejecución de los proyectos serán verificadas y certificadas por Entidades Operacionales independientes (Designed Operational Entities, DOEs). Es decir, un proyecto de MDL no es adicional (no es elegible para el MDL) cuando

hubiera sido acometido de todos modos en una situación "business as usual" sin Protocolo de Kioto.

La adicionalidad de un proyecto es la cualidad de éste de producir una reducción neta de GEI mayor que la que se habría producido en ausencia del incentivo del Mecanismo de Desarrollo Limpio establecido por el Protocolo de Kioto. El concepto de elegibilidad es equivalente al de adicionalidad, pues un proyecto es elegible para el MDL si y sólo si es adicional, es decir, debe producir una reducción de emisiones con respecto al escenario de línea base, que es el escenario más probable en ausencia del incentivo del MDL.

Para los proyectos de MDL, existen dos categorías de: los proyectos de gran escala y los proyectos de pequeña escala. Los proyectos de pequeña escala se benefician de un proceso de tramitación simplificado adoptado con el fin específico de reducir sus costes de transacción, pues de otro modo, dado que sus ingresos por venta de CERs son reducidos, su registro en el MDL supondría un lastre a la inversión más que un incentivo. (Méndez I. B., 2007)

Los proyectos de pequeña escala son todos aquellos que encajan en una de las categorías siguientes:

1. Proyectos de energías renovables con una capacidad de producción equivalente máxima de 15 MW eléctricos.
2. Proyectos de mejora de la eficiencia energética que reduzcan el consumo de energía, del lado de la oferta y/o de la demanda, hasta por el equivalente de 60 GWh/año.
3. Otros proyectos que resulten en una reducción de emisiones menor o igual que 60 ktCO<sub>2</sub>/año.



Cuando se trate de un proyecto con más de un componente de los mencionados, cada componente debe cumplir lo indicado en la categoría específica que le aplique para que el conjunto del proyecto pueda ser considerado de pequeña escala.

El resto de los proyectos, es decir, todos aquellos que no cumplan las condiciones que se acaban de indicar, serán de gran escala.

Existe una categoría especial de proyectos que no están sujetos a estas reglas: los proyectos de forestación y reforestación. En estos casos, serán de pequeña escala los proyectos que resulten en una absorción antropógena neta de gases de efecto invernadero por los sumideros de menos de 8 ktCO<sub>2</sub>/año y sean desarrollados o ejecutados por comunidades e individuos con ingresos bajos, según lo determine la Parte de acogida.

#### *INGRESOS POR VENTA DE CRÉDITOS DE CARBONO*

El beneficio financiero de la certificación de reducciones de emisiones se debe a que genera créditos comercializables en el mercado con un valor monetario. Para un año determinado, el cálculo de estos ingresos se basará en la siguiente expresión:

$$\text{Ingresos por venta de créditos} \left( \frac{\$}{\text{año}} \right) = \text{CERs generados} \left( \frac{\text{tCO}_{2\text{eq}}}{\text{año}} \right) * \text{Precio del CER} \left( \frac{\$}{\text{tCO}_{2\text{eq}}} \right) \quad (17)$$

En donde los CERs generados se calculan a su vez mediante la expresión:

$$CERs \text{ generados } \left( \frac{tCO_2eq}{a\tilde{N}o} \right) =$$

$$Emisiones \text{ linea base } \left( \frac{tCO_2eq}{a\tilde{N}o} \right) - Emisiones \text{ verificadas } \left( \frac{tCO_2eq}{a\tilde{N}o} \right) \quad (18)$$

En estos cálculos, cuando se encuentren implicados gases distintos del CO<sub>2</sub> se convertirán a unidades equivalentes.

Si este proyecto clasificara para la obtención de CERs, el panorama financiero puede variar considerando el desarrollo de la planta solar de 3 MW y considerando que este análisis utiliza una cifra de 600 toneladas por GWh como volumen medio que la generación solar puede reducir el dióxido de carbono. a. En el mercado internacional los precios de los CERS es variable, en el 2009 rondan los \$15 dólares (Positive, 2009). En comparación con las emisiones en una planta térmica de 3 MW, el total de emisiones evitadas durante la vida útil del proyecto es de es de 115 316,64 tCO<sub>2</sub>e (Ver Tabla 22).

TABLA 22. ESTIMACIÓN DE EMISIONES E INGRESOS POR VENTA DE CERTIFICADOS

POTENCIA INSTALADA	ENERGIA ANUAL GENERADA GWhr	CANTIDAD DE CO2 TON/GW-inst	EMISIONES ANUALES EVITADAS DE CO2	TOTAL DE EMISIONES EVITADAS	FACTOR PAIS	MONTO POR VENTA DE CERTIFICADOS
3 MW	7,688	600 <sup>4</sup>	4 612,67	115 316,64	0,13	221 407,95

Vida útil del proyecto	25	Años
Precio de ton de CO2	15	US\$/ton

Ingreso Anual	<b>8 856,32</b>
---------------	-----------------

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

<sup>4</sup> (Greenpeace, Solarpaces, & Estela, 2009)

Con el ingreso anual de \$8 856.32, la tarifa necesaria para que el proyecto sea viable es de \$0,223 (Ver Tabla 23).

TABLA 23. TARIFA POR KWH CONSIDERANDO CERS PARA TECNOLOGÍA TERMOSOLAR CCP

Potencia unitaria	3 000,00	kW
Sistemas	1,00	Unidades
Costo del kW instalado	4 636,40	US\$/kW
Potencia total	3,00	MW
Inversión	13 909 208,91	US\$
Tasa de descuento	5,50%	
Periodo de pago	10,00	años
Pago anual	- 1 845 303,71	US\$/año
Energía nominal	26 280,00	MWh
Precio venta	0,223	US\$/kWh
Factor utilización medio	29,25%	
Energía generada	7 687,78	MWh/año
Ingresos anuales	1 723 230,37	US\$
Costo O&M	2,15%	Inversión/año

FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA

La tramitación administrativa a la que están sujetos los proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio, diseñada con el fin de preservar la integridad ambiental del modelo ideado en Kioto, implica unos costes de transacción bajos que no suponen un obstáculo significativo para la promoción de dichos proyectos. Los costes de transacción relativos del ciclo completo del MDL, se aproximan a 2.0 \$/tCO<sub>2</sub>eq en proyectos de 5.000 tCO<sub>2</sub>eq/año de reducción, y tienden asintóticamente, a medida que crece el volumen anual de reducción, a situarse en un precio cercano a los 0,3 \$/tCO<sub>2</sub>eq. (Méndez I. B., 2007). Además considerando que CERs en el mercado se han llegado a comercializar hasta \$25/tCO<sub>2</sub>eq.

Se considera que antes del 2020 la penetración en mercados verdes primero, en nichos de mercado competitivos después y finalmente en un mercado global sostenido para plantas con despachos a carga intermedia, permitirá alcanzar costes de producción plenamente competitivos. Las medidas de apoyo y subvenciones institucionales vienen motivadas por la reducción de emisiones a la atmósfera de gases que promueven el efecto invernadero y por la creación de empleo local y la mejora de la calidad de vida en los entornos geográficos de implantación. (Alvarez, 2006).

## CONCLUSIONES

Este TFG desde su comienzo buscó desarrollar una idea para satisfacer los requerimientos energéticos de Costa Rica por medio del sol, fuente de energía renovable.

Costa Rica posee información muy limitada en el campo de la radiación solar, lo cual motivo la realización de este TFG con la escasa información existente en el país. Debido que las instituciones estatales encargadas de la información climática de Costa Rica no poseen equipo para la medición de radiación directa. Por lo cual este TFG utilizó los datos obtenidos con el programa METRONORM.

En el desarrollo de las tecnologías de concentración solares se presenta dificultades como es la falta de conocimientos actualizados sobre la tecnología por parte de las autoridades gubernativas, políticos, inversionistas y el sector energético.

El desarrollo solar en los terreros de la Compañía Nacional Fuerza y Luz, presenta condiciones aceptables pero no las mejores en Costa Rica para el desarrollo para el aprovechamiento solar. Por otro lado, el sitio posee fácil acceso a redes eléctricas de alto voltaje y con suficiente capacidad.

La tecnología de generación fotovoltaica ha presentado reducciones constantes de precio desde su llegada al mercado, se espera que esta tendencia se mantenga. Pero los precios de la tecnología fotovoltaica aún son altos.

Se concluye que la energía solar termoeléctrica es la mejor opción para el desarrollo solar en Costa Rica, convirtiéndose en una alternativa para lograr el objetivo de Costa Rica de convertirse en el primer país neutro en la emisión de dióxido de carbono. La tecnología termosolar de menor riesgo tecnológico y de más amplia difusión a nivel mundial, son los colectores cilindros parabólicos son

precisamente el motivo principal por el que existen actualmente diversas empresas que promueven estudios de viabilidad para plantas comerciales con esta tecnología.

Estos terrenos no poseen planos catastrados por lo cual se determinó que para la generación de 3 MW se requiere alrededor de 5.5 Ha.

En el desarrollo de nuevas tecnologías usualmente requieren de apoyo y subvenciones institucionales que son motivadas por la reducción de emisiones a la atmósfera de gases que promueven el efecto invernadero y por la creación de empleo local y la mejora de la calidad de vida en los entornos geográficos de la implantación.

Por tanto, para que un proyecto de este tipo pueda ser económicamente viable en Costa Rica, será necesario incorporar algún tipo de incentivos económicos y/o ponerlos a competir con generación eléctrica de las plantas térmicas.

El diseño propuesto requiere una inversión estimada de \$ 13 909 208,91, una tasa de descuento de 5,50%, y un periodo de pago de 10 años, y un factor de planta de 29.25%, dicho flujo de caja arrojó que el proyecto es viable para una tarifa de \$0.224/ kWh, además da un VAN de \$ 4 249 803,19 y un TIR del 12,11%. Por otro lado, si se considera la venta de CERs se puede considerar un ingreso anual de \$8 856,32, consecuentemente la tarifa bajaría a \$0.223. Lo cual se consideró es la tecnología viable como aprovechamiento solar en P.H Belén, en comparación con el análisis financiero realizado con la tecnología fotovoltaico requiere una inversión estimada de \$ 20 340 000, una tasa de descuento de 5,50%, y un periodo de pago de 10 años, y un factor de planta de 25%, dicho flujo de caja arrojó que el proyecto es viable para una tarifa de \$0.453/ kWh, además da un VAN de \$ 6 150 288 y un

TIR del 12,03%. Además se demostró que conforme se aumente el tamaño de la planta termosolar, se puede obtener su viabilidad económica con tarifas que rondan los \$0.175/ kWh para una planta de 50kW o de hasta \$0.165/ kWh para una planta de 80kW, lo cual la convierte en una tecnología competitiva en comparación con los costo de la energía térmica.

Las medidas para la implantación de la planta termosolar y la consecución de los objetivos de costes fijados, conjugan iniciativas en los ámbitos tecnológico, económico y social, y pasan sin duda por la construcción en una primera etapa de una pequeña serie de unidades de demostración con operación en régimen comercial y potencias solares. El primer gran objetivo es demostrar en las primeras plantas comerciales los factores de capacidad y eficiencias predichas a partir de las experiencias en una planta piloto y demostrando las eficiencias supuesta en pequeños prototipos y la durabilidad del absorbedor.

La tecnología de CCP se encuentran ya suficientemente madura para la realización del primer proyecto prototipo de 3 MW, para generar experiencia en el desarrollo de esta tecnología. Resulta por tanto prioritario clarificar su situación legislativa, con ayudas a la inversión y un marco estable de primas a la producción. La aceptación de ciertos porcentajes de hibridación facilitaría una más rápida introducción en el mercado.

Por último, el desarrollo de la planta termosolar propuesta de 3MW con la tecnología de colectores cilindro parabólicos, significaría un aumento de la energía eléctrica dada a la red nacional desde la subestación Lindora, resaltando que esta



energía se daría en su máxima potencia en verano, periodo en el cual la generación hidroeléctrica se ve reducida.

A pesar de que los datos financieros del VAN y TIR son satisfactorios para el caso de una Planta Termo Solar, el proyecto no es viable financieramente, si se compara con el costo de la energía que compra la CNFL al ICE, por lo cual el análisis de las energías renovables es no sólo financiero sino también económico, en donde se analizan otros variables como es el uso de una energía amigable al ambiente que no produce contaminantes, por otro lado la introducción de la energía termosolar en pequeña escala nos aportaría conocimientos para su estudio y análisis consecuentemente mejorará la eficiencias y costos de su implementación.

## RECOMENDACIONES

Para la implementación de la tecnología termosolar en Costa Rica, y como complemento al presente estudio académico, considerando las variables del entorno e internas de la CNFL, con un adecuado tratamiento del riesgo del posible proyecto, realizando los estudios de pre inversión necesaria por lo que se recomienda:

- Generar datos de radiación solar directa en sitio, por medio de un programa de medición de radiación solar directa, que permita:
  - La identificación, análisis, validación de datos.
  - Identificación del potencial
  - Creación de mapas solares
- Investigar y analizar la posibilidad de elaborar algunos componentes en territorio nacional para reducir costos.
- Efectuar una optimización de la integración de los sistemas de colectores cilindro parabólico con diversos ciclos combinados, determinado las condiciones óptimas de operación y diseño así como los beneficios de la integración solar en Costa Rica.
- Realizar los estudios necesarios para determinar la viabilidad (Jurídica, Técnica, Institucional, Financiera, Ambiental y Social).
- Los desarrollos tecnológicos deben incidir por su parte en la mejora de las eficiencias de los distintos componentes, la búsqueda de esquemas óptimos de integración con el ciclo termodinámico, la reducción de costes y el aumento de su fiabilidad y durabilidad.

- Que las empresas involucradas en el sector de energía, fomenten la legislación para desarrollar la energías renovables, como es el caso de España que creó el Real Decreto 661/2007, con el fin de promover las energías renovables e incluyó la energía termosolar, considerando que actualmente Costa Rica enfrenta la apertura de mercado en el sector energía la tecnología termosolar es competitiva con las centrales térmicas de diesel.
- Debido a que la planta termosolar, mejorará el factor de planta del grupo de generación Belén, como un Proyecto Híbrido (hidroeléctrico y termosolar), ya que en el verano casi no hay agua pero si radiación solar pero en el invierno, si hay lluvias pero poco radiación solar y por todas los comentarios anteriores, se recomienda a la CNFL seguir con la implementación del Proyecto Termosolar.

## BIBLIOGRAFÍA

Adunjar, R. (2004). *Estudio tecnico-economico de una planta solar de alta temperatura*. Madrid: Universidad Pontifica Comilla.

Alvarez, D. M. (2006). *Energía Solar Termoeléctrica*. Recuperado el 20 de Enero de 2010, de Universitat de les Illes Balears: [http://www.uib.es/facultat/ciencies/prof/victor.martinez/recerca/jomadesl/ManuelRomero/CSP\\_Termoelectrica.pdf](http://www.uib.es/facultat/ciencies/prof/victor.martinez/recerca/jomadesl/ManuelRomero/CSP_Termoelectrica.pdf)

Álvarez, D. M. (2002). *Energía solar termoeléctrica*. . Tabernas (Almería): CIEMAT.

ASTM. (2000). ASTM E490 Solar Constant and zero air mass solar spectral irradiance tables. US: ASTM West Conehohocken.

Avellaner Lacal, J. (1999). *Tesis Doctoral: Análisis estadístico de superficies reflectantes, no ideales, a efectos de conocer la distribución espacial de la energía solar reflejada*. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid.

Carbon, P. (2009). *Carbon News and Info*. Recuperado el 07 de 12 de 2009, de Informes sobre el Mercado de RCEs: El mercado de los RCEs lucha bajo la depresión en los precios.

Castro, M. G., Colmenar, A. S., Carpio, J. I., & Guirado, R. T. (2006). *Energía Solar Térmica de media y alta temperatura*. Sevilla: Artes Graficas.

Cengel, Y., & Boles, M. A. (1996). *Termodinámica*. McGraw-Hill Interamericana.

Díez, P. F. (2006). *Procesos Termosolares en baja, media y alta temperatura*.

DOE, N. E. (2002). *Forecasting the Benefits of DOE Programs*. DOE.

Ford, D. (1996). High Power, Commercial Silicon- Film Solar Cells. *IEEE Photovoltaic Specialists Conference* (pág. 601). Washington, DC: IEE.

García Casáis, X. (2007). *Optimización del acoplamiento entre subsistema solar y ciclo termodinámico en plantas termosolares*. Madrid: Departamento de Motopropulsión y Termofluidodinámica.

Greenpeace, Solarpaces, & Estela. (2009). *Energía Solar Térmica de Concentración: Perspectiva Mundial 2009* (p. 60). Amsterdam: Greenpeace Internacional.

Hay, J., & Hanson, K. (1985). Evaluating the solar resource: a review of problems resulting from temporal, spatial and angular variations. *Solar Energy* , 50 (1) , 9-17.

López-Cózar, J. M. (06 de Octubre de 2006). Energía solar térmica. *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía* . Madrid, España.

Méndez, C. E. (2004). *Metodología: Diseño y desarrollo del proceso de investigación*. Bogotá, Colombia: McGraw Hill.

Méndez, I. B. (2007). *Tesis doctoral: Optimización de estrategias de empresas del sector energético ante el cambio climático*. Madrid: Universidad Politécnica De Madrid.

Merino, L. (2006). *Energía renovables para todos: Energía renovables*. España: Iberdola.

OPEXenergy. (2009). *OPEXenergy Operación y Mantenimiento S.L.* Recuperado el 16 de 11 de 2009, de <http://www.opex-energy.com/index.html>

Puig, P., & Jofra, M. (Mayo de 2008). Solar Termica. *Energía renovables para todos* . Haya Comunicación.

Renovetec. (2009). *Renovetec*. Recuperado el 20 de Enero de 2010, de <http://www.termosolar.renovetec.com/proyectostermosolares.html>

Rheinländer, D. (Noviembre de 2009). Experto Alemán en Energía Termoeléctrica. (N. Alvarado, Entrevistador)

Silva Pérez, M. A. (2002). *Tesis Doctoral: Estimación del recurso solar para sistemas termosolares de concentración*. Sevilla: Universidad de Sevilla.

Vernich, L., & Zuanni, F. (1996). About the minimum number of years required to stabilize the solar irradiation statistical estimates. *Solar Energy* , 57 (6) , 445-447.

Wang, J. (2008). *Smart Energy Resources Guide*. Ohio: U.S. Environmental Protection Agency.

WMO. (2006). Measurement of radiation. En W. M. Organization, *Guide to meteorological instruments and methods of observation*. World Meteorological Organization.

Wright, J. (2008). *Características generales de las componentes directa y difusa de la radiación solar en Costa Rica*. Heredia: Universidad Nacional.

Wright, J. (2006). *Estudio del potencial solar en Costa Rica*. San José: Instituto Costarricense de Electricidad.

Wright, J. (2002). *Mapas de radiación solar en Costa Rica*. Heredia: Universidad Nacional.

Zarza, E. (2008). *Sistemas Solares de Concentración y Plantas Solares Termoelectricas*. (Almería) España: eoi.

## SIMBOLOGÍA

$\varphi$  = Ángulo de incidencia.

A = Amperio

°C = Grado Centígrado

CCP= Colector Cilindro Parabólico

CNFL = Compañía Nacional Fuerza y Luz

CERs= Certificados Emisiones de Carbono

G = Giga

ICE= Instituto Costarricense de Electricidad

K = kilo

°K = Grado Kelvin

K ( $\varphi$ ) =Modificador por Angulo de Incidencia

$F_e$  = factor de ensuciamiento

g = gramo

h = hora

m = metro

M = Mega



MDL: Mecanismo de Desarrollo Limpio

n = nano

$\eta_{opt}$  = Rendimiento Óptico.

$\eta_{th}$  = Rendimiento Térmico.

$\eta_{global}$  = Rendimiento global.

$\eta_{opt, 0^\circ}$  = rendimiento óptico con un ángulo de incidencia de  $0^\circ$  (rendimiento óptico pico).

Pa = Pascal

s = segundo

THF = Thermal Heat Fluid, Fluido Caloportador

TIR = Tasa Interna de Retorno

TFG = Trabajo Final de Graduación

V = Voltio

VA = Voltio Amperio

VAN = Valor Actual Neto

W = Watt

$W_t$  = Watt térmico

$W_e$  = Watt Eléctrico

## REFERENCIAS

## APÉNDICE A. SELECCIÓN FLUIDO CALOPORTADOR

Apéndice A. Características del Aceite Caloportador VP1, obtenidos del programa MONTESANTO.exe

```

C:\DOCUME~1\VALVAR~1\MISDOC~1\tesis\Monsanto.exe
Therminol Heat Transfer Fluid Selection
Maximum Bulk Operating Temperature 395 C
Minimum Pumping Temperature 100 C

Cost <Lowest to Highest>          Thermal Stability <Highest to Lowest>
Therminol UP-1 +                 Therminol UP-1 +
Therminol 75 +                   Therminol 75 +

+ Requires system pressurization to remain liquid.
Press <shift><PrtSc> to print. Please press any key.

```

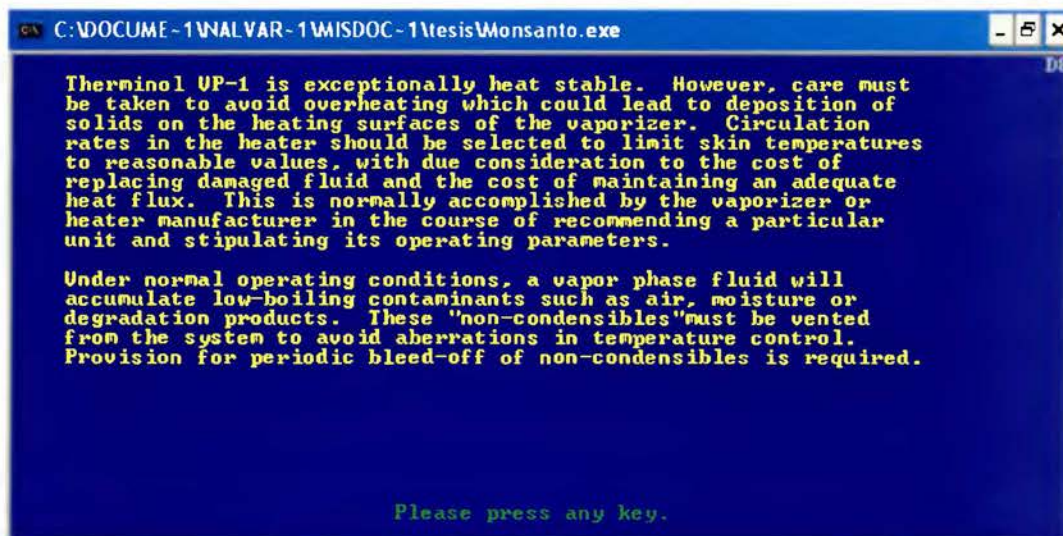
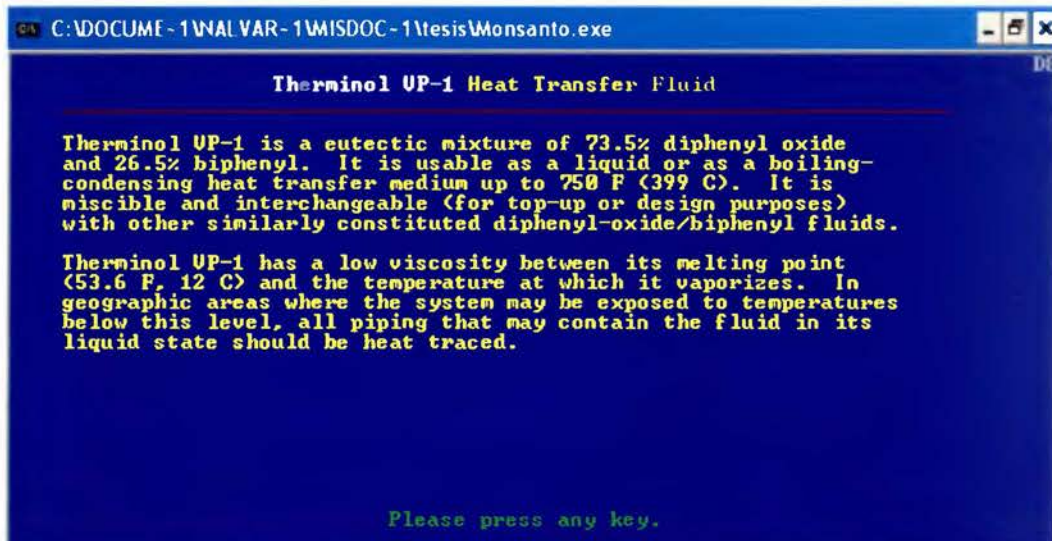
```

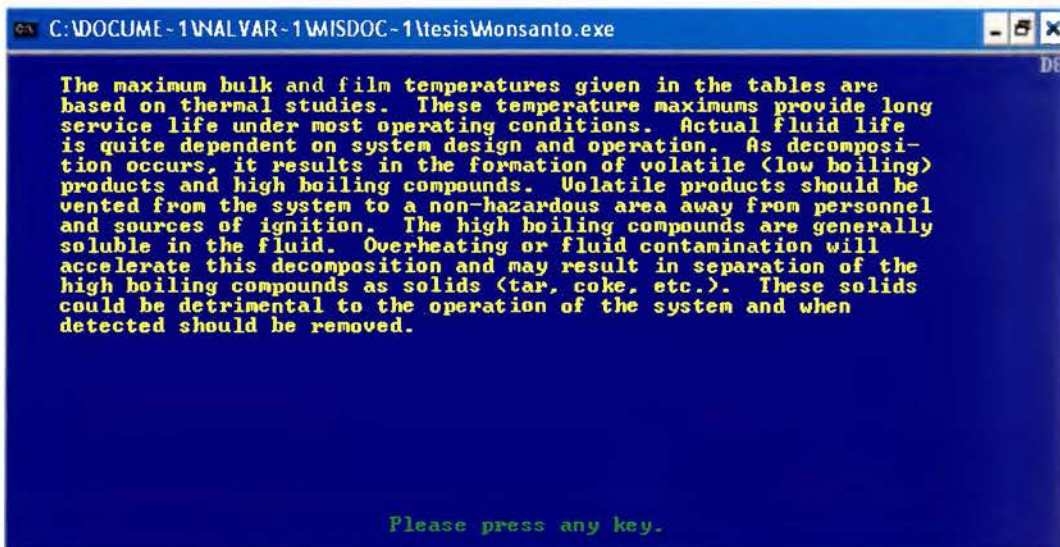
C:\DOCUME~1\VALVAR~1\MISDOC~1\tesis\Monsanto.exe
General Description of Therminol UP-1 <see Bulletins for details>

Composition          Biphenyl and Diphenyl Oxide
Appearance           Clear, Water White Liquid
Pour or Crystallizing Point 12 C
Flash Point, COC     124 C
Fire Point, COC      127 C
Maximum Bulk Temperature 399 C
Maximum Film Temperature 427 C
Normal Boiling Point 257 C
Autoignition Temperature 621 C
Coefficient of Thermal Expansion .000796 1/C
Average Molecular Weight 166
Pseudocritical Temperature 499 C
Pseudocritical Pressure 33.4 bar
Pseudocritical Density 327 kg/m3
Heat of Vaporiz. <max. Bulk T> 207 J/g
Heat of Fusion        23 cal/g
Specific Resistivity 6.4E11 ohm-cm
Surface tension in air at 25 C 37 dyn/cm

Press <shift><PrtSc> to print. Please press any key.

```



A screenshot of a DOS-style command window. The title bar at the top reads "C:\DOCUME~1\WALYAR~1\WISDOC~1\tesisMonsanto.exe" and includes standard window control buttons (minimize, maximize, close). The main area of the window has a black background with yellow text. The text is a paragraph of technical information. At the bottom of the window, there is a prompt "Please press any key." in yellow text.

The maximum bulk and film temperatures given in the tables are based on thermal studies. These temperature maximums provide long service life under most operating conditions. Actual fluid life is quite dependent on system design and operation. As decomposition occurs, it results in the formation of volatile (low boiling) products and high boiling compounds. Volatile products should be vented from the system to a non-hazardous area away from personnel and sources of ignition. The high boiling compounds are generally soluble in the fluid. Overheating or fluid contamination will accelerate this decomposition and may result in separation of the high boiling compounds as solids (tar, coke, etc.). These solids could be detrimental to the operation of the system and when detected should be removed.

Please press any key.

## APÉNDICE B. ANGULO DE INCIDENCIA

Apéndice B. Calculo del ángulo de Incidencia, utilizando el programa Solarccp.exe.

Incident Angle onto the aperture plane of a CCP

N-S oriented and tilted 0°

Year:2009

Month: 3

Day:25

Sunrise and Sunset times:            5.981651            18.018350

Solar Time	Inc._Angle	Elevation	Azimuth
(hh.hhh)	(°)	(°)	(°)
5.982	1.6	.00	-91.59
6.065	1.4	1.23	-91.38
6.148	1.2	2.46	-91.16
6.232	.9	3.69	-90.94
6.315	.7	4.92	-90.73
6.398	.5	6.15	-90.52
6.482	.3	7.39	-90.30
6.565	.1	8.62	-90.08
6.648	.1	9.85	-89.87
6.732	.3	11.08	-89.65
6.815	.6	12.31	-89.43
6.898	.8	13.54	-89.21
6.982	1.0	14.77	-88.99
7.065	1.2	16.00	-88.77
7.148	1.4	17.23	-88.54
7.232	1.6	18.46	-88.32
7.315	1.8	19.69	-88.09
7.398	2.0	20.93	-87.86



7.482	2.2	22.16	-87.62
7.565	2.4	23.39	-87.38
7.648	2.6	24.61	-87.14
7.732	2.8	25.84	-86.89
7.815	3.0	27.07	-86.64
7.898	3.2	28.30	-86.39
7.982	3.4	29.53	-86.13
8.065	3.6	30.76	-85.86
8.148	3.7	31.99	-85.59
8.232	3.9	33.21	-85.31
8.315	4.1	34.44	-85.02
8.398	4.3	35.67	-84.73
8.482	4.5	36.89	-84.43
8.565	4.6	38.12	-84.12
8.648	4.8	39.34	-83.80
8.732	5.0	40.57	-83.47
8.815	5.1	41.79	-83.12
8.898	5.3	43.01	-82.77
8.982	5.4	44.23	-82.40
9.065	5.6	45.45	-82.02
9.148	5.7	46.67	-81.62
9.232	5.9	47.89	-81.21
9.315	6.0	49.10	-80.77
9.398	6.2	50.32	-80.32
9.482	6.3	51.53	-79.84
9.565	6.4	52.74	-79.34
9.648	6.6	53.95	-78.81
9.732	6.7	55.16	-78.25
9.815	6.8	56.36	-77.66
9.898	6.9	57.56	-77.02
9.981	7.0	58.76	-76.35

10.065	7.1	59.95	-75.63
10.148	7.2	61.14	-74.86
10.231	7.3	62.33	-74.03
10.315	7.4	63.51	-73.13
10.398	7.5	64.69	-72.16
10.481	7.6	65.85	-71.10
10.565	7.7	67.01	-69.95
10.648	7.8	68.17	-68.67
10.731	7.8	69.31	-67.27
10.815	7.9	70.44	-65.72
10.898	8.0	71.55	-63.98
10.981	8.0	72.65	-62.03
11.065	8.1	73.72	-59.84
11.148	8.1	74.78	-57.35
11.231	8.2	75.80	-54.50
11.315	8.2	76.78	-51.24
11.398	8.3	77.71	-47.48
11.481	8.3	78.59	-43.14
11.565	8.3	79.39	-38.12
11.648	8.4	80.10	-32.34
11.731	8.4	80.70	-25.76
11.815	8.4	81.16	-18.39
11.898	8.4	81.47	-10.36
11.981	8.4	81.60	-1.91
12.065	8.4	81.55	6.62
12.148	8.4	81.32	14.88
12.231	8.4	80.93	22.57
12.315	8.4	80.38	29.51
12.398	8.3	79.72	35.64
12.481	8.3	78.96	40.99
12.565	8.3	78.11	45.62

12.648	8.2	77.20	49.63
12.731	8.2	76.24	53.11
12.815	8.2	75.23	56.13
12.898	8.1	74.20	58.77
12.981	8.1	73.13	61.09
13.065	8.0	72.04	63.14
13.148	7.9	70.94	64.97
13.231	7.9	69.81	66.60
13.315	7.8	68.68	68.07
13.398	7.7	67.53	69.39
13.481	7.7	66.37	70.60
13.565	7.6	65.21	71.70
13.648	7.5	64.04	72.71
13.731	7.4	62.86	73.64
13.815	7.3	61.67	74.50
13.898	7.2	60.48	75.30
13.981	7.1	59.29	76.04
14.065	7.0	58.10	76.73
14.148	6.9	56.90	77.38
14.231	6.7	55.69	77.99
14.315	6.6	54.49	78.56
14.398	6.5	53.28	79.11
14.481	6.4	52.07	79.62
14.565	6.2	50.86	80.11
14.648	6.1	49.64	80.57
14.731	5.9	48.43	81.02
14.815	5.8	47.21	81.44
14.898	5.7	45.99	81.85
14.981	5.5	44.77	82.23
15.065	5.3	43.55	82.61
15.148	5.2	42.33	82.97

15.231	5.0	41.11	83.32
15.315	4.9	39.89	83.65
15.398	4.7	38.66	83.98
15.481	4.5	37.44	84.29
15.565	4.4	36.21	84.60
15.648	4.2	34.99	84.89
15.731	4.0	33.76	85.18
15.815	3.8	32.53	85.46
15.898	3.6	31.31	85.74
15.981	3.5	30.08	86.01
16.065	3.3	28.85	86.27
16.148	3.1	27.62	86.53
16.231	2.9	26.39	86.78
16.315	2.7	25.16	87.03
16.398	2.5	23.93	87.27
16.481	2.3	22.70	87.51
16.565	2.1	21.47	87.75
16.648	1.9	20.24	87.98
16.731	1.7	19.01	88.22
16.815	1.5	17.78	88.44
16.898	1.3	16.55	88.67
16.981	1.1	15.32	88.89
17.065	.9	14.09	89.11
17.148	.6	12.86	89.33
17.231	.4	11.63	89.55
17.315	.2	10.40	89.77
17.398	.0	9.17	89.99
17.481	.2	7.93	90.20
17.565	.4	6.70	90.42
17.648	.6	5.47	90.63
17.731	.8	4.24	90.85

17.815	1.1	3.01	91.06
17.898	1.3	1.78	91.28
17.981	1.5	.55	91.49

## APÉNDICE C. DATOS DEL DÍA DE DISEÑO

Apéndice C. Datos Obtenidos del Programa Metronorm para el día de diseño.

Mes Marzo 25 de Marzo			
Belén			
9,96N	-84,2117O	851	-6
Temperatura promedio			27,77
Valor máximo de radiación DNI (kW/m <sup>2</sup> )			1059,00
Promedio DNI -Día de diseño(kW/m <sup>2</sup> )			940,27
Promedio DNI -Mensual Marzo(kW/m <sup>2</sup> )			431,77



m	dm	h	G <sub>Gh</sub>	FF	T <sub>a</sub>	T <sub>p</sub>	G <sub>Bn</sub>	h <sub>s</sub>	U <sub>Labs</sub>	PQ,colector →ambiente	PQ, colector→fluido
3	25	7	184	4	18,8	15,4	684	11,7	4,6743	31580,99	229,08
3	25	8	482	4,5	21,3	16,1	919	26,4	4,6071	30894,07	319,32
3	25	9	757	5	24	17,2	1002	41,1	4,5355	30165,89	351,67
3	25	10	975	5,4	26,4	17,2	1036	55,7	4,4726	29530,44	365,27
3	25	11	1118	7	28,5	18,1	1058	69,9	4,4181	28983,46	374,20
3	25	12	1177	5,9	30,1	18	1059	81	4,3770	28572,33	374,99
3	25	13	1150	7	31,3	18,5	1057	75,8	4,3464	28267,15	374,53
3	25	14	1036	7	31,9	18,9	1042	62,3	4,3312	28115,57	368,97
3	25	15	842	5,9	32	19,1	1014	47,9	4,3287	28090,37	358,32
3	25	16	588	8	31,3	19,6	957	33,2	4,3464	28267,15	336,42
3	25	17	297	8,6	29,9	19,2	515	18,5	4,3821	28623,46	167,63
Total kWh											3620,40

## APÉNDICE D. DIMENSIONAMIENTO DEL CAMPO SOLAR.



Apéndice D. Memoria de Cálculo, dimensionamiento del campo solar.

## Cálculo de campo colectores

Provincia	Cantón	Distrito	Latitud (N)	Longitud (O)	Altitud (m)
Heredia	Belén	San Antonio	09°57'	84°12'	850

### Dimensionado de un Sistema con Colectores Cilindro Parabólicos

Potencia neta	3 MW
Consumo eléctrico interno	10%
Potencia eléctrica	3,3 MWe
Horas claras	10 Hr
Día de diseño	25-mar
Área disponible	55000 m <sup>2</sup>
Rendimiento máximo del ciclo Rankine	37,7%
Potencia térmica	8,75 MWt

### Temperatura del aceite a la entrada y salida del campo de colectores:

	100	
Temperatura entrada	293	°C
Temperatura salida	393	°C
	395	

### Ubicación de la planta solar

Ubicación de la planta solar		
Latitud	9,96	N
Longitud	84,21	O

### Ángulo de incidencia en el punto de diseño:

Utilizar el programa Solarccp.exe	
Ángulo de incidencia	0,15 radianes 8,4 grados

### Radiación solar directa y temperatura ambiente en el punto de diseño

Radiación solar directa	600 W/m <sup>2</sup>
-------------------------	----------------------

Temperatura ambiente 27,77 °C

### Elección del Modelo de Colector Cilindro Parabólico

modelo LS-3

### Elección del Tipo de Aceite y Determinación de sus Parámetros Termodinámicos

Utilizando el programa  
MONSANTO

Aceite VP-1

Temperatura (°C)	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	Calor específico (kJ/kg.K)
200	917	2,05
220	895	2,10
250	863	2,19
270	841	2,25
300	808	2,34
320	786	2,39
350	754	2,48
370	732	2,54
390	710	2,60

$$\rho \text{ (kg/m}^3\text{)} = 1132 - 1,065 * T \text{ (}^\circ\text{C)}$$

$$C_p \text{ (kJ/kg.K)} = 1,479 + 0,0028 * T \text{ (}^\circ\text{C)}$$

### Cálculo del Caudal de Aceite por Cada Fila de Colectores en el Punto de Diseño

Número de Reynolds en el punto de diseño. 3E+05 régimen turbulento completamente desarrollado

$$Re = V * D * \rho / \mu.$$

Temperatura media	343	°C
$\mu$ (programa MONSANTO)	1,83E-04	Pa*s
$\rho$ (usando ecuación de la densidad)	761,4	kg/m <sup>3</sup>
Diámetro interno del tubo absolvedor	0,065	M
Velocidad mínima que ha de tener el aceite dentro del tubo absorbente	1,11	m/s
Área transversal del tubo absolvedor	0,0033	m <sup>2</sup>
Caudal másico equivalente	2,8027	kg/s

### Cálculo del Incremento de Temperatura del Aceite en un Colector

Potencia térmica útil que un colector proporcionará bajo las condiciones del punto de diseño.

$$P_{Q, \text{colector} \rightarrow \text{fluido}} = P_{Q, \text{sol} \rightarrow \text{colector}} \cdot \eta_{\text{global}} = A_c \cdot E_d \cdot \cos(\varphi) \cdot \eta_{\text{opt},0} \cdot K(\varphi) \cdot \eta_{\text{th}} \cdot F_e$$

$$P_{Q, \text{colector} \rightarrow \text{ambiente}} = U_{L, \text{abs}} \cdot \pi \cdot d_o \cdot l \cdot (T_{\text{abs}} - T_{\text{amb}})$$

$$U_{L, \text{abs}} = a + b \cdot (T_{\text{abs}} - T_{\text{amb}}) + c \cdot (T_{\text{abs}} - T_{\text{amb}})^2 \quad \left( \frac{W}{m^2 \text{absorber} \cdot ^\circ C} \right)$$

$$P_{Q, \text{colector} \rightarrow \text{fluido}} = A_c \cdot I \cdot \cos(\varphi) \cdot \eta_{\text{opt},0} \cdot K \cdot F_e - \text{Pérdidas térmicas} =$$

$$P_{Q, \text{colector} \rightarrow \text{fluido}} = q_m \cdot (h_{\text{out}} - h_{\text{in}}) = q_m \cdot \Delta h$$

Valores Colector LS-3

a	2,8954
b	-0,0164
c	0,000065

Temperatura del absolvedor	353,000	°C
Temperatura ambiente	27,773	°C
ULabs	4,437	[W/m2abs °C]
Longitud(m)	99,000	M
Diámetro externo del absolvedor	0,065	M
Área total del tubo absorbente	20,216	m2
Perdida térmica del colector al ambiente	29171,943	W
Modificador por ángulo de incidencia K(φ)	0,992	°
rendimiento óptico pico η	0,750	
Área total de apertura	545,000	m2
Fe	0,950	Se asume este factor
Potencia térmica útil que nos suministra un colector	199474,813	W
T out	371,703	°C
Incremento de temperatura en un colector	28,703	°C

Cálculo del número de colectores que deben conectarse en serie dentro de cada fila

Incremento total en cada fila de colectores	100	°C
Número de colectores que debemos conectar en serie dentro de cada fila	4,00	
Nuevo caudal de aceite por fila	3,22	kg/s
Velocidad mínima que ha de tener el aceite dentro del tubo absorbente	1,27	m/s
Nuevo numero de Reynolds	3,44E+05	

#### CÁLCULO DEL NUMERO DE FILAS PARALELAS NECESARIO

Potencia térmica útil que suministrará cada fila en el punto de diseño	797,90	kW
Energía térmica que debe suministrar el campo	87533,16	kWh
Energía térmica que suministra una fila	3620,40	kWh
Número de filas	25	
Número total de colectores	100	
Área total de captación	54500	m <sup>2</sup>
Área de entre colectores	425	m <sup>2</sup>
Área Total	54925	m <sup>2</sup>

#### Calculo de Eficiencias

PQ, sol→colector,	323492,1	W
Rendimiento global	61,7%	
Rendimiento Óptico	75,0%	
Rendimiento Térmico	82,9%	

#### Caída de Presión en una fila

Caudal máximo total	80,45	kg/s
ε	3,00E-05	M

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2.0 \log \left\{ \frac{1}{3.7065} \left( \frac{\varepsilon}{D} \right) - \frac{5.0452}{Re} \log \left[ \frac{1}{2.8257} \left( \frac{\varepsilon}{D} \right)^{1.1098} + \frac{5.8506}{Re^{0.8981}} \right] \right\}$$

Valor f	0,0179
---------	--------

$$\Delta P_i = \left( \frac{f}{2} \cdot \rho_i \cdot v_i^2 \cdot \frac{L_{recor,i}}{D_i} \right) + \left( \frac{f}{2} \cdot \rho_i \cdot v_i^2 \cdot \frac{L_{equiv,i}}{D_i} \right)$$

Diferencia de altura hidráulica.	0	M
Longitud recta	396	M
Longitud tubería de conexión	62	M
Longitud equivalente por accesorios	113,75	M
Longitud total	571,8	M
Perdida de carga en la fila	388037,6	Pa
Potencia de bombeo	51,25	kW
Caudal por línea	0,00423	m <sup>3</sup> /s
Caudal total	0,10566	m <sup>3</sup> /s
Velocidad máxima en tubería	3,00	m/s

$$P_{e,CS} = M P_{e,lf} = M \frac{\dot{m}_{lf} \Delta P_{lf}}{\rho \eta_b}$$

**APÉNDICE E. FLUJOS DE CAJA**

## Apéndice E. Memoria de Calculo, Flujo de Caja.

---

**FLUJO DE CAJA –PLANTA TERMOSOLAR 3MW**


---

<b>AÑO</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
<b>Ingresos</b>	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82
<b>Egresos (O&amp;M)</b>	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99
<b>Costo financiero</b>	- 1 845 303,71	- 1 845 303,71	- 1 845 303,71	- 1 845 303,71	- 1 845 303,71	- 1 845 303,71	- 1 845 303,71	- 1 845 303,71	- 1 845 303,71	- 1 845 303,71
	- 695 460,45	- 422 289,88	- 422 289,88	- 422 289,88	- 422 289,88	- 422 289,88	- 422 289,88	- 422 289,88	- 422 289,88	- 422 289,88
	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82
	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	1 423 013,83	1 423 013,83	1 423 013,83	1 423 013,83	1 423 013,83	1 423 013,83	1 423 013,83	1 423 013,83	1 423 013,83	1 423 013,83
	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>TIR</b>	<b>VAN</b>			
	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82	1 722 061,82	<b>12,11%</b>	<b>4 249 803,19</b>			
	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99	- 299 047,99					
	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
	1 780 700,38	1 780 700,38	1 780 700,38	1 780 700,38	1 780 700,38					

---

---

**FLUJO DE CAJA –PLANTA FOTOVOLTAICA 3MW**


---

<b>AÑO</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
<b>Ingresos</b>	2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0
<b>Egresos (O&amp;M)</b>	- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0
<b>Costo financiero</b>	- 2 698 462,4	- 2 698 462,4	- 2 698 462,4	- 2 698 462,4	- 2 698 462,4	- 2 698 462,4	- 2 698 462,4	- 2 698 462,4	- 2 698 462,4	- 2 698 462,4
-1.017.000	- 622 594,4	- 622 594,4	- 622 594,4	- 622 594,4	- 622 594,4	- 622 594,4	- 622 594,4	- 622 594,4	- 622 594,4	- 622 594,4
<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	
2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	
- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
2 075 868,0	2 075 868,0	2 075 868,0	2 075 868,0	2 075 868,0	2 075 868,0	2 075 868,0	2 075 868,0	2 075 868,0	2 075 868,0	
<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>TIR</b>	<b>VAN</b>				
2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	2 380 968,0	<b>12,03%</b>	<b>6 150 288</b>				
- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0	- 305 100,0						
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0						
2 075 868,0	2 075 868,0	2 075 868,0	2 075 868,0	2 075 868,0						

---



**ANEXO A. CARACTERÍSTICAS DE LOS COLECTORES COMERCIALES.**

## Anexo A. Características de los Colectores comerciales.

Características de los colectores			
	LS1	LS2	LS3
Precisión del seguimiento solar(°)	0,1	0,1	0,1
Máxima velocidad de viento para operar(km/hr)	56	56	56
Estructura	Tubo helicoidal	Tubo helicoidal	Estructura tubular
Superficie selectiva del absorbente	Cr negro	Cr negro	Cermet
Absortividad/transmisividad(%)	94/93	94/93	94/93
Emisividad(%)	30(300°C)	24(300°C)	18(350°C)
Distancia focal del concentrador solar	0,68	1,4	1,71
Angulo de apertura	85	80	80
Reflectividad(%)	93	93	93
Ancho de la parábola(m)	2,5	5	5,76
Diámetro int/ext del absorbente metálico(mm)	42	70	65/70
Concentración geométrica	19	23	26
Longitud(m)	50,2	47,1	99
Distancia entre apoyos(m)	6,3	8	12
Área de apertura(m <sup>2</sup> )	128	235	545
Temperatura máxima de trabajo <sup>©</sup>	307	350	390
Distancia entre paralelas(m)	7	12,5/15	17
Factor de interceptación(%)	87	89	93
Eficiencia óptica pico	0,71	0,72	0,75
Valores de los coeficientes de pérdidas térmicas para un colector LS3			
	a	B	c
<200	0,687257	0,001941	0,000026
200<T<300	1,433242	-0,00566	0,000046
>300	2,895474	-0,0164	0,000065

ANEXO B. FICHA TÉCNICA DE LA SUBESTACIÓN DE LINDORA.

**FICHA TÉCNICA DE INTERRUPTORES DE POTENCIA  
DEPARTAMENTO SISTEMAS DE POTENCIA**

**IDENTIFICACION DEL INTERRUPTOR:**

**Código:** 52L-309  
**Subestación:** Lindora  
**Circuito:** Libre  
**Marca:** Efacec  
**Serie N°:**

**INFORMACION DE PLACA:**

<b>Corriente nominal:</b>	1250	<b>Amp.</b>	<b>Tipo:</b> Disflu 3625 D
<b>Corriente de cortocircuito:</b>	25	<b>KA</b>	<b>Fecha de fabricación:</b> 1 2000
<b>Voltaje nominal:</b>	38	<b>KV</b>	<b>Peso total:</b> _____ <b>Lbs.</b>
<b>Nivel básico de impulso (BIL):</b>	170	<b>KV</b>	<b>Tiempo de interrupción:</b> 3 <b>ciclos</b>
<b>Medio de aislamiento:</b>	_____		<b>Mecanismo:</b>
<b>Manual:</b> Mto C 00049-01			<b>Aceite:</b> → <b>Gas:</b> →
<b>Diagrama de control:</b>			

<b>Voltaje de cierre de la bobina:</b>	125 VDC	<b>Voltaje de disparo de la bobina:</b>	125 VDC
<b>min</b> _____	<b>max</b> _____	<b>min</b> _____	<b>max</b> _____

DPU-202449 S

Int 537

<b>Voltaje de compresor:</b> _____	<b>Presión de apertura baja presión:</b> _____ <b>psi</b>
	<b>Presión de cierre:</b> _____ <b>psi</b>

Relación de transformador de corriente:

**Observaciones:**

\_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_

**Fecha de actualización:** Feb-03**Actualizado por:** Jorge Rojas**Revisado por:** \_\_\_\_\_

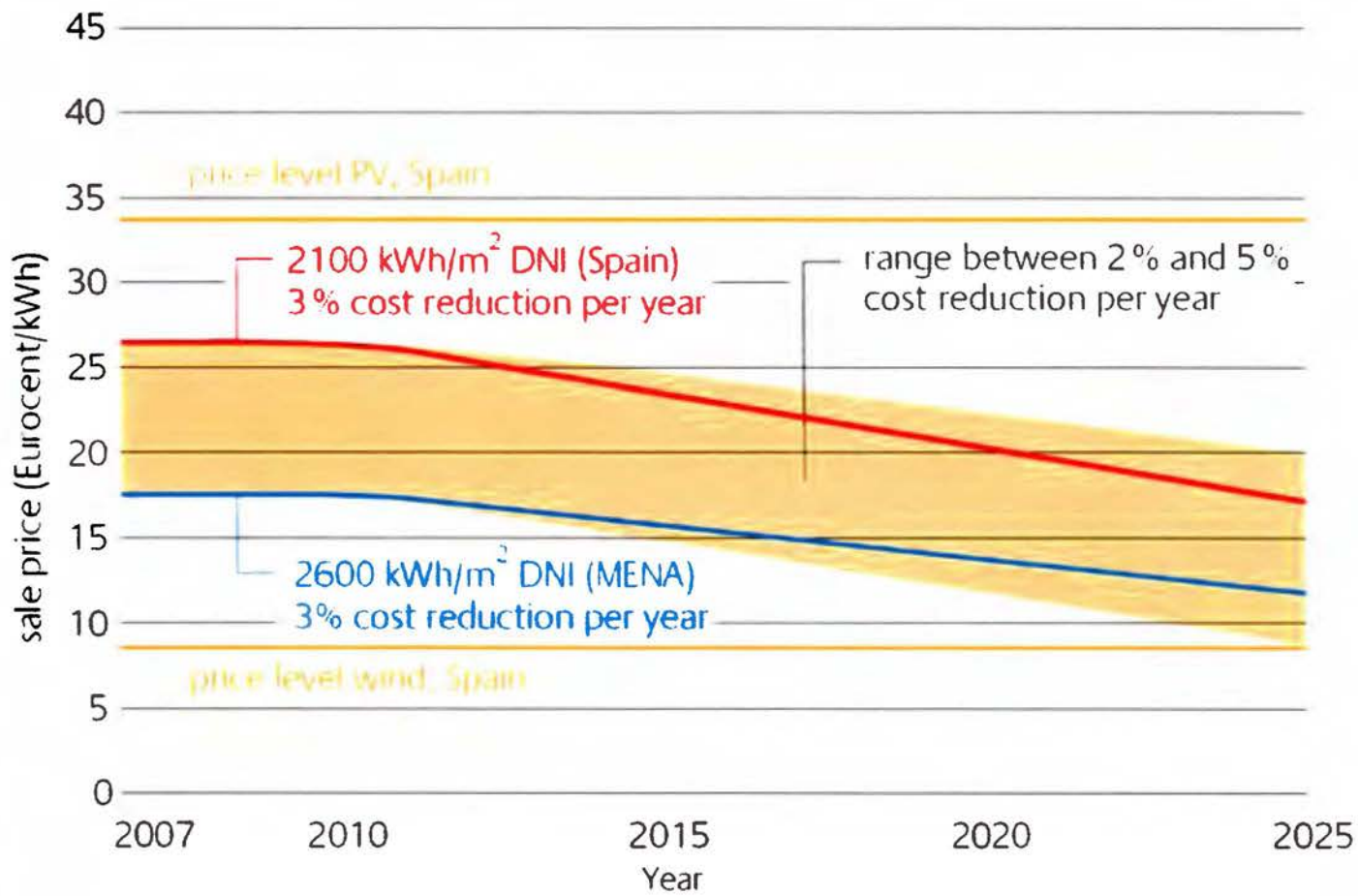
**ASISTENCIA TÉCNICA DE LAS SECCIONES DE MANTENIMIENTO**

ANEXO C. ÁREA ESTIMADA EN P.H. BELÉN



<b>COMPañIA NACIONAL DE FUERZA Y LUZ S.A.</b> <b>PROYECTO TERMICO SOLAR</b> <b>BELEN</b>		Escala: 1:10000 Fecha: 26-11-06	Hoja: 01 de: 01
		Director ING. FRANCISCO GARCIA J.	
Nombre de Documento: Departamento de Producción		Responsable ING. ALLEN AGUILAR G.	
CONTENIDO: 5. TITULO DEL PROYECTO		LAVITIA 1 de 1	
DIRECCIÓN DE ASPECTO TÉCNICO Y ADMINISTRATIVO		Costa Rica San José Febrero 27	

## ANEXO D. REFERENCIA DE PRECIOS TERMOSOLAR



Source: Estela (European Solar Thermal Electricity Association)



## ANEXO E. INFORMACIÓN TÉCNICA DEL ACEITE VP1

Technical Bulletin 7290152  
(Supersedes 7291154)

# VP-1

**THERMINOL.VP-1**  
Heat Transfer Fluid by Solutia

Vapor Phase/  
Liquid Phase  
Heat Transfer Fluid

**54°F to  
750°F**

VAPOR USE RANGE

LIQUID USE RANGE

## TYPICAL PROPERTIES\*

Appearance	Clear, water-white liquid
Composition	Biphenyl and diphenyl oxide
Moisture Content, Maximum	300 ppm
Chlorine	< 10 ppm
Sulfur	< 10 ppm
Neutralization Number	< 0.2 mg KOH/g
Copper Corrosion (ASTM D-130)	<< 1 m
Flash Point, Open Cup (ASTM D-52)	124 °C (255 °F)
Closed Cup (Pensky-Martens)	118 °C (230 °F)
Fire Point (ASTM D-52)	127 °C (260 °F)
Autoignition Temperature (ASTM D-2155)	621 °C (1150 °F)
Kinematic Viscosity at 40 °C	2.88 mm <sup>2</sup> /s (cSt)
at 100 °C	0.99 mm <sup>2</sup> /s (cSt)
Density at 25 °C	1060 kg/m <sup>3</sup> (8.85 lb/gal)
Specific Gravity (60 °F/60 °F)	1.050
Coefficient of Thermal Expansion at 200 °C	0.00074/°C (0.000544/°F)
Average Molecular Weight	166
Crystallization Point	12 °C (54 °F)
Volume Contraction Upon Freezing	± 27%
Volume Expansion Upon Melting	± 6%
Surface Tension in Air at 25 °C	36.6 dyn/cm
Heat of Fusion	67.3 kJ/kg (41.8 Btu/lb)
Normal Boiling Point	257 °C (495 °F)
Heat of Vaporization at Maximum Use Temperature 400 °C	206 kJ/kg (88.7 Btu/lb)
Specific Resistivity at 20 °C	6.4 x 10 <sup>16</sup> ohm-cm
Optimum Use Range, Liquid	12 °C-400 °C (54 °F-750 °F)
Vapor	260 °C-400 °C (500 °F-750 °F)
Maximum Film Temperature	425 °C (800 °F)
Pseudocritical Temperature	498 °C (930 °F)
Pseudocritical Pressure	33.1 bar (480 psia)
Pseudocritical Density	527 kg/m <sup>3</sup> (29.4 lb/ft <sup>3</sup> )

\* These data are based upon samples tested in the laboratory and are not guaranteed for all samples.  
 Write us for complete sales specifications for Thermal VP-1 fluid.  
 † Does not constitute an express warranty. See NOTICE on the last page of this bulletin.

## PHYSICAL AND CHEMICAL CHARACTERISTICS

Therminol® VP-1 is a eutectic mixture of 73.5% diphenyl oxide and 26.5% biphenyl. It is usable as a liquid or as a boiling-condensing heat transfer medium up to 750°F (400°C). It is miscible and interchangeable (for top-up or design purposes) with other similarly constituted diphenyl-oxide/biphenyl fluids.

### Fluid Parameters Which Influence Design

The physical characteristics of Therminol VP-1 heat transfer fluid should be considered in the general arrangement of any heat transfer system in which it is to be used.

Therminol VP-1 has a low viscosity between its melting point (54°F, 12°C) and the temperature at which it vaporizes. In geographic areas where the system may be exposed to temperatures below this level, all piping that may contain the fluid in its liquid state should be heat traced.

Therminol VP-1 is exceptionally heat stable. However, care must be taken to avoid overheating, which could lead to deposition of solids on the heating surfaces of the vaporizer. Circulation rates in the heater should be selected to limit skin temperatures to reasonable values, with due consideration to the cost of replacing damaged fluid and the cost of maintaining an adequate heat flux. This is normally accomplished by the vaporizer or heater manufacturer in the course of recommending a particular unit and stipulating its operating parameters.

Under normal operating conditions, a vapor phase fluid will accumulate low-boiling contaminants such as air, water and degradation products. These noncondensables must be vented from the system to avoid aberrations in temperature control. Each user, or group of users if arranged in series, that operates after the same control valve should have at least one vapor accumulator (VA) installed for detecting and venting noncondensables. This is especially true if close temperature control is needed.

The physical and thermodynamic properties of Therminol VP-1 can be found on pages 2-5.

## FIRE SAFETY CONSIDERATIONS

Leaks from pipes, valves or joints that saturate insulation are potentially hazardous because of the wicking effect and large surface exposure. Under such conditions, along with high temperatures, many organic liquids can spontaneously ignite. Leaks should be promptly repaired and the contaminated insulation replaced.

Leaks from a direct-fired vaporizer into the fire chamber normally result in burning of the vapor. Obviously, this should be avoided.

When vapor leaks from a pressurized system to the atmosphere, it is condensed by the relatively cold air which it contacts. This causes formation of a fog of tiny liquid droplets. Fogs of combustible liquids, of sufficiently high concentration in air, will burn if ignited. The fogs are flammable even though the overall temperature of the fog-air mixture may be below the flash point of the liquid and even though the vapor saturation concentration is below the flammable level.

The combustion of a fog-air mixture can result in an explosion, much like the combustion of a flammable vapor-air mixture. Such a fog-air mixture, however, does not normally ignite spontaneously. An ignition source is necessary, together with a sufficient concentration of the combustible fog.

Good safety practice in design, maintenance and operation can circumvent the potential dangers associated with pressurized organic vapor systems. In addition, further safeguards can be provided through the installation of special safety systems.

For further information on such safety devices for vapor phase systems, refer to the Solutia Central Engineering Study on this topic, available in reprint from the American Institute of Chemical Engineers\* (CEP Technical Manual, Volume 10, "Loss Prevention").

\*1. G. C. Vincent and W. B. Howard, Hydrocarbon Mist Explosions, Part I — Prevention by Explosion Suppression.

\*2. G. C. Vincent and R. C. Nelson, W. B. Howard and W. Russell, Hydrocarbon Mist Explosions, Part II — Prevention by Water Fog.

ANEXO F. REAL DECRETO 661/2007, LEGISLACIÓN ESPAÑOLA

## I. Disposiciones generales

### MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

**10556** REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

La sociedad española actual, en el contexto de la reducción de la dependencia energética exterior, de un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles y de una mayor sensibilización ambiental, demanda cada vez más la utilización de las energías renovables y la eficiencia en la generación de electricidad, como principios básicos para conseguir un desarrollo sostenible desde un punto de vista económico, social y ambiental.

Además, la política energética nacional debe facilitar, mediante la búsqueda de la eficiencia energética en la generación de electricidad y la utilización de fuentes de energía renovables, la reducción de gases de efecto invernadero de acuerdo con los compromisos adquiridos con la firma del protocolo de Kyoto.

La creación del régimen especial de generación eléctrica supuso un hito importante en la política energética de nuestro país. Los objetivos relativos al fomento de las energías renovables y a la cogeneración, se recogen en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 y en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4), respectivamente. A la vista de los mismos se constata que aunque el crecimiento experimentado por el conjunto del régimen especial de generación eléctrica ha sido destacable, en determinadas tecnologías, los objetivos planteados se encuentran aún lejos de ser alcanzados.

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 en los términos que reglamentariamente se establezcan, para cuya determinación puedan 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.

La modificación del régimen económico y jurídico que regula el régimen especial vigente hasta el momento, se hace necesaria por varias razones. En primer lugar, el crecimiento experimentado por el régimen especial en los últimos años, unido a la experiencia acumulada durante la aplicación de los Reales Decretos 2814/1996, de 23 de diciembre y 436/2004, de 12 de marzo, ha puesto de manifiesto la necesidad de regular ciertos aspectos técnicos para contribuir al crecimiento de estas tecnologías, salva-

guardando la seguridad en el sistema eléctrico y garantizando su calidad de suministro, así como para minimizar las restricciones a la producción de dicha generación. El régimen económico establecido en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, debido al comportamiento que han experimentado los precios del mercado, en el que en los últimos tiempos han tomado más relevancia ciertas variables no consideradas en el citado régimen retributivo del régimen especial, hace necesario la modificación del esquema retributivo, desligándolo de la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, utilizada hasta el momento. Por último es necesario recoger los cambios normativos derivados de la normativa europea, así como del Real Decreto-ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, que introduce modificaciones importantes en cuanto al régimen jurídico de la actividad de cogeneración.

El presente real decreto sustituye al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y de una nueva regulación a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, manteniendo la estructura básica de su regulación.

El marco económico establecido en el presente real decreto desarrolla los principios recogidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, garantizando a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores eléctricos una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico, si bien se incentiva la participación en el mercado, por estimarse que con ello se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema, en especial en lo referido a gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios.

Para ello se mantiene un sistema análogo al contemplado en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, en el que el titular de la instalación puede optar por vender su energía a una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación, o bien vender dicha energía directamente en el mercado diario, en el mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, percibiendo en este caso el precio negociado en el mercado más una prima. En este último caso, se introduce una novedad para ciertas tecnologías, unos límites inferior y superior para la suma del precio horario del mercado diario, más una prima de referencia, de forma que la prima a percibir en cada hora, pueda quedar acotada en función de dichos valores. Este nuevo sistema, protege al promotor cuando los ingresos derivados del precio del mercado fueran excesivamente bajos, y elimina la prima cuando el precio del mercado es suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costes, eliminando irracionalidades en la retribución de tecnologías, cuyos costes no están directamente liga-

**ANEXO G. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN: PERSPECTIVA**

**MUNDIAL 2009**

# Energía Solar Térmica de Concentración

Perspectiva mundial 2009



GREENPOWER