

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Trabajo Fin de Master

**Análisis de las pérdidas térmicas en un
receptor de cavidad, en instalación solar
de torre central**

**(Analysis of thermal losses of a cavity
receiver, in a solar central tower facility)**

Para acceder al Título de

**MASTER UNIVERSITARIO EN INVESTIGACIÓN EN
INGENIERIA INDUSTRIAL**

Autor: Jordi García Portolés

Octubre -2013

- Puede variarse el ancho del lomo con sólo aumentar o disminuir el tamaño de letra. En la muestra el tamaño de letra es Univers 10.

TÍTULO	Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instal		
AUTOR	Jordi García Portolés		
DIRECTOR / PONENTE	Delfín Silió Salcines		
TITULACIÓN	<i>Máster en Investigación en Ingeniería Industrial</i>	FECHA	Octubre de 2

Índice

1. Introducción.....	11
2. Problemática y estado actual.....	13
3. Antecedentes.....	16
3.1. Energía solar de concentración (CSP): historia y situación actual	16
3.1.1. Historia	16
3.1.2. Conceptos básicos y estado actual.....	18
3.1.3. Factores que impulsan la tecnología CSP	21
3.2. Sistema de receptor central (CRS): Situación actual y aplicaciones	24
3.2.1. Conceptos básicos	24
3.2.2. Plantas piloto solares de receptor central	27
3.2.3. Centrales solares termoeléctricas de receptor central en funcionamiento (29), (57), (78), (76), (71), (77).....	27
3.2.4. Centrales termosolares de receptor central en construcción (29), (76), (71), (77).....	29
3.2.5. Centrales termosolares de receptor central en planificación (29), (76), (71), (77), (72)	30
3.3. Actividades Recientes de I+D en la tecnología de receptor central.....	31
4. Campo de helióstatos	37
4.1. Helióstatos y el diseño.....	37
4.1.1. Conceptos básicos	37
4.1.2. Diseño	38
4.1.3. Experimentos	42
4.1.4. Mejoras	43
4.2. Sistema de seguimiento y control	46
4.2.1. Conceptos básicos	46
4.2.2. Diseño	47
4.2.3. Experimentos	49
4.2.4. Mejoras	50
5. Receptores Solares	52
5.1. Receptor volumétrico.....	52

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Introducción

Jordi García Portolés

5.1.1.	Concepto básico.....	52
5.1.2.	Diseño.....	54
5.1.3.	Experimentos.....	56
5.1.4.	Mejoras.....	58
5.2.	Receptor de Cavidad Solar.....	60
5.2.1.	Conceptos básicos.....	60
5.2.2.	Diseño.....	60
5.2.3.	Experimentos.....	64
5.2.4.	Mejoras.....	66
5.3.	Receptor solar de partículas.....	69
5.3.1.	Concepto Básico.....	69
5.3.2.	Diseño.....	69
5.3.3.	Experimentos.....	70
5.3.4.	Mejoras.....	71
6.	Sistemas de conversión de energía.....	73
6.1.	Receptor solar central – sistema de ciclo Brayton (SCR-BC).....	73
6.1.1.	Conceptos básicos.....	73
6.1.2.	Diseño.....	74
6.1.3.	Experimentos.....	75
6.1.4.	Mejoras.....	75
6.2.	Sistema de receptor central solar – ciclo Rankine (SCR-RC).....	77
6.2.1.	Conceptos Básicos.....	77
6.2.2.	Diseño.....	77
6.2.3.	Experimentos.....	79
6.2.4.	Mejoras.....	80
6.3.	Sistema Receptor solar central – ciclo combinado (SCR-CC).....	83
6.3.1.	Concepto básico.....	83
6.3.2.	Diseño.....	83
6.3.3.	Experimentos.....	84
6.3.4.	Mejoras.....	84
7.	Análisis y perspectivas.....	87
8.	Conclusiones.....	89
9.	Dinámica de fluidos computacional (CFD, computational fluid dynamics).....	94

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Introducción

Jordi García Portolés

9.1.	Introducción.....	95
9.2.	Volúmenes Finitos.....	96
9.2.1.	Ecuación de la energía.....	97
9.2.2.	Ecuación de la conservación de la masa.....	97
9.2.3.	Ecuación de la cantidad del movimiento.....	98
9.3.	Modelos de turbulencia.....	98
9.3.1.	Promedio de Reynolds.....	100
9.3.2.	Modelo Spallart-Allmaras.....	102
9.3.3.	Modelo estándar $K-\epsilon$	103
9.3.4.	Modelo estándar $k-\omega$	104
10.	Análisis de las pérdidas térmicas.....	105
10.1.	Receptores de cavidad.....	105
10.2.	Fenómenos de calor estudiados (269).....	107
10.2.1.	Conducción.....	107
10.2.2.	Convección.....	109
10.2.3.	Radiación.....	111
10.3.	Descripción de los modelos.....	114
10.4.	Preparación de modelo.....	120
10.4.1.	Materiales usados.....	120
10.5.	Hipótesis de análisis.....	125
10.6.	Resultados.....	128
10.7.	Conclusiones y Líneas de investigación futuras.....	140
10.7.1.	Conclusiones.....	140
10.7.2.	Líneas de investigación futuras.....	142
11.	Referencias.....	144

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Introducción

Jordi García Portolés

<i>Figura 2.1 CSP (Acumulado) Instalado en el mundo desde 1984 (29).....</i>	15
<i>Figura 3.1 Planta típica de CSP.....</i>	18
<i>Figura 3.2 Tecnologías básicas en la CSP. (A) Colectores cilíndrico parabólicos, (B) Lineales Fresnel, (C) Receptor central y (D) Discos Parabólicos. (40)</i>	19
<i>Figura 3.3 Ejemplo de los tres subsistemas principales de CRS.....</i>	25
<i>Figura 3.4 . Ejemplos de plantas de CRS funcionando, en curso o planificadas. (A) PS10 PS 20 funcionando cerca de Sevilla (España (71) , (B) Ivanph, planta en construcción, 75% completada (29), (C)Proyecto del artista Río Mesa (72).</i>	25
<i>Figura 3.5 Proyectos de investigación avanzada. De izquierda a derecha (A) proyecto Solugás en la Plataforma Solúcar, en Sevilla, España (29) . (B) Instalación de pruebas del Receptor Central de Geometría Variable en CTAER (29).</i>	26
<i>Figura 4.1 Concepto básico de un helióstato (izqda.). Diseño radial de helióstatos escalonados (dcha.) (74).....</i>	38
<i>Figura 4.2 Ejemplo de sistema de receptor central "Beam down".....</i>	40
<i>Figura 4.3 Receptor central "Beam Down" en el Instituto Weizmann</i>	41
<i>Figura 4.4 Densidad de campo y la eficiencia óptica de diseño radial escalonada (a la izquierda) y el diseño espiral filotaxis (derecha). (108).....</i>	44
<i>Figura 4.5 Rotación-elevación (izquierda) y el acimut-elevación de métodos de seguimiento (a la derecha) (119).....</i>	47
<i>Figura 5.1 Efecto del paso del aire en un receptor volumétrico.....</i>	53
<i>Figura 5.2 Receptor volumétrico utilizado en Hitrec y proyectos Solair (a la izquierda), el receptor solar en PSA (derecha) (51) (experimentos).</i>	53
<i>Figura 5.3 Vista superior de receptor volumétrico-tubular dual (mejora sugerida) (136)</i>	54

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Introducción

Jordi García Portolés

<i>Figura 5.4 Concepto básico del receptor de partículas sólidas de laboratorios Sandía; un receptor donde las partículas se inyectan en la parte superior central se calientan y se devuelven desde el fondo. (206) (207).....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 5.5 Diseño básico de un receptor de cavidad hecha de cinco paneles, una abertura y un “aerowindow” para la protección.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 6.1 Central térmica de receptor central con un sistema de ciclo Brayton (SCR-BC).....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 6.2 Torre solar con el sistema de recepción y almacenamiento de la cavidad de vapor saturado (como en la central PS10).</i>	<i>77</i>
<i>Figura 6.3 . Torre central con la atmósfera de aire volumétrico receptor (Jülich como la planta).....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 6.4 Sistema de torre Solar con turbina de gas de ciclo combinado híbrido .</i>	<i>85</i>
<i>Figura 6.5 Ciclo combinado con la torre solar con receptor de aire presurizado y turbina de gas</i>	<i>85</i>
<i>Figura 8.1 Análisis de los estudios revisados.....</i>	<i>91</i>
<i>Figura 10.1 Receptor solar de cavidad de la planta solar PS10 (Sevilla)</i>	<i>106</i>
<i>Figura 10.2 Desarrollo de la capa límite en la transferencia de calor por convección (269)</i>	<i>110</i>
<i>Figura 10.3 Parámetros constantes y variables del modelo</i>	<i>114</i>
<i>Figura 10.4 Modelo inicial con ángulo de tapas 0°</i>	<i>115</i>
<i>Figura 10.5 Características geométricas del modelo 1</i>	<i>115</i>
<i>Figura 10.6 Características geométricas del modelo 2</i>	<i>116</i>
<i>Figura 10.7 Características geométricas del modelo 3</i>	<i>117</i>
<i>Figura 10.8 Características geométricas del modelo 4</i>	<i>118</i>
<i>Figura 10.9 Características geométricas del modelo 5</i>	<i>119</i>

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Introducción

Jordi García Portolés

<i>Figura 10.10 Valores de densidad extraídos del catálogo de la Sal HITEC.....</i>	123
<i>Figura 10.11 Valores de viscosidad extraídas del catálogo de la sal HITEC.....</i>	124
<i>Figura 10.12 Valores de conductividad térmica extraídos del catálogo de la Sal HITEC.....</i>	125
<i>Figura 10.13 Representación gráfica para la obtención de los valores de flujo en las caras del receptor</i>	127
<i>Figura 10.14 Temperaturas en las caras internas del modelo 1.....</i>	128
<i>Figura 10.15 Temperaturas de las caras internas del modelo 2.....</i>	129
<i>Figura 10.16 Temperaturas caras internas en el modelo 3.....</i>	129
<i>Figura 10.17 Temperatura de las caras internas del modelo 4.....</i>	130
<i>Figura 10.18 Temperatura de las caras internas del modelo 5.....</i>	130
<i>Figura 10.19 Temperatura de las paredes internas de los tubos en la parte superior del modelo 1</i>	131
<i>Figura 10.20 Temperaturas en las paredes internas de los tubos en la parte lateral y superior del modelo 1.....</i>	132
<i>Figura 10.21 Flujos de pérdidas por radiación en el modelo 1</i>	132
<i>Figura 10.22 Detalle de los flujos de pérdidas por convección en el modelo 1.....</i>	133
<i>Figura 10.23 Vista en planta del comportamiento del fluido en el modelo1.....</i>	134
<i>Figura 10.24 Vista lateral del comportamiento del fluido en el modelo 1.....</i>	134
<i>Figura 10.25 Vista en planta del comportamiento del fluido en el modelo 5.....</i>	135
<i>Figura 10.26 Vista lateral del comportamiento del fluido en el modelo 5.....</i>	135
<i>Figura 10.27 Vista lateral de la velocidad del fluido en el modelo 1</i>	136
<i>Figura 10.28 Vista lateral de la velocidad del fluido en el modelo 5</i>	137
<i>Figura 10.29 Pérdidas por convección por cara y modelo.....</i>	138
<i>Figura 10.30 Pérdidas por radiación por cara y modelo.....</i>	138

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Introducción

Jordi García Portolés

<i>Figura 10.31 Pérdidas totales debidas a la convección por modelo.....</i>	139
<i>Figura 10.32 Pérdidas totales debidas a la radiación por modelo</i>	139
<i>Figura 10.33 Pérdidas totales por modelo</i>	140
<i>Tabla 3.1 Comparación de las cuatro tecnologías de CSP</i>	20
<i>Tabla 3.2 Plantas piloto CRS en el siglo XX (29), (30), (76), (71), (77)</i>	27
<i>Tabla 3.3 Plantas CRS operativas (29), (76), (71), (77), (79), (80), (81).</i>	29
<i>Tabla 3.4 Plantas CRS en construcción.....</i>	29
<i>Tabla 3.5 Plantas CRS previstas (29), (76), (71), (77).</i>	30
<i>Tabla 3.6 Proyectos recientes y anunciados de plantas CRS.</i>	33
<i>Tabla 3.7 Mejoras previstas para los tres subsistemas principales de CRS (31), (69) (83),</i>	33
<i>Tabla 3.8 Datos de diseño de campo de helióstatos de plantas solares de torre operativas (29), (76), (71), (77), (79), (80), (81), (72), (82), (84).</i>	34
<i>Tabla 3.9 Datos del receptor solar de centrales solares de torre operativas (29), (76), (71), (77), (79), (80), (81), (72), (82), (84).....</i>	34
<i>Tabla 3.10 Diseños de ciclos de conversión de potencia en centrales solares de torre operativas (29), (76), (71), (77), (79), (80), (81), (72), (82), (84).....</i>	35
<i>Tabla 10. 1 Dimensiones básicas de la malla en el modelo 1.....</i>	116
<i>Tabla 10.2 Número de celdas en el modelo 1.....</i>	116
<i>Tabla 10.3 Dimensiones básicas de la malla en el modelo 2</i>	117
<i>Tabla 10.4 Número de celdas en el modelo 2.....</i>	117
<i>Tabla 10.5 Dimensiones básicas de la malla en el modelo 3.....</i>	118
<i>Tabla 10.6 Número de celdas en el modelo 3.....</i>	118

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Introducción

Jordi García Portolés

<i>Tabla 10.7 Dimensiones básicas de la malla en el modelo 4.....</i>	119
<i>Tabla 10.8 Número de celdas en el modelo 4.....</i>	119
<i>Tabla 10.9 Dimensiones básicas de la malla en el modelo 5.....</i>	120
<i>Tabla 10.10 Número de celdas en el modelo 5.....</i>	120
<i>Tabla 10.11 Conductividad térmica del acero S31600.....</i>	121
<i>Tabla 10.12 Calor específico del acero S31600.....</i>	121
<i>Tabla 10.13 Valores de conductividad térmica de la fibra cerámica 128 1260C... </i>	121
<i>Tabla 10.14 Tipos de sales utilizadas en la tecnología CSP (270).....</i>	122
<i>Tabla 10.15 Densidad de la sal fundida HITEC</i>	123
<i>Tabla 10.16 Valores de viscosidad de la Sal HITEC.....</i>	124
<i>Tabla 10.17 Valores de conductividad térmica de la Sal HITEC</i>	125
<i>Tabla 10.18 Temperaturas máximas por modelo analizado.....</i>	131

1.Introducción

El uso del sistema de receptor central (CRS, central receiver system) para la producción de electricidad pudiera ser una de las opciones más viables para sustituir las centrales eléctricas de combustibles fósiles. De hecho, las actividades de investigación y desarrollo en sus subsistemas básicos han ido en un auge creciente desde 1980.

En este trabajo inicialmente se revisan los estudios más importantes sobre los principales componentes de las centrales térmicas solares de receptor central, incluyendo el campo de helióstatos, el receptor solar y el sistema de conversión de energía.

Después se pone de relieve una visión general de las tecnologías de concentración de energía solar (CSP, Concentrated Solar Power), el estado actual y sus aplicaciones.

A continuación se presenta un estudio detallado de la literatura existente que comprende el análisis del diseño óptico, térmico y termodinámico, y las técnicas utilizadas para evaluar los componentes.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Introducción

Jordi García Portolés

Posteriormente se muestran investigaciones experimentales en las que se establecen conceptos de diseño.

Más tarde se exponen los avances más recientes en estos componentes clave como helióstatos, receptores y turbinas híbridas solares de gas, que están protagonizando muchas de las actividades de I+D que en los últimos 30 años, aglutinan una gran colaboración internacional.

Seguidamente se hace una pequeña explicación sobre la dinámica de fluidos computacional que da pie a introducir la última parte de este trabajo.

Finalmente se realiza un estudio de pérdidas térmicas en un receptor de cavidad en una instalación solar de torre, estudiando los fenómenos de transferencia de calor por conducción, convección y radiación mediante un Software con un módulo CFD. Se exponen los datos obtenidos y para concluir, se ofrecen unas conclusiones y futuras líneas de investigación.

2. Problemática y estado actual

En las últimas décadas la comunidad científica se encuentra en un debate con el objetivo de cuantificar la influencia antropológica sobre el cambio climático, difícilmente estimable debido a las grandes incertidumbres existentes. Existen muchos estudios e informes realizados por distintas instituciones que ponen de manifiesto que, las emisiones de gases de efecto invernadero de origen antropológico influyen en su desarrollo (1) (2).

Uno de los gases que se considera el principal causante del cambio climático es el CO₂ (1). Cerca del 90% de las emisiones de CO₂ de origen antropológico es resultado de la quema de combustibles fósiles del sector de generación y transporte de energía (3) (4) (5) (6) (7).

Estudios recientes y hojas de ruta tecnológicas publicadas por la Agencia Internacional de la Energía (AIE), el Centro Aeroespacial Alemán (DLR) y la Unión Europea (UE) han predicho que, para el año 2035, el 80% de las emisiones de CO₂ de origen antropológico provendrán de la quema de combustibles fósiles (5) (8) (9).

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Problemática y estado actual

Jordi García Portolés

Mientras tanto, se prevé que los precios del gas natural y del petróleo se incrementen en los próximos 20 años (a partir de 125 dólares / barril en 2011 a más de 215 dólares / barril en 2035 (3)). Esto es debido al aumento de la demanda que se estima en un crecimiento de más del 50%, desde 87.4 millones de barriles/día en 2011 a 99,7 mb/d en 2035 (3). Por consiguiente, se pronostica que las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía serán más del doble en el año 2050 (4) (8) (10). Más de 6.5 mil millones de personas consumen recursos fósiles, produciendo así, mucha más contaminación que la que la tierra tiene capacidad de absorber (5) (9).

Además, catástrofes como las de la central nuclear de Fukushima Dai-ichi, en marzo de 2011, la presión social y las crisis en algunas partes de Oriente Medio y Norte de África (MENA, Middle East and North Africa) han obligado a muchos países de todo el mundo a revisar sus políticas energéticas y declinar la opción de la energía nuclear. Como consecuencia de ello, la proporción de energía nuclear en el mix energético mundial está disminuyendo lo que produce cambios en el mapa energético mundial (3) (4).

Por estas razones, cada vez más países están exigiendo que una parte de la energía eléctrica sea de origen renovable, en particular energía solar. (11) (12) (13) (14) (15) (16) (17) (18) (19) (20) (21) (22) (23) (24) (25) (26) (27) (28). De acuerdo con la AIE, el 50% de las nuevas infraestructuras eléctricas se basarán en energías limpias sostenibles. En consecuencia, las energías renovables se convertirán en la segunda fuente de generación de energía más grande del mundo para el año 2015; abastecerán alrededor del 30% de las necesidades energéticas para el año 2035. (3)

Hoy en día, la implantación de la energía solar de concentración (CSP) está creciendo más rápido que cualquier otra energía renovable debido a su gran potencial.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Problemática y estado actual

Jordi García Portolés

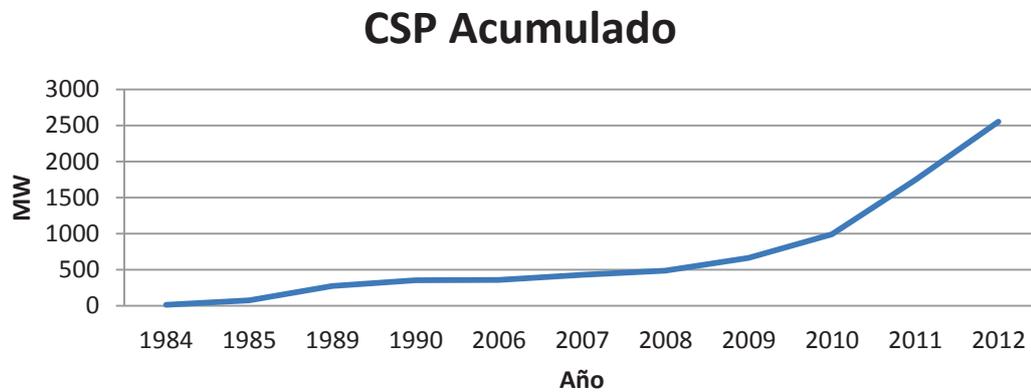


Figura 2.1 CSP (Acumulado) Instalado en el mundo desde 1984 (29).

Por ejemplo, un megavatio de CSP instalado evita la emisión de 688t de CO₂ respecto a una planta de ciclo combinado y 1360t de CO₂ en relación a una central de carbón con ciclo de vapor. Un metro cuadrado de un espejo solar dispuesto en un campo produce 400kW de electricidad al año, evitando la emisión de 12 toneladas de CO₂ y contribuye a un ahorro de 2.5t de combustibles fósiles durante sus 25 años de operación. (30) (31)

3. Antecedentes

3.1. Energía solar de concentración (CSP): historia y situación actual

3.1.1. Historia

La energía solar de concentración (CSP) no es una innovación de los últimos años. Los registros de su uso se remontan al 212 A.C. cuando Arquímedes utilizó espejos para concentrar los rayos del sol por primera vez (32). A principios del siglo XVII, Salomon DeCaux desarrolló en 1615 un pequeño motor alimentado por energía solar que consistía en unas lentes de cristal y un recipiente metálico y hermético que contenía agua y aire (32). Más de un siglo después, en 1774, Lavoisier y Joseph Priestley desarrollaron la teoría de la combustión mediante la concentración de radiación solar en un tubo de ensayo para la recogida de gas (33). Augustin Mouchot ideó una máquina de vapor solar para hacer funcionar una imprenta (34). En 1878, una pequeña planta de energía solar compuesta por un concentrador parabólico conectado a un motor se exhibió en el Feria mundial en París (35). A principios de 1900 aunque el interés en la energía

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Antecedentes

Jordi García Portolés

solar se había perdido debido a los avances en los motores de combustión interna y un aumento de la disponibilidad de los combustibles fósiles a bajo coste, se instaló en AlMeadí (Egipto) (36) la primera planta de CSP, impulsada por un campo de concentradores cilindro parabólicos.

Esta primera planta, instalada en 1913, fue utilizada para el bombeo de agua para riego (36). En los 1960s, con el foco en la energía fotovoltaica para el programa espacial, el interés por la energía solar comenzó a aumentar de nuevo. Durante la crisis del petróleo en 1970 se impulsaron actividades de I+D en CSP y se construyeron numerosas plantas piloto, se realizaron pruebas y se llevó la tecnología CSP al nivel industrial y comercial (37).

Como resultado, las primeras plantas comerciales operaron en California (EE.UU.) sobre el período de 1984-1991, impulsadas, en particular, por el gobierno federal, incentivos fiscales estatales y contratos de compra obligatoria de energía a largo plazo. Una caída en los precios del petróleo y el gas, llevó a muchos países a retirarse de las políticas que apoyaban el avance de la CSP, y por lo tanto, no se construyeron nuevas plantas entre 1990 y 2000. No fue sino hasta 2006 que se reavivó el interés por el desarrollo de plantas CSP a gran escala. El mercado volvió a surgir en particular en España y en Estados Unidos, una vez más en respuesta a las medidas del gobierno, tales como el sistema de primas (España) y las políticas que requerían una cuota de energía solar en su mix energético. A partir de 2011, existen 1,3 GW de centrales termosolares en funcionamiento en todo el mundo, 2,3 GW en construcción, y 31.7GW en la etapa de planificación (31).

Hoy en día, en 2013, existen 2.136GW en operación, 2.477GW en construcción y se anuncian 10.135GW principalmente en EE.UU. seguidos por España y China (29). Según (38) se están desarrollando aproximadamente 17GW de proyectos de CSP en todo el mundo, y Estados

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Antecedentes

Jordi García Portolés

Unidos lo lidera con cerca 8GW. España ocupa el segundo lugar con 4.46GW, seguido por China con 2,5 GW.

3.1.2. Conceptos básicos y estado actual

Como se muestra en la Figura 3. 1, una planta CSP típica consiste en tres subsistemas principales: el campo de helióstatos, el receptor solar y un sistema de conversión de potencia.

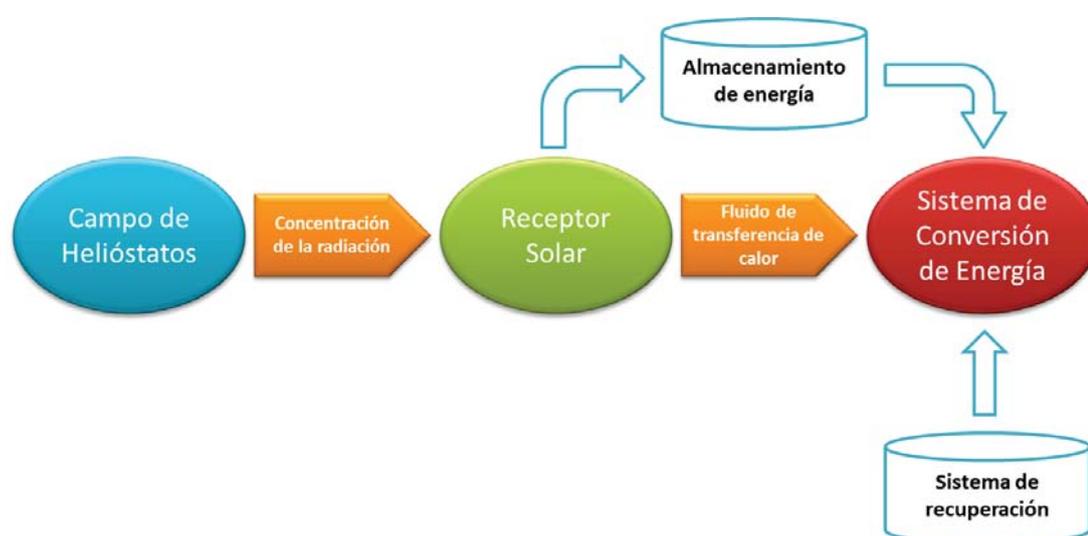


Figura 3. 1 Planta típica de CSP

En una planta híbrida, se añaden sistemas de reserva y / o almacenamiento para mejorar el rendimiento y aumentar su capacidad (17) (36) (39). El receptor solar absorbe la radiación solar concentrada mediante los helióstatos y la transfiere al fluido de trabajo (Heat Transfer Fluid) (HTF) que se utiliza para proporcionar calor de alta temperatura a un sistema de conversión de energía. Los subsistemas están vinculados por radiación o transporte de fluido.

Como se muestra en la Figura 3.2 existen cuatro tecnologías de CSP en función de los dos subsistemas solares principales, es decir, el helióstato y el receptor: helióstatos cilindro-parabólicos, torre solar, también conocida como receptor central, lineal Fresnel y discos Stirling (8).

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Antecedentes

Jordi García Portolés

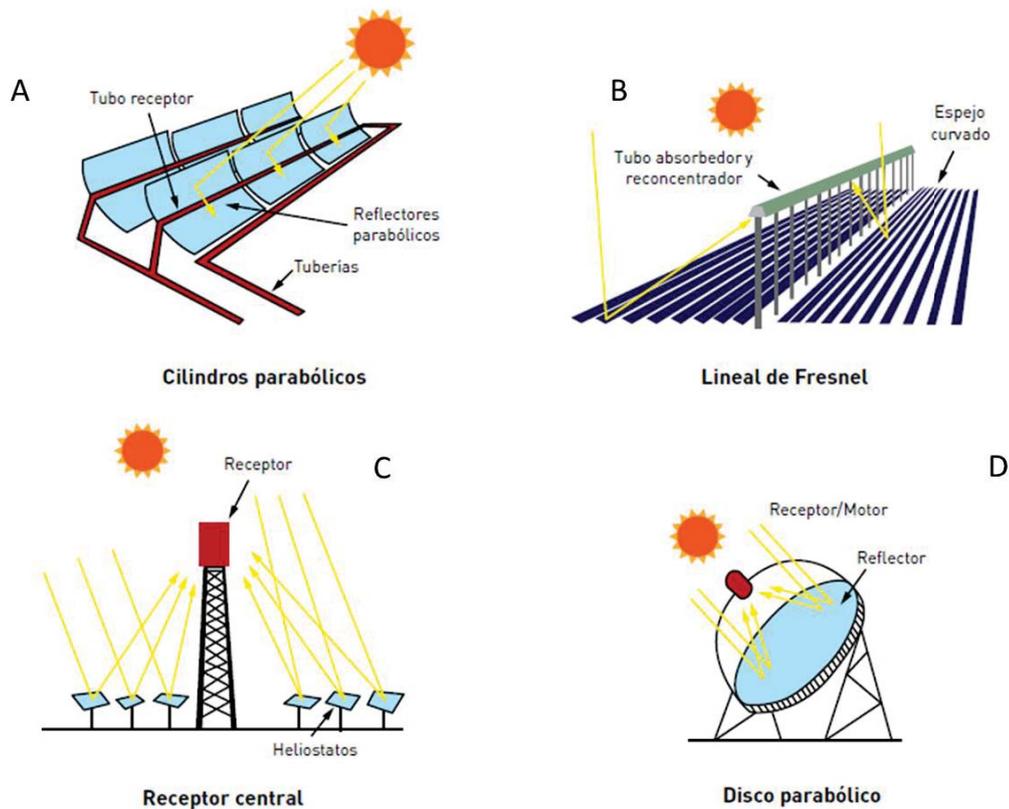


Figura 3.2 Tecnologías básicas en la CSP. (A) Colectores cilíndrico parabólicos, (B) Lineales Fresnel, (C) Receptor central y (D) Discos Parabólicos. (40)

Estos se clasifican de acuerdo a la manera que se concentran los rayos del sol y la tecnología del receptor (22) (16) (31). Una breve comparación entre estas tecnologías se ilustra en la Tabla 3. 1. Para cada tecnología la eficiencia global de todo el sistema varía dependiendo de la ubicación, la hora del día y el día del año (41) (42) (43).

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Antecedentes

Jordi García Portolés

Tabla 3. 1 Comparación de las cuatro tecnologías de CSP

Tecnología CPS	Colectores cilindro-parabólicos	Receptor central	Lineales Fresnel	Plato
Colector solar (8)	Foco lineal	Punto de enfoque	Foco Lineal	Punto de enfoque
Receptor Solar (8)	Móvil	Fijado	Fijado	Móvil
Ciclo de conversión de energía	RC, CC	RC, BC, CC	RC	RC, SC
Ratio de conversión (12)	70-80	> 1000	> 60	> 1300
Pendiente del campo solar (%) (12)	< 1-2	< 2-4	< 4	10 o más
Temperatura de trabajo (°C)	Medio	Alto	Relativamente menor	La más alta
Eficiencia de corriente (%) (32)	15-16	16-17	8-10	20-25
Eficiencia pico planta (%) (12)	14-20	23-35	18	30
Capacidad típica (MW) (12), (30)	10-300	10-200	10-200	0,01-0,025
Factor de capacidad anual (%) (12)	25-28 (Sin almacenamiento) 29-43 (Con 7h de almacenamiento)	55 (Con 10h de almacenamiento)	22-24 (sin almacenamiento)	25-28 (sin almacenamiento)
Estado de desarrollo (30), (31)	Comercial probada	Comercial	Proyecto	Etapas de demostración
Riesgo de desarrollo tecnológico (12), (30)	Baja	Medio	Medio	Medio
Perspectivas de mejoras (8)	Limitadas	Muy significativo	Significativo	Producción de masa
Eficiencia con mejoras (31)	18	25-28	12	30
Aumento relativo de la eficacia después de las mejoras (%) (31)	20	40-65	25	25

Para cada tecnología CSP, existe una variedad de opciones para el diseño del campo solar, el sistema de seguimiento, el tipo de receptor, el fluido de transferencia de calor (HTF), la tecnología de almacenamiento y el sistema de conversión de energía. Las orientaciones Norte-Sur y Este-Oeste que cuentan con un solo mecanismo de seguimiento se aplican generalmente a los campos de helióstatos cilíndrico-parabólicos (30). Para la tecnología de receptor central, las tecnologías de campo más probadas son la del campo rodeando la torre central y las configuraciones de campo Norte, mientras que la configuración MTC (Micro Tower Configuration) se encuentra aún en fase de desarrollo (44) (45) (46) (47) (48).

Existen varias configuraciones para el concepto de torre central. Algunas de estas con diseños aún en fase de desarrollo, prueba o mejora, incluyen el receptor volumétrico, el receptor de partículas y el receptor de la cavidad (49) (50) (51) (52).

En cuanto a los fluidos de transferencia de calor (HTF), el uso de sales fundidas como HTF en plantas comerciales es muy amplio. El Aceite sintético y el vapor saturado también se utilizan actualmente como HTF en plantas comerciales. El vapor sobrecalentado se ha introducido recientemente como HTF (53) (54) (55) (56) (57). El aire comprimido y otros gases, en particular el CO₂ y el N₂, nano-líquidos, el hormigón y las partículas circulantes están en desarrollo, para la tecnología de torre, mientras que el helio o hidrógeno se utilizan en el disco Stirling (58) (59) (60).

En cuanto al almacenamiento, las sales fundidas líquidas ya han sido probadas como medio de almacenamiento de larga duración, mientras que el vapor es típicamente reservado para el almacenamiento de corta duración (61) (62). Los materiales de cambio de fase y el almacenamiento de calor compacto (reacciones químicas) se encuentran en fase de desarrollo (61) (62) (63).

Los sistemas de conversión de energía (ciclos termodinámicos) que se utilizan en la actualidad son los ciclos Rankine (RC), los ciclos Brayton (BC), los ciclos combinados (CC) sobre todo para los sistemas de centrales de torre y Fresnel, en cambio, para los cilindros parabólicos y discos Stirling se utilizan los ciclos Stirling (SC) (39). Los ciclos Brayton avanzados que funcionan con aire a presión calentado por un receptor solar volumétrico son, hoy en día, un concepto interesante a ser desarrollado. Además, los ciclos supercríticos de dióxido de carbono y vapor de agua y los ciclos Brayton de aire están bien posicionados y pueden mejorar la tecnología de torre solar (22), (48), (64).

3.1.3. Factores que impulsan la tecnología CSP

Además de las actividades de I+D, de pruebas y prototipos, numerosos apoyos en forma de incentivos juegan un papel importante en el desarrollo de la generación de energía a través de CSP. Incentivos en forma de

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Antecedentes

Jordi García Portolés

sistemas de primas, desgravaciones fiscales, subvenciones de coste de capital fomentando las tasas de exportación de electricidad de las plantas de CSP. Durante los últimos años, una gran cantidad de países (Argelia, Egipto y Marruecos en el norte de África; España, Portugal, Italia y Grecia en Europa, EE.UU. en Norteamérica, la India, China en Asia y Australia en Oceanía), han provocado un rápido crecimiento de estas opciones de energía en el futuro. Del mismo modo, otros países se encuentran en una primera fase inicial o de planificación de políticas favorables para impulsar el desarrollo de CSP. (11) (12) (13) (14) (15) (17) (18) (19) (20) (21) (22) (23) (24) (26) (27) (28)

Conceptos como Desertec, TRANS-SCP, MED-CSP, SolarPaces y ESTELA pretenden configurar las tecnologías CSP en las regiones de EU-MENA y prometen abrir la puerta a aumentar la competitividad de las plantas de energía solar térmica (5), (9), (65), (66), (67). Organizaciones Nacionales e internacionales (Bancos, Agencias) apoyan también el desarrollo del CSP. Por ejemplo, en el año 2000, el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM) proporcionó 50 millones de dólares estadounidenses como subvención para cuatro proyectos de CSP en India, Egipto, Marruecos y México. Esta donación se utilizará para cubrir los costes incrementales, y por lo tanto, apoyar la introducción en el mercado de configuraciones híbridas en los países en desarrollo (24).

En general la experiencia en el desarrollo de la tecnología CSP ha sido positiva y se están abriendo nuevas oportunidades. Con el nivel demostrado en I+D, muchos proyectos han sido desarrollados. Como algunos proyectos de desarrollo de configuraciones y componentes, se pueden nombrar DISS, SOLAIR, EURODISH y ECOSTAR. SOLGATE, SOLASYS y SOLHYCO que son ejemplos de proyectos llevados a cabo para la ejecución de conceptos híbridos. DISTOR es un proyecto digno de mención en el desarrollo de sistemas de almacenamiento (68), (69).

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Antecedentes

Jordi García Portolés

A nivel piloto y demostración, los proyectos PS10, PS20 y SOLAR TRES entre otros han proporcionado una valiosa información para el desarrollo de la tecnología CSP. Han ofrecido excelentes modelos para avanzar en el desarrollo de la tecnología CSP (22), (69). Sobre la base de esta experiencia, nuevos proyectos piloto están en marcha o en la etapa de planificación (ALSOL en Algeria).

Existen plantas industriales y comerciales operativas de 50MW a 400MW en España, EE.UU., Argelia, Egipto, Marruecos, México, Grecia, Irán, India y China. La explotación de estas plantas demuestra que existe una tendencia al alza en el despliegue de plantas de CSP a gran escala (11) (12) (13) (14) (15) (16) (17) (18) (19) (20) (21) (22) (23) (24) (25) (26) (27) (28). Hasta el año 2030, se estima que el mercado potencial será, por lo menos, de 7GW en el EU-MENA. Esto ofrece una reducción potencial de hasta 12 millones de toneladas de CO₂ por año. Estas plantas también representan una caída potencial en el coste de un 20% comparándolos con los últimos 80MWe construidos en la planta SEGS IX en EE.UU. Según ECOSTAR, hay tres principales controladores para la reducción de costes: la ampliación, el volumen de producción y las innovaciones tecnológicas. Alrededor del 50% de las reducciones de coste previstas en las plantas de CSP serán debidas a la evolución de la tecnología, y la otra mitad a la escala y el volumen de producción (69).

En este contexto, las centrales termosolares serán capaces de proporcionar, de manera eficiente, más del 3% de la electricidad de la UE en 2020, y al menos un 10% en 2030 (65). Además, generaran el 50% de la electricidad requerida en la región UE-MENA (5) (9) y el suministro de más del 10% de la electricidad mundial en 2050 (8). Un escenario avanzado por la AIE, la UE y DLR ha anticipado que la capacidad de CSP mundial alcanzará 1.5TW en este año (5) (8) (12) (31).

3.2. Sistema de receptor central (CRS): Situación actual y aplicaciones

De todas las tecnologías CSP disponibles en la actualidad la CRS se mueve a la vanguardia y puede ser que se haya convertido en la tecnología preferida (12), (70). Esto se debe principalmente a las mejoras esperadas en el incremento del rendimiento y la reducción de costes asociados a las innovaciones tecnológicas de los tres subsistemas principales en un futuro próximo, es decir, Los helióstatos, el receptor y el bloque de generación de la energía. En comparación con otras opciones de CSP, el sistema de receptor central podría no sólo proporcionar electricidad más barata que sistemas cilindro-parabólicos y de disco Stirling, sino también un mejor rendimiento (12). La tecnología CRS ofrece:

- Temperaturas muy elevadas (hasta 1000 °C) y por lo tanto una mayor eficiencia del sistema de conversión de energía (12), (69);
- Fácilmente integrable en plantas de combustibles fósiles para lograr un funcionamiento híbrido en una gran variedad de opciones (ver apartado 6.3) y tiene el potencial de la generación de electricidad con altos factores de capacidad anual (de 0,40 a 0.80 (12)) mediante el uso de almacenamiento térmico (12), (30);
- Mayor potencial para la reducción de costes y la mejora de eficiencia hasta (40-65%) (12), (30), (69).

3.2.1. Conceptos básicos

Como se muestra en la Figura 3. 3, un sistema CRS típico, también conocido como de torre solar, consta de tres grandes subsistemas: el campo de helióstatos, el receptor y sistema de conversión de energía.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Antecedentes

Jordi García Portolés

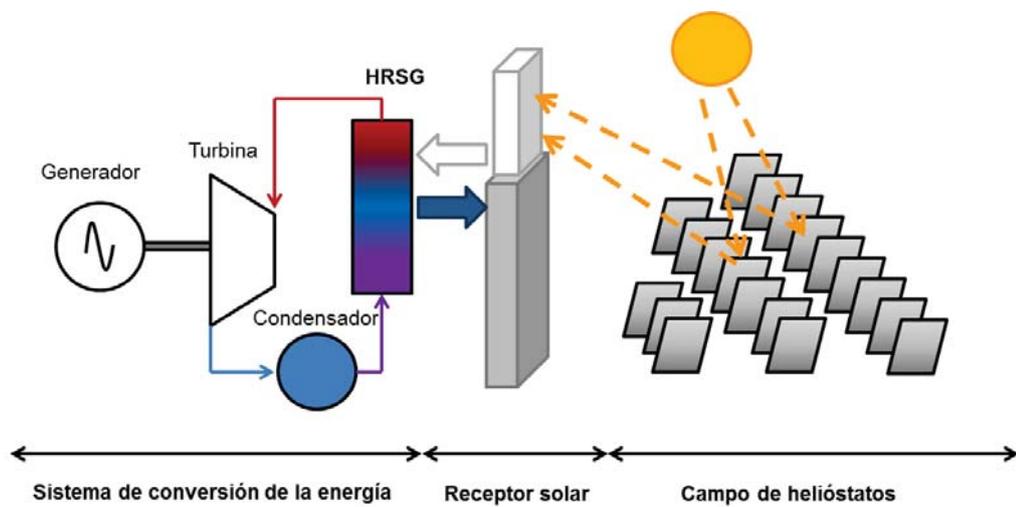


Figura 3. 3 Ejemplo de los tres subsistemas principales de CRS

El campo solar se compone de numerosos espejos controlados por ordenador que siguen al sol de forma individual en dos ejes y reflejan la radiación solar sobre el receptor situado en la parte superior de la torre. El receptor absorbe la radiación solar reflejada por los helióstatos y la convierte en calor de alta temperatura. En las figuras Figura 3. 4 y Figura 3. 5 se muestran ejemplos de centrales de tecnología CRS.



Figura 3. 4 . Ejemplos de plantas de CRS funcionando, en curso o planificadas. (A) PS10 PS 20 funcionando cerca de Sevilla (España (71) , (B) Ivanpah, planta en construcción, 75% completada (29), (C)Proyecto del artista Río Mesa (72).

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Antecedentes

Jordi García Portolés



Figura 3. 5 Proyectos de investigación avanzada. De izquierda a derecha (A) proyecto Solugás en la Plataforma Solúcar, en Sevilla, España (29) . (B) Instalación de pruebas del Receptor Central de Geometría Variable en CTAER (29).

Dependiendo del diseño del receptor y de la naturaleza del fluido de transmisión de calor, las altas temperaturas de trabajo pueden alcanzar un rango de 250°C a 1000°C (12), (69).

En cuanto a la conversión de energía se refiere, se utiliza un sistema de conversión de energía para transformar la energía térmica en energía eléctrica del mismo modo que en las centrales eléctricas convencionales (12), (30). En un sistema de conversión la energía térmica se puede convertir en electricidad con una mayor eficiencia mediante ciclos Rankine, ciclos Brayton o ciclos combinados.

El campo de helióstatos es el subsistema principal y su eficiencia óptica tiene un impacto significativo en el rendimiento de la energía de la planta, representa aproximadamente el 50% del coste total (73) y sus pérdidas anuales de energía pueden ser importantes (74). Los receptores están hechos de materiales resistentes a los grandes cambios de temperaturas y a la alta densidad de energía, tales como las aleaciones de materiales cerámicos y metal.

Existen diferentes tipos de receptores que se pueden clasificar en tres grupos dependiendo de su funcionalidad y configuraciones geométricas. Los tres grupos son; los receptores volumétricos, los receptores de cavidad y los receptores de partículas.

3.2.2. Plantas piloto solares de receptor central

Desde principios de los 1980s la tecnología de torre despertó un gran interés en todo el mundo. Se ha estudiado a fondo y se han llevado a cabo con éxito numerosos proyectos piloto, como por ejemplo, la Americana Solar Two (actualizando Solar One), los Españoles CESA 1 y TSA y el Francés THEMIS (37) (75). Las plantas CRS más relevantes que se han probado en el siglo XX se muestran en la Tabla 3. 2. Estas centrales piloto han demostrado la viabilidad y el potencial económico de la tecnología de torre. Existe también la posibilidad de mejorar el diseño y el rendimiento de la de torre, principalmente sus componentes, conceptos híbridos, fluido de transferencia de calor y sistemas de almacenamiento.

Tabla 3. 2 Plantas piloto CRS en el siglo XX (29), (30), (76), (71), (77)

Acrónimo del proyecto	Capacidad (MW)	País	Año de inicio
SSPS	0.5	España	1981
TSA	1	España	1983
CESA-1	1	España	1983
Solar one	10	USA	1982
MSEE/Cat B	1	USA	1984
Solar two	10	USA	1996
THEMIS	2.5	Francia	1984
EURELIOS	1	Italia	1981
SUNSHINE	1	Japón	1981
SPP-5	5	Rusia	1986

3.2.3. Centrales solares termoeléctricas de receptor central en funcionamiento (29), (57), (78), (76), (71), (77)

En cuanto a los fluidos de transferencia de calor (HTF), El agua/vapor fue adoptado inicialmente en algunas centrales de torres solares como PS10, PS20, Beijing Balading, Sierra y Yanqing. Las sales fundidas son comúnmente utilizadas como HTF. Se han utilizado por ejemplo en la planta

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Antecedentes

Jordi García Portolés

termosolar de Gemasolar. Últimamente, ha habido un gran interés en el desarrollo del aire como HTF. Jülich torre solar es un ejemplo de este caso.

Dependiendo del diseño del receptor y el fluido de transferencia de calor, las temperaturas de trabajo del sistema de conversión de energía fluctúan desde 250 °C, para los ciclos de agua/vapor, a unos 600 °C con los diseños actuales de sales fundidas. El desarrollo de la Generación Directa de Vapor (DSG, Direct Steam Generation) como HTF, que actualmente se encuentra en su fase inicial, es muy prometedor para reducir los costes y mejorar la eficiencia térmica al eliminar la red de intercambiadores de calor (57), (78).

En 2006, Abengoa Solar construyó en Sevilla (España) la planta CRS PS10 con una potencia de 11MWe. Se ha seguido con las plantas de torre PS20 en el mismo lugar de 20 MWe de potencia, los 5 MW de Sierra Sun Tower (en Lancaster, EE.UU.) y los 1,5 MW en Jülich (Alemania) en 2009. La central Gemasolar fue construida en España con un tamaño similar a la planta PS20, aunque con un campo de helióstatos circundante y con almacenamiento de energía de 15h y desde 2011 ha estado operando y proporcionando energía durante todo el día (78). Después de los tres países pioneros en la tecnología CSP, los EE.UU., Alemania y España, China ha entrado en el mercado de la CSP mediante la implantación, en 2010, de la planta de energía solar Yanqing Beijing. Ha seguido a continuación con Beijing Badaling Torre Solar en 2012. En la Tabla 3. 3 se muestran las centrales receptoras en servicio más importantes en todo el mundo.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Antecedentes

Jordi García Portolés

Tabla 3. 3 Plantas CRS operativas (29), (76), (71), (77), (79), (80), (81).

Nombre	País, Localización	Propietarios	Capacidad (MW)	Fecha de inicio en su construcción	Año de comienzo	Área del campo (m ²)	Tipo de receptor	Ciclo de energía	Almacenamiento	Tipo
Beijing Badaling	China, Beijing	Academia de ciencias	1,5	jul-09	ago-12	10000	Cavidad	Rankine	1 h	Fosil- solar
Gemasolar	España, Sevilla	Torresol energía	19,9	feb-09	abr-11	304750	Cavidad	Rankine	15 h	Fosil- solar
Jülich	Alemania, Jülich	DLR	1,5	jul-07	dic-08	17650	Volumétrico	Rankine	1,5 h	Fosil- solar
Planta solar 10	España, San Lucar la Mayor	Abengoa solar	11	2005	jun-07	75000	Cavidad	Rankine	1 h	Fosil- solar
Planta solar 20	España, San Lucar la Mayor	Abengoa solar	20	2006	abr-09	150000	Cavidad	Rankine	1 h	Fosil- solar
Sierra	California, Lancaster	eSolar	5	jul-08	jul-09	27670	Cavidad	Rankine	--	Solar
Yanqing	China, Yanqing	Academia de ciencias	1	2006	jul-11	10000	Cavidad	Rankine	Almacenamiento de calor de dos etapas	--

3.2.4. Centrales termosolares de receptor central en construcción (29), (76), (71), (77)

Hoy en día muchos proyectos de implantación de centrales de torre están en fase de desarrollo y la mayoría de ellos estarán en funcionamiento en 2013. En España, en 2013, se pondrán en marcha aproximadamente 700 MW de plantas CSP. En los EE.UU., un total de 1,2 GW en instalaciones de energía CSP están en construcción y deberían estar en funcionamiento en 2013. Cerca del condado de San Bernardino (California), Ivanpah, que es la planta con mayor capacidad, ha alcanzado alrededor de un 75% de su desarrollo. Esta central de torre es el resultado de una estrecha colaboración entre BrightSource y la empresa Google. África es un mercado muy prometedor para la CSP. Por ejemplo, cerca de la estación de colectores cilindro-parabólicos solares KaXu, se está construyendo una planta más grande, KhiSolar de 50 MW en el sur de África. Los detalles sobre las plantas CRS en construcción se presentan en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Plantas CRS en construcción

Nombre	Capacidad (MW)	País	Finalización
Ivanpah (3 uds)	377	USA, San Bernardino, CA	2013
Crescent dunes	110	USA, Nye Country, NV	2013/14
Khi Solar One	100	Sur Africa, Upington	2014
Delingha	50	China, Delingha	2013
e-Cube 1	1	China, Hainah	2013
THEMIS	1,4	Francia, Pirineos Orientales	-

3.2.5. Centrales termosolares de receptor central en planificación (29), (76), (71), (77), (72)

Se prevén más de 10.135GW en instalaciones CSP principalmente en los EE.UU. y España, aunque también en China (71). También se están considerando proyectos centrados en el campo de helióstatos en los países del Sun Belt (Círculo Solar) como Argelia, Marruecos, Arabia Saudita y la India (77). Arabia Saudita ha anunciado recientemente un enorme despliegue de tecnología CSP para los próximos 20 años, con una meta de 25GW en 2032 (29). En la Tabla 3.5 se ilustran las principales centrales de CRS que se prevé que entren en funcionamiento antes de 2020 (29), (71). En los EE.UU., una gran parte de los proyectos son para plantas CRS de 200-500MW. Por ejemplo, BrightSource Energy se ha hecho cargo del proyecto de Palen Solar Power después que el banco Solar Millennium quebrase en 2012. Sin embargo, se espera que la idea cambie de la tecnología cilindro-parabólica a la CRS.

Tabla 3.5 Plantas CRS previstas (29), (76), (71), (77).

Nombre	País	Capacidad (MW)	Localización
Rio Mesa solar Project	USA	500	Riverside County, California
BrightSource PPA5	USA	200	Mojave, California
BrightSource PPA6	USA	200	Mojave, California
BrightSource PPA7	USA	200	Mojave, California
Rice solar energy Project	USA	150	Riverside County, California
Crossroads solar energy Project	USA	150	Maricopa County, Arizona
Suntower	USA	92	Doña Ana County, New Mexico
eSolar 1	USA	84	Los Angeles County, California
eSolar 2	USA	66	Los Angeles County, California
AZ 20	España	50	Sevilla
Alcázar Solar Thermal Power Project	España	50	Alcázar de San Juan
Almaden Plant	España	20	Albacete
Desconocida	China	2000	Desierto de Mongolia, China

El proyecto Palen incluye dos centrales adyacentes de 250MW similares a la tecnología de la central Ivanpah. Cada planta estará diseñada con unos

85.000 helióstatos solares en el receptor situado en la parte superior de una torre de 228m. Se espera que esté operativa en Junio de 2016, se prevé que este proyecto comenzará a finales de 2013. Del mismo modo, BrightSource está desarrollando otros dos proyectos de 500MW denominados Río Mesa y Hidden Hills. Estos dos proyectos se encuentran todavía en el proceso de certificación.

Por otro lado, en Arizona, Solar Reserve's está desarrollando Crossroads Solar Energy Project que incluye una tecnología de torre solar de 150MW y 65MW de tecnología fotovoltaica (PV). La tecnología de CRS de Crossroads utiliza las sales fundidas como fluido de transferencia de calor y una tecnología de soporte de almacenamiento de medio plazo. Esa misma tecnología se ha adoptado para The Crescent Dunes Solar Energy Project que se está llevando a cabo por la misma empresa en Tonopah, Nevada. Está previsto su funcionamiento dos años más tarde del inicio de su construcción, se espera que las instalaciones de energía puedan abastecer de electricidad verde Arizona o California con más de 500GWh por año.

3.3. Actividades Recientes de I+D en la tecnología de receptor central

Actividades recientes en I+D, como por ejemplo, ECOSTAR, se han centrado en los factores y acciones más importantes que contribuyen significativamente a lograr una reducción de costes en el concepto de la torre. Según estos estudios (12), (30), (69) la producción en masa y la ampliación de esta pueden contribuir en aproximadamente el 50% de la reducción del LEC (Levelised Electricity Costs), mientras que la otra mitad de su reducción es el resultado de los esfuerzos en I+D.

El estudio ECOSTAR señaló que para plantas CSP de gran escala, el menor LEC se obtendría con una torre solar con aire a presión y con la

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Antecedentes

Jordi García Portolés

tecnología de sales fundidas (69). Estos resultados han sido confirmados por estudios más recientes.

Durante la última década, los esfuerzos en I+D han aumentado considerablemente en los EE.UU. (Sandia National Laboratories, SNL, NREL) y Europa (DLR y CIEMAT); China, India y Australia han comenzado actividades en I+D, mientras que otros países en desarrollo, en particular, Argelia, Marruecos y EAU han expresado su interés (11) (12) (13) (14) (15) (16) (17) (18) (19) (20) (21) (22) (23) (24) (25) (26) (27) (28) (29), (77), (82). Avanzar en I+D, mejorando el rendimiento de los tres componentes principales puede lograr una reducción de costes muy significativa (10) (12), (69).

Después de un período de estancamiento que se extendió desde 1996 a 2000, se pusieron en marcha varios proyectos de I+D, principalmente en Europa y los EE.UU., con el objetivo de investigar la tecnología de torre solar bajo condiciones solares reales. En consecuencia, muchas plantas piloto se han construido, y sus componentes, métodos de operación y mantenimiento han sido optimizados. Con especial atención a las configuraciones híbridas y con el objetivo de desarrollar los tres subsistemas principales referentes al receptor central, ConSolar, Solair y Solgate han confirmado la viabilidad de la aplicación a gran escala de la tecnología de receptor central (68).

Más recientemente, el Departamento de Energía de EE.UU. ha anunciado el programa SunShot, con el fin de lograr una reducción de costes significativa y desarrollar algunos conceptos innovadores, como el uso de CO₂ supercrítico como fluido de transferencia de calor para centrales de ciclo Brayton o receptores de partículas (29). Se han puesto en marcha más de 21 proyectos de I+D (un total de 56.000.000 dólares en tres años). Se han adjudicado cuatro importantes proyectos de I+D a NREL, SNL, Brayton Energy LLC y la Universidad de Colorado con el objetivo de mejorar el

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Antecedentes

Jordi García Portolés

rendimiento de la tecnología de receptor de partículas y reducir costes. En las Tabla 3.6 a Tabla 3.10 se resumen estos proyectos de I+D.

Tabla 3.6 Proyectos recientes y anunciados de plantas CRS.

Proyecto de investigación	País	Localización	Desarrollador	HTF	Presupuesto (millones €)	Subsistema principal
ConSolar (30),(82),(66)	Israel	Israel	WIS	Aire presurizado	--	Receptor híbrido volumétrico ciclo Bryaton
SOLAIR (66)	España	Almería	DLR, SIEMAT	Aire	3,3	Receptor volumétrico
SOLHYCO (66)	EU+ Algeria	España	DLR	Aire presurizado	3,088,218	Híbrido ciclo Bryaton cogeneración
SOLASYS (66)	EU	Israel	DLR	Aire presurizado	2,536,077	Híbrido del gas de síntesis del ciclo Bryaton
SOLGATE (30),(66),(271)	EU	España	ORMAT	Aire presurizado	3,2	Receptor híbrido volumétrico ciclo Bryaton
SOLUGAS (30),(29)	España	Sevilla	Abengoa	Aire presurizado	6	Ciclo Bryaton híbrido cogeneración
EU-SOLARIS (29)	EU	EU	CTAER	Varios	4,45	Campo de receptores heliostáticos
Instalación de pruebas de geometría variable (29)	España	Tabernas, Almería	CTAER	Varios	5	Los tres subsistemas principales
Receptor de partículas integrado con un fluidizado (29)	USA	USA	NREL	Gas/sólido, flujo bifásico	3,8	Conceptos avanzados
Temperatura receptor de caída de las partículas (29)	USA	USA	SNL Y DLR	Partículas recirculantes	4,4	Receptor de partículas
Receptor solar de pequeña partícula a alta temperatura ciclos Brayton (29)	USA	USA	Universidad de San Diego	Aire y Carbón	3,8	Receptor de partículas
10 MW de turbinas-CO2 (29)	USA	USA	NREL	CO2	8	Receptor de partículas ciclo Bryaton
s-CO2-turbo expansory los intercambiadores de calor (29)	USA	USA	SWRI	CO2	6,8	Ciclo de conversión de energía
Nuevo receptor solar que usa CO2 como fluido de transferencia (29)	USA	USA	Energía Bryton LLC	CO2	--	Receptor de partículas ciclo Bryaton
Sales fundidas laboratorio lazo (29),(80)	USA	Albuquerque, Nuevo México	SNL	Sal fundida	--	HTF

Tabla 3.7 Mejoras previstas para los tres subsistemas principales de CRS (31), (69) (83),

Campo de heliostatos	Receptor solar		Sistema de conversión de energía		
	Mejoras	Beneficios (%)	Mejoras	Beneficios (%)	
Heliostatos y disposición	Eficiencia: +3 (81)	Configuración multi-torre	Eficiencia: +5 (81)	Central de ciclo Brayton receptor-sistema	Reducción LEC: 3-9 (67)
	Reducción de costes: 17-26(81)		Reducción de costes: 25 (81)	Sistema de ciclo de Rankine-receptor central (Eficiencia actual)	Reducción de costes: 17-29 (31)
	Reducción LEC: 9-17 (67)	Reducción LEC: 1-7 (67)	Supercrítico: 22-26 (31)		
Sistema de seguimiento	Reducción de coste: 40 (81)	Operación a altas temperaturas	Eficiencia: 40-60 (81)	Sistema de ciclo combinado- receptor central	Sobrecalentado: 16-17 (31)
			Reducción LEC: 1-7 (67)		Reducción de costes: 17-28 (67)
					Reducción LEC: 4-14 (67)

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Antecedentes

Jordi García Portolés

Tabla 3.8 Datos de diseño de campo de helióstatos de plantas solares de torre operativas (29), (76), (71), (77), (79), (80), (81), (72), (82), (84).

Nombre/Tipo	Latitud/ Longitud	Radiación solar Kw h/m2/año	Area	Area (m2)/ Tipo	Area= n de helios	Fabricante	Diseño helióstatos
Beijing Badaling torre solar/demostración	40°40'norte/115°9'0' este	1290	13 acres	100000 norte	100 m2 N=100	Himin Solar	64 facets, 1.25*1.25 m2
Gemasolar termoeléctrica solar /comercial	37°33' norte/5°19'oeste	2172	195 ha	alrededor de 304750	120 m2 N=2650	Sener	hojas de metal
Jülich torre solar /demostración	Renania	902	17 ha	17650 norte	8,2 m2 N=2153	--	--
Planta solar 10/comercial	37°26' norte/6°14' este	2012	55 ha	75000 norte	120 m2 N=624	Abengoa	Solucar 120:cristal/metal
Planta solar 20/ comercial	37°26' norte/6°14' este	2012	80 ha	150000 norte	120 m2 N= 1255	Abengoa	Solucar 120:cristal/metal
Sierra torre solar/ demostración	34°46'norte/118°8' oeste	2629	--	27670	1136 m2 N=24360	eSolar	--
Yanqing energía solar/ demostración	4040' norte/115°40' este	--	208 acres	10000	100 m2 N=100	Himin solar	--

Tabla 3.9 Datos del receptor solar de centrales solares de torre operativas (29), (76), (71), (77), (79), (80), (81), (72), (82), (84).

Nombre	Altura de la torre	Fabricante del receptor	Tipo de receptor	HTF	Tª de Entrada(°C)	Tª de Salida (°C)
Beijing Badaling	118 m	Dongfang Bopiler Group Co, LTD	cavidad	Agua/vapor	104	400
Gemasolar	140 m	Sener	Cavidad	Sal fundida	290	565
Jülich	60 m	Kraftanlagen Munich	Volumétrico	Aire	80-100	680
Planta solar 10	115 m	Tecnicas Reunidas	Cavidad	Agua/vapor	--	250-300
Planta solar 20	165 m	Tecnicas Reunidas	Cavidad	Agua/vapor	--	250-300
Sierra	55 m	Babcock & Wilcox Victory Energy	Receptor dual-cavidad &tubular externo	Agua	218	440
Yanqing	100 m	--	cavidad	Vapor sobrecalentado	--	390

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Antecedentes

Jordi García Portolés

Tabla 3.10 Diseños de ciclos de conversión de potencia en centrales solares de torre operativas (29), (76), (71), (77), (79), (80), (81), (72), (82), (84).

Nombre	Capacidad de la turbina bruto/neto	Fabricante de la turbina	Ciclo de energía	Sistema de refrigeración	Fósil	Almacenamiento térmico
Beijing Badaling	1,5 MW/ 1,5 MW	Hangzou steam turbine	Vapor, Rankine 400°C, 4 Mpa	Enfriamiento Húmedo	Caldera de gasoil	Dos etapas, vapor saturado / aceite
Gemasolar	19,9 MW/19,19 MW	Siemens	SST-600 2 cilindros de recalentamiento o turbina de vapor	Enfriamiento Húmedo	Gas natural	Tanque de remolque; sales fundidas
Jülich	1,5 MW/ 1,5 MW	Siemens	Vapor, Rankine 480°C, 26 bar	Enfriamiento seco	--	Disipador de calor de cerámica
Planta solar 10	11,02 MW/11,0 MW	GE	Vapor Rankine 40bar 250 °C, 2 Presiones	Enfriamiento húmedo, torres de refrigeración	Gas Natural	--
Planta solar 20	20,0 MW/20,0 MW	GE	Vapor Rankine 45 bar	Enfriamiento húmedo, torres de refrigeración	Gas natural	--
Sierra	5,0 MW/5,0 MW	--	Vapor Rankine	Enfriamiento húmedo, Torres de enfriamiento	--	Ninguno
Yanqing	1 MW/1 MW	--	Vapor Rankine 2,35 Mpa	--	--	sistema de almacenamiento de calor de dos etapas

Del mismo modo, SNL ha anunciado la puesta en marcha de su Molten Salt Test Loop (MSTL) en el National Solar Test Facility (NSTF) en Albuquerque, Nuevo México. El MSTL consiste en 3 plataformas de pruebas paralelas con 38t de sales fundentes. Las pruebas se han realizado con éxito, incluso han superado todos los requisitos de diseño, consiguiendo condiciones similares a las de plantas operativas logrando un rango de temperaturas de 300 a 585°C. (29), (82)

En Europa, además de la pionera Plataforma Solar de Almería, existe un proyecto de investigación innovador llamado “receptor central de geometría variable”. Las pruebas del receptor solar han sido puestas en marcha por el centro de investigación español CTAER (Centro Tecnológico Avanzado en

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Antecedentes

Jordi García Portolés

Energías Renovables). En esta planta piloto, los helióstatos son reemplazados por los llamados helio-móviles. Estos helio-móviles son colocados sobre una plataforma móvil que se mueve sobre unos carriles alrededor de la torre. El receptor, situado en la parte superior de una torre fija, se encuentra en una plataforma giratoria (29), (85).

Con el fin de demostrar la viabilidad y examinar el rendimiento térmico de una central CRS-híbrida de ciclo Brayton, Abengoa ha construido el centro Solugas en la Plataforma Solúcar, en Sevilla, España. La planta de I+D consiste en una turbina de gas modificada localizada cerca de un receptor inclinado 35° que recoge la radiación solar reflejada por un campo de 69 helióstatos. Esto se ha realizado gracias a una colaboración entre todos los participantes, DLR, Turbomach, GEA Technika Cielpina, New Energy Algeria como promotores y Abengoa como constructor (29), (86), (87), (88).

Otro proyecto europeo importante es EU-SOLARIS, The European CSP research Mega-facility. El proyecto es muy prometedor. Además de ESTELA, Alemania, España, Grecia, Italia, Francia, Chipre, Portugal, Turquía e Israel están colaborando en este proyecto (29), (89).

En las secciones siguientes se examinarán las actividades más importantes en I+D y la publicación de documentos sobre los componentes principales que constituyen las plantas termosolares de receptor central. Los estudios, las actividades de I+D y los resultados se presentan y se clasifican en tres grupos de acuerdo con el tema tratado, campo de helióstatos, receptores solares y el sistema de conversión de energía. En cada grupo se presenta el análisis del diseño ya existente, los experimentos realizados, los desarrollos sugeridos y mejoras esperadas.

4. Campo de helióstatos

El rendimiento de las plantas CRS depende en gran medida de la eficiencia del campo solar que a su vez está relacionado con el diseño de los helióstatos, el diseño del campo, el sistema de seguimiento y el sistema de control. En esta sección, se han revisado los estudios publicados referentes al campo de helióstatos además de una breve descripción de los resultados obtenidos. De igual manera, se esbozan los métodos o técnicas propuestas y utilizadas para la mejora tanto de los helióstatos como de su rendimiento en el campo.

4.1. Helióstatos y el diseño

4.1.1. Conceptos básicos

El campo solar se compone de un gran número de espejos de seguimiento, llamados helióstatos. Un solo helióstato incluye un conjunto de espejos, un sistema de seguimiento, un marco, una base de la estructura y un sistema control. El diseño básico de un solo helióstato se ilustra en la Figura 4. **1**. El rendimiento del campo de helióstatos es función de la eficiencia óptica. El Efecto coseno, el efecto sombra, el efecto de apantallamiento, la reflectividad imperfecta del espejo, la atenuación atmosférica, y los

desbordes sobre el receptor son los principales factores que afectan a la eficiencia óptica de los heliostatos (30). Es bien conocido que la mitad del coste total de la inversión y alrededor del 40% del total de las pérdidas de energía se atribuyen al campo de heliostatos. Es entonces esencial optimizar su diseño para reducir el coste y así mejorar la eficiencia global de la planta solar (33), (30).

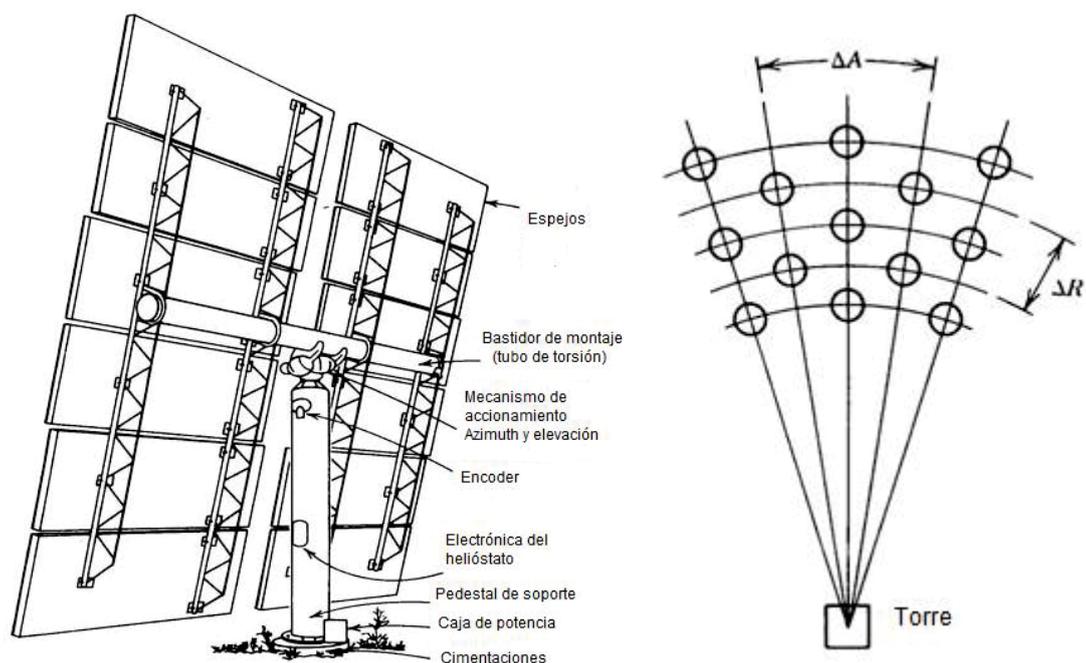


Figura 4. 1 Concepto básico de un heliostato (izqda.). Diseño radial de heliostatos escalonados (dcha.) (74)

4.1.2. Diseño

Siala y Elayeb (90) han presentado un modelado matemático de un método gráfico para evitar el apantallamiento de heliostatos en una disposición radial escalonada. En el método propuesto, el campo está dividido en ciertos grupos de heliostatos para aumentar su densidad. Los autores anunciaron que el método es una simple comparación sobre el procedimiento de células-inteligentes.

Para la colocación de los heliostatos, Sánchez y Romero (91) propusieron un nuevo procedimiento, denominado Yearly Normalized Energy Surface

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Campo de helióstatos

Jordi García Portolés

(YNES). En este método, el posicionamiento de helióstatos se determina utilizando la radiación solar directa anual disponible en cualquier ubicación. Los resultados desprendidos son estrictamente similares a los que proporcionan los códigos WinDelsol y SOLVER, sin embargo, la eficiencia óptica anual debe ser calculada por el método de trazado de rayos, y por lo tanto, el procedimiento requiere de mucho tiempo.

Wei et al. (92) unió la técnica de trazado de rayos con un algoritmo de búsqueda paramétrica para calcular la eficiencia óptica y para optimizar el diseño del campo de helióstatos. En el uso de este método se han investigado cuatro tipos de diseño diferentes, “campo de maíz” Norte-sur, Norte-Sur escalonado, “campo de maíz” Radial y Radial escalonado o “tres bolillo”, y se encontró que la disposición del “campo de maíz” Norte-Sur era la más adecuada para una planta solar de 1 MWe emplazada en China.

Wei et al. (93) han desarrollado un nuevo método y un código más rápido para el diseño de distribuciones de helióstatos llamado HFLD (Heliostat Field Layout Design). En este método, la optimización de campo de helióstatos se basa en la geométrica de abertura del receptor y en un factor de eficiencia. Aplicando esta técnica a la central PS10, se propuso una nueva distribución tan buena como la que está actualmente implantada.

Wei et al. (94), han detallado formulaciones matemáticas de seguimiento y técnicas de trazado de rayos con el objetivo de obtener una alineación de los helióstatos. Para este fin han creado e incorporado un nuevo módulo de análisis de helióstatos con una superficie asimétrica en el código HFLD y compararon los resultados simulados con el ya conocido software Zemax obteniendo una buena concordancia.

Wei et al. (95) han implementado en el código HFLD un módulo para el diseño y análisis de un campo de helióstatos en forma esférico toroidal. Han encontrado que el campo de helióstatos toroidal tiene un mayor rendimiento

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Campo de helióstatos

Jordi García Portolés

que el de helióstatos esférico si el sistema de diseño y seguimiento son ideales.

Wei et al. han desarrollado e incorporado un nuevo módulo para el sistema de receptor central "Beam down" en el código HFLD, basado en el método de trazado de rayos. La planta de energía seleccionada para el estudio ha consistido en 3 helióstatos y un reflector hiperboloide. Han obtenido una buena concordancia entre los resultados logrados y los proporcionados por el conocido software Zemax. (96)

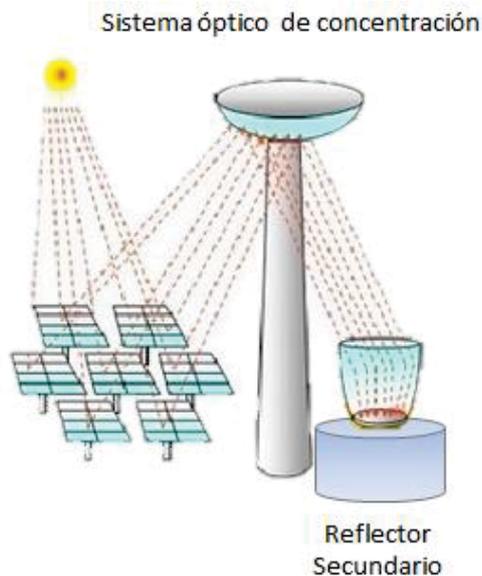


Figura 4. 2 Ejemplo de sistema de receptor central "Beam down"

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Campo de helióstatos

Jordi García Portolés

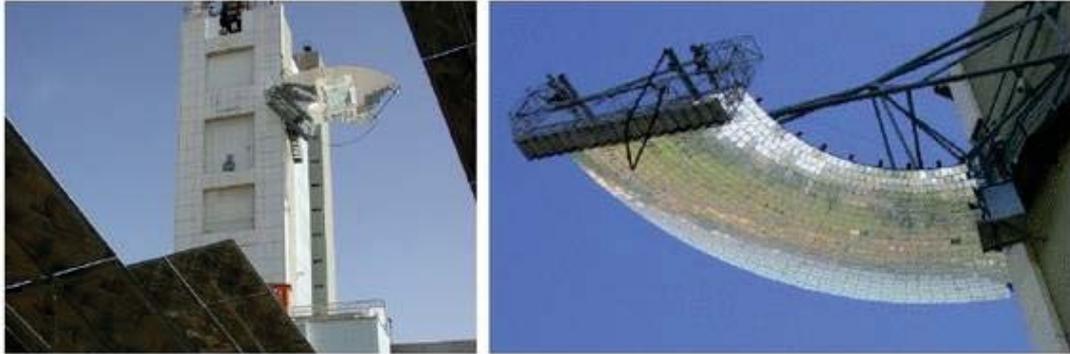


Figura 4. 3 Receptor central "Beam Down" en el Instituto Weizmann

Zhang et al. (97) han definido un nuevo factor llamado "eficiencia de la disponibilidad de la tierra". Este factor se ha utilizado para posicionar de manera óptima los helióstatos de una planta solar de torre de 1MW. Concluyó que esta técnica proporciona una eficiencia anual del 71,36% cuando se incorpora en el código HFLD.

Augsburger y Favrat (98) han estudiado la termo-economía del campo de helióstatos con el objeto de encontrar los parámetros de diseño de una planta solar de torre que ofrezca un mejor rendimiento. Concretamente se han fijado en los parámetros de la eficiencia, en los costes de inversión y en los beneficios ambientales.

Collado (99) ha desarrollado un modelo simplificado para ser utilizado en estudios preliminares de campo de helióstatos circundantes y ha comparado su trabajo, con éxito, con datos de la planta piloto SolarTres.

Utamura et al. (100) han propuesto una metodología para obtener un diseño óptimo de un grupo de helióstatos para un receptor central "beam down". Han encontrado que, debido al efecto de desbordamiento, las pérdidas ópticas llegan a ser significativas en helióstatos localizados a una distancia de más de cuatro veces la altura de la torre.

Wang y Wei han propuesto un diseño de 100 helióstatos para una planta solar de torre de 1 MW de potencia localizada en China. (101)

López-Martínez et al. (102) han estimado por ordenador un factor de cobertura al paso de las nubes por el campo helióstatos. Ellos han sugerido que algunos helióstatos dejen de funcionar para reducir la temperatura del receptor antes de ser cubiertos por las nubes, y por lo tanto, prevenir al receptor de una tensión térmica excesiva.

4.1.3. Experimentos

Wang et al. (103) han medido experimentalmente los efectos del viento en un área de 100m² en los helióstatos de Dahan bajo varias condiciones de dirección vertical y horizontal del viento. Han encontrado que la presión del viento es máxima en cada punto probado y existe un bloqueo a una velocidad del de viento 14m/s. Esta última se ha utilizado para estimar el desplazamiento máximo y la tensión en la estructura de los helióstatos.

Chen et al. (104) han diseñado, construido y probado el primer prototipo de un helióstato de 4m² “non-imaging focusing”. Según sus investigaciones, usando este prototipo, un sistema de horno solar alcanza, con éxito, una temperatura de 3.400 ° C en la entrada.

Schell (105), ha diseñado, construido, probado, calibrado y obtenido el rendimiento de los campos de helióstatos en eSolar enfocado al diseño de bajo coste, alto volumen de fabricación y facilidad de instalación.

Fernández-Reche (106) ha llevado a cabo un análisis estadístico de la reflexión en el campo de helióstatos de la Plataforma Solar de Almería (PSA) con el fin de determinar el número mínimo de medidas necesarias para proporcionar una reflectancia total y señaló que la metodología es útil para otros sistemas solares térmicos tales como los colectores cilindro-parabólicos y los platos.

Collado (107), ha examinado la exactitud de UNIZAR y el modelo de análisis de densidad de flujo HFCAL comparando su rendimiento con la medición de densidades de flujo enviadas por 10 helióstatos alineados fuera del eje

sobre un plano vertical en el receptor PSA. Ha llegado a la conclusión de que tanto HFCAL como UNIZAR son herramientas eficientes para simular las imágenes energéticas de los helióstatos, aunque UNIZAR es menos sencilla y ligeramente menos precisa que la anterior.

4.1.4. Mejoras

Noone et al. (108) han propuesto una nueva disposición en el campo en forma de espiral filotaxis basada en un enfoque de discretización de helióstatos. Ellos compararon los resultados del diseño propuesto con el campo actual de PS10 que se encuentra dispuesto en una configuración radialmente escalonada “tres bolillo”, así como, con los resultados simulados por Wei et al. (93). Concluyeron que un diseño en espiral permite colocar helióstatos en posiciones de alta eficiencia en el campo, y por lo tanto, ofrecer mayor eficiencia óptica, reducir significativamente la superficie de uso y nivelar el coste energético LEC. En la Figura 4.4 se muestran las comparaciones realizadas.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Campo de heliostatos

Jordi García Portolés

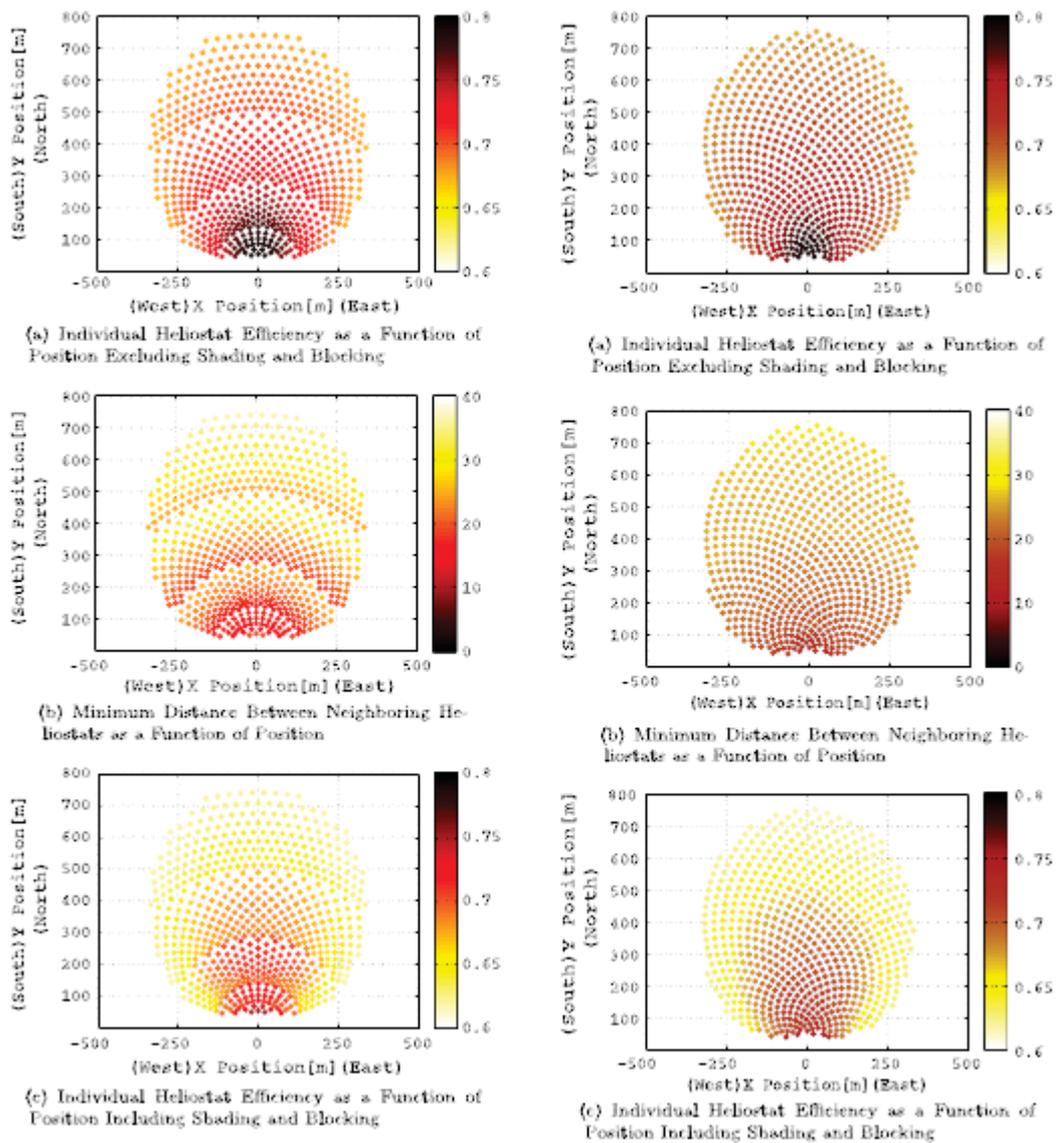


Figura 4.4 Densidad de campo y la eficiencia óptica de diseño radial escalonado (a la izquierda) y el diseño espiral filotaxis (derecha). (108)

Leonardi y Aguanno (109) han desarrollado un código para evaluar el rendimiento óptico de un campo solar compuesto tanto por heliostatos cuadrados como circulares de diversos parámetros geométricos llamado CRS4-2. Han introducido a continuación, un nuevo factor llamado función característica que depende de los ángulos del zenit y del acimut. Este factor ha sido aplicado a la estimación del total de la energía recogida por el campo, mientras que los efectos de sombreado-apantallamiento han sido

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Campo de helióstatos

Jordi García Portolés

determinados por un mosaico de helióstatos. Además de las comparaciones de los sistemas de energía solar térmica de concentración, el código va a ser extendido al análisis de configuraciones multi-torres, y también a multi-aberturas y receptores “beam down”.

Danielli et al. (110) han introducido un nuevo concepto llamado Micro-Torres Concatenadas (Concatenated micro-towers, CMT). Han comparado su rendimiento con el de una configuración más grande y han puesto de manifiesto que la CMT con una asignación dinámica del receptor puede mejorar la eficiencia óptica anual en un 12-19%.

Pitz-Paal et al. (111) han unido un algoritmo genético con el algoritmo de Nelder-Mead con el objetivo de diseñar campos de helióstatos para procesos termoquímicos de alta temperatura en la producción de combustibles. Han encontrado que el proceso químico seleccionado tiene un fuerte impacto en el diseño del campo y su rendimiento.

Collado (112) ha desarrollado un método radial escalonado simplificado “tres bolillo” para campo de helióstatos circundantes en el que utiliza sólo dos parámetros para su optimización, un factor de bloqueo y una distancia de seguridad adicional, necesaria para la instalación y el mantenimiento. Ha confirmado que el método de la celda-inteligente Houston (UHC-rCell) necesita algunas mejoras para hallar una distancia radial y acimutal media óptima del campo de helióstatos.

Collado y Guallar han descrito parcialmente un código nuevo, llamado “campo”. Este código está destinado a ser utilizado para resolver el complejo problema del diseño optimizado de los campos de helióstatos, realizando una evaluación precisa de la sombra y el factor de apantallamiento de los helióstatos colocados en una configuración escalonada radial. Han comparado el diseño optimizado resultante al de la planta Gemasolar con buena concordancia. (113)

Chen et al. (114) han desarrollado y construido una segunda generación del helióstato “focusing non-imaging”, tres veces más grande que la primera generación.

Vázquez (115), ha analizado la estructura mecánica y el seguimiento de los helióstatos SENER. Se ha desarrollado el código SENSOL que podría utilizarse para el diseño de la estructura de helióstatos, teniendo en cuenta las cargas de viento. Además propuso un nuevo diseño de helióstatos SENER más ligero y equipados con un sistema de seguimiento más barato.

Augsburger y Favrat (116) se han centrado en los efectos del paso de las nubes sobre el campo de helióstatos, en la distribución del flujo en el receptor. A continuación, se propone una estrategia para poner en funcionamiento/dejar de funcionar progresivo de los heliostatos para garantizar transitorios regulares. El estudio se aplica al caso de un campo de helióstatos circular como el presente en Gemasolar con un receptor cilíndrico.

Ballestrin y Marzo (117) se han interesado por las pérdidas de la atenuación de la radiación solar entre los helióstatos y el receptor. Se han comparado los resultados de las simulaciones de tres softwares, MODTRAN, DELSOL y MIRVAL, a la obtenida por el modelo Pitman y Vant-Hull (118). Han considerado dos tipos de atmósferas, la rural (visibilidad de 23km) y la pobre (5km de visibilidad), y llegaron a la conclusión que el software MODTRAN es más preciso y versátil que DELSOL y MIRVAL bajo diversos tipos de clima.

4.2. Sistema de seguimiento y control

4.2.1. Conceptos básicos

El sistema de seguimiento del sol de un helióstato puede ser clasificado ya sea como sistema de bucle abierto o cerrado (15). El sistema de bucle abierto se basa en fórmulas astronómicas relativas a la posición del sol y a la geometría del sistema. Este sistema es fiable, de bajo coste y se

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Campo de heliostatos

Jordi García Portolés

recomienda para grandes campos debido a que el campo de heliostatos se encuentra controlado mediante ordenador. Por otra parte, el sistema de bucle cerrado utiliza un sensor para realizar el seguimiento del sol. Este sistema es más preciso y muy útil para pequeños campos de heliostatos. Sin embargo, este sistema adolece de un bajo rendimiento durante períodos lluviosos. Generalmente se aplican dos métodos de seguimiento solar en CRS, el acimut-elevación (A-E) y giro-elevación (S-E) (16) como se ve en la Figura 4. 5.

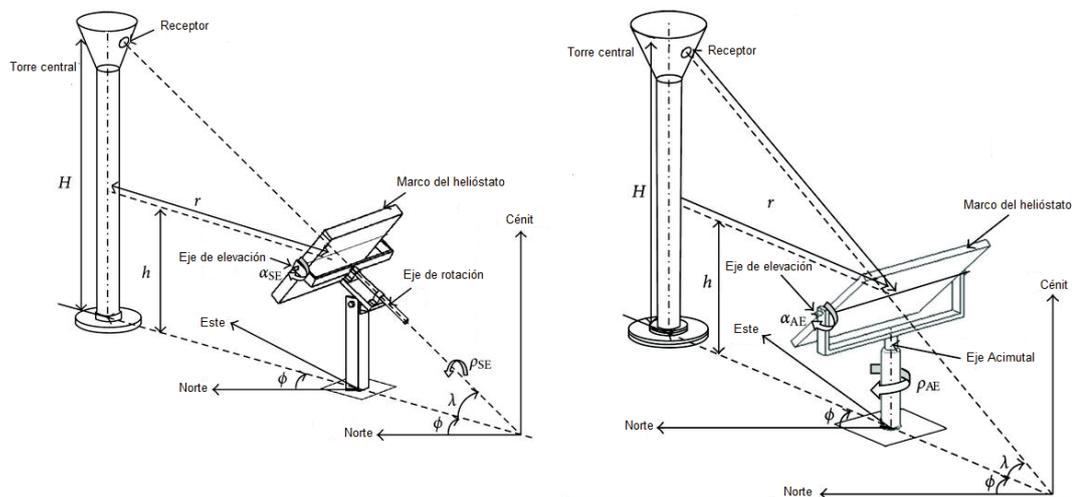


Figura 4. 5 Rotación-elevación (izquierda) y el acimut-elevación de métodos de seguimiento (a la derecha) (119)

En comparación con A-E el método de seguimiento S-E permite la recogida de más energía solar en el receptor y reduce las pérdidas por desbordes en un 10-30% (16).

4.2.2. Diseño

Chen et al. (120) han analizado el rendimiento óptico de los dos métodos diferentes de seguimiento del sol para un solo heliostato y para un campo de heliostatos. Se ha considerado el caso de geometría fija "non-imaging focusing" en un heliostato usando el eje de rotación-Elevación (S-E) y el caso de un heliostato de geometría esférica usando el eje Acimut-Elevación (A-E). Han encontrado que el sistema de seguimiento de S-E puede reducir

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Campo de helióstatos

Jordi García Portolés

las pérdidas por desborde del receptor en un 10-30% y, además, el seguimiento S-E proporciona luz solar concentrada mucho más uniforme en el receptor sin grandes variaciones con respecto a la hora del día en comparación con la de un sistema A-E.

Chong y Tan (121) han detallado en un estudio comparativo sobre el rango de movimiento de un sistema de seguimiento de S-E y otro A-E para un solo helióstato y para un campo de helióstatos. Han llegado a la conclusión que el consumo de energía anual del método de seguimiento S-E es menor que el método A-E.

Chen et al. (122) han obtenido una nueva fórmula de seguimiento del sol para un helióstato “non-imaging focusing” que no tiene ninguna geometría óptica fija basada en el concepto de la no formación de imágenes ópticas para enfocar la radiación solar directa en el receptor.

Liang et al. (123) han propuesto un sistema de control de lazo abierto para el seguimiento de helióstatos basándose en fórmulas astronómicas para calcular los ángulos del cenit solar y el acimut con una precisión 0.052 mrad, teniendo en cuenta los errores que se producen durante la instalación del helióstato.

Badescu (124), ha investigado el error de seguimiento de helióstatos en la distribución de la radiación solar concentrada en el receptor. Ha comparado los resultados obtenidos con los datos de las mediciones de Kosuke Aiuchi et al. (125). Se ha deducido que algunos modelos empíricos de distribuciones de probabilidad, como Gauss y la aproximación uniforme de distribución tienen muchas ventajas en la práctica.

Jones et al. (126) han desarrollado el denominado sistema de medición V-disparo para medir las pendientes locales de un espejo de helióstatos mediante la exploración con un haz de láser, de este modo se puede

detectar el punto de incidencia del haz reflejado y calcular la resultante normal a la superficie.

Chen et al. (127) han presentado el algoritmo y la metodología de análisis de aberración residual del enfoque de los helióstatos no-imagen "non-imaging focusing".

Moeller et al. han presentado una estrategia de control para la detección del paso de las nubes. El sistema de control pone los heliostatos en posición de espera, y luego vuelven automáticamente a su orientación original después que las nubes hayan pasado (128).

4.2.3. Experimentos

Aiuchi et al. (125) han diseñado, construido y probado la precisión de un sistema foto-sensor de seguimiento solar para controlar helióstatos mediante una adición de una montura ecuatorial añadida a dos sensores que mantienen estable el seguimiento en un cielo nublado. Lograron un seguimiento solar con un error de 0.6 mrad con tiempo despejado. No obstante, el error es mayor durante períodos nublados y por lo tanto cuanto mayor son las pérdidas de energía.

Kribus et al. (129) han probado, en el campo de helióstatos del Instituto Weizmann, un sistema de control de lazo cerrado. Este sistema de control corrige automáticamente el error de seguimiento a través de una medición dinámica del desbordamiento, la detección de un error enviando mensajes instantáneos, y la retroalimentación devuelve una señal de corrección al algoritmo de seguimiento que puede llegar a la precisión de 0.1 mrad.

Ulmer et al. (130) han diseñado, implementado y probado, en el campo de helióstatos de CESA-1, un sistema de medición automática de desviación de la pendiente de helióstatos que se basa en la reflexión de patrones regulares en la superficie del espejo y sus distorsiones debidas a errores en la superficie. El método ofrece una ganancia significativa en la velocidad y

manipulación y proporciona mejores predicciones del rendimiento del campo de helióstatos con una alta resolución de cerca de 1 millón de puntos por helióstatos y tiempo de medición de 1min/helióstato. Por otra parte, se puede utilizar para medir otros concentradores solares tales como colectores de plato y cilindro-parabólicos.

4.2.4. Mejoras

Arqueros et al. (131) han sugerido el uso de la reflexión de una estrella en el espejo por la noche para mover el helióstato con el fin de obtener información suficiente para determinar la normal a la superficie local en varios puntos en el reflector.

Berenguel et al. (132) han utilizado una técnica de visión artificial y una cámara B/CMCD para corregir y controlar la compensación en el posicionamiento de helióstatos de una manera automática. El sistema de control propuesto permite la eliminación de la regulación manual.

Mehrabian y Aseman (133) han desarrollado un algoritmo de programación por ordenador para la evaluación de los ángulos típicos de los helióstatos individuales. El algoritmo se puede utilizar en control de lazo abierto y para predecir el bloqueo y el efecto de sombreado del campo de helióstatos.

Bonilla et al. (134) han combinado un modelo híbrido de campo de helióstatos y un modelo anidado para manejar la simulación en tiempo real, la comunicación entre el simulador del campo de helióstatos y el software de control del campo de helióstatos eFiCo. Los autores también mostraron algunas técnicas para mejorar el rendimiento de la simulación.

Roca et al. (135) han diseñado, simulado y probado un controlador automático que emplea la temperatura media de un reactor de hidrógeno como retroalimentación y selecciona los helióstatos para que se concentren o se posicionen fuera de foco, con el objetivo que el reactor CRS-hidrógeno esté dentro los márgenes de seguridad y para eliminar el control manual de

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Campo de helióstatos

Jordi García Portolés

los helióstatos. Los resultados experimentales en Hydrosol de las instalaciones de CIEMAT-PSA han sido muy prometedores.

5. Receptores Solares

En un CRS, el receptor solar es el intercambiador de calor donde la radiación solar es absorbida y transformada en energía térmica útil mediante sistemas de conversión de energía. Hay diferentes criterios de clasificación de los receptores solares, dependiendo de la configuración geométrica y los materiales absorbentes utilizados para transferir la energía al fluido de trabajo. En este estudio, los receptores se clasifican en tres grupos ampliamente utilizados en el sistema de receptor central, es decir, receptores volumétricos, receptores de cavidad y receptores de partículas. En este apartado se presentan los resultados de numerosos artículos relacionados con el diseño, experimentos y mejoras de receptores.

5.1. Receptor volumétrico

5.1.1. Concepto básico

Los receptores volumétricos consisten en tubos porosos ya sean de metal o de cerámica. Un buen receptor volumétrico produce el llamado efecto volumétrico, que significa que la parte irradiada del absorbedor está a una temperatura más baja que la parte media y la salida del mismo (30). La

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Receptores Solares

Jordi García Portolés

estructura porosa actúa como intercambiador de calor por convección donde de HTF (en particular aire) se ve obligado a absorber la irradiación solar directa por el modo de transferencia de calor por convección (30). En las Figura 5. 1, Figura 5. 2 y Figura 5. 3 se muestran ejemplos de funcionamiento de diferentes tipos de receptores volumétricos.

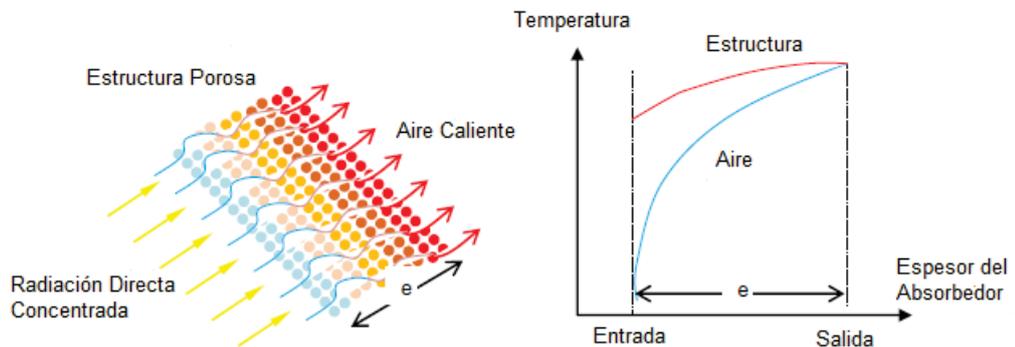


Figura 5. 1 Efecto del paso del aire en un receptor volumétrico.

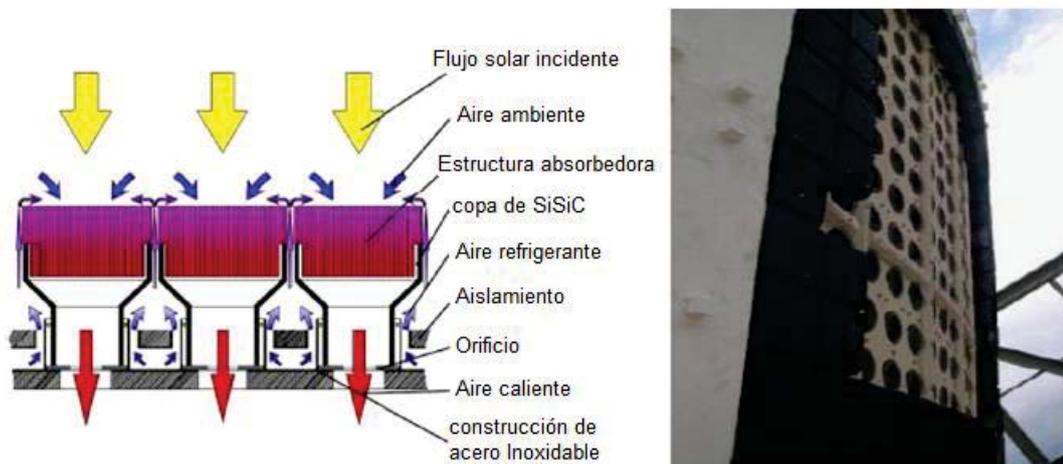


Figura 5. 2 Receptor volumétrico utilizado en Hitrec y proyectos Solair (a la izquierda), el receptor solar en PSA (derecha) (51) (experimentos).

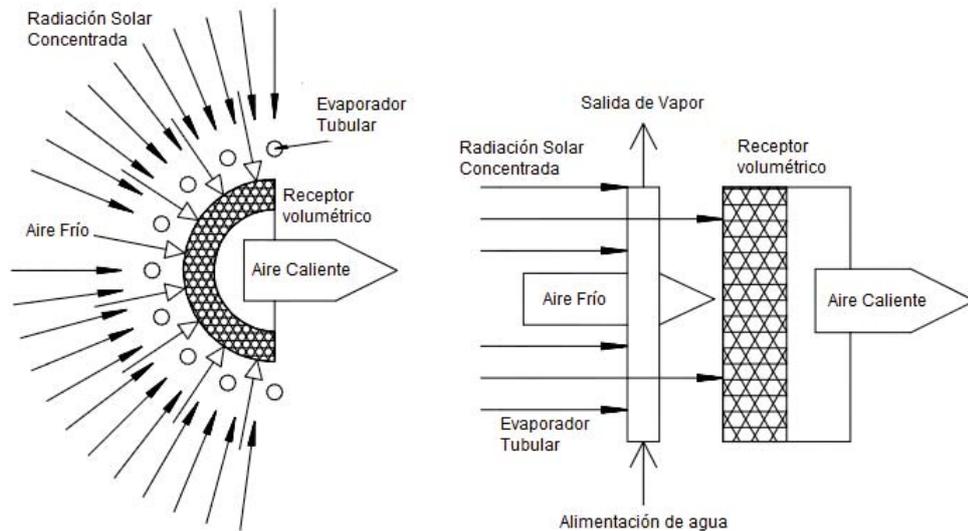


Figura 5. 3 Vista superior de receptor volumétrico-tubular dual (mejora sugerida) (136)

5.1.2. Diseño

Avila-Marin (51), ha presentado un análisis detallado de más de veinte receptores volumétricos incluidos su diseño, materiales que los componen y rendimiento. Posteriormente fueron clasificados en cuatro grupos basados en la presión de aire y el tipo de material: dos grupos de receptor de bucle abierto (Phoebus-TSA y SOLAIR) y dos grupos de receptores de bucle cerrado (DIAPR y Refos).

Sani et al. (137) han investigado el uso de muestras de cerámica de carburo de circonio como absorbentes en plantas de energía solar. Han llegado a la conclusión que los receptores basados en cerámica -ZrC de ultra alta temperatura, tienen una emisividad inferior a los de SiC ya utilizados en receptores volumétricos solares.

Kribus et al. (138) han utilizado un flujo de gas inestable en un receptor volumétrico para descubrir regiones donde se puede producir

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Receptores Solares

Jordi García Portolés

sobrecalentamiento y como consecuencia causar fallas locales, tales como fusión o formación de grietas.

Becker et al. (139) han estudiado de forma teórica y numérica el comportamiento del flujo en materiales porosos e indicado que los receptores volumétricos con una alta conductividad térmica, una caída de presión cuadrática y una alta proporción de coeficiente de permeabilidad viscosa hacia un coeficiente de permeabilidad inercial conducen a un flujo estable.

Marcos et al. (140) han estudiado el efecto de los parámetros geométricos en el ratio de retorno de aire ARR (Air Return Ratio) en un receptor volumétrico y obtuvieron un valor promedio mayor del 70%. Han llegado a la conclusión que nuevas mejoras en el diseño deben tener en cuenta la arista del receptor, el viento lateral y el ángulo de inyección de aire.

Villafán-Vidales (141) ha analizado numéricamente la transferencia de calor en un receptor volumétrico construido de espuma cerámica porosa empleada en un reactor solar termoquímico para la producción de hidrógeno. Se han validado los resultados de la simulación con datos experimentales de un reactor de prueba en un horno solar. El autor ha presentado también que la longitud del receptor tiene una débil influencia en la distribución de la temperatura del fluido y de las fases sólidas. Por otra parte, se ha encontrado que el tamaño de la celda de espuma no afecta considerablemente a las distribuciones de temperaturas tanto en la espuma como en el líquido.

Wu (142) ha desarrollado un modelo macroscópico de estado estacionario para la distribución de temperaturas en un receptor volumétrico de espuma cerámica. Se ha examinado el efecto de numerosos parámetros de diseño y propiedades de material sobre la distribución de la temperatura del fluido y fases sólidas por comparación con los datos experimentales de (143). Ha llegado a la conclusión de que el flujo de calor está fuertemente relacionado

con el medio fluido y se obtiene una distribución adecuada para espesores de espuma cerámica de 1-3mm.

He et al. (144) han introducido un nuevo método y unificado el código Monte Carlo Ray-Trace (MCRT) para calcular la distribución de la densidad de flujo de energía en un receptor solar volumétrico con un concentrador secundario. Ha aplicado el método propuesto para predecir proceso de conversión fototérmica de la energía solar. Luego han encontrado un error del 10% al comparar los resultados numéricos con los datos medidos y los resultados de la simulación de Buck et al. (145) (146).

Wu (147), ha investigado numéricamente el coeficiente de transferencia de calor convectivo entre el flujo de aire y la espuma cerámica porosa de un receptor volumétrico. Se ha propuesto una nueva correlación como función del tamaño de celda válida para el rango de la porosidad de $0.66 < \epsilon < 0.93$ y número de Reynolds en el rango de $70 < Re < 800$. Sus resultados corroboraron los datos experimentales de Younis y et al. (148).

Fricke (149) ha propuesto un sistema de almacenamiento térmico para proteger el receptor solar durante las condiciones transitorias, alimentando al receptor con el fluido de transferencia de calor caliente cuando se produce un cambio rápido en la intensidad de la radiación.

5.1.3. Experimentos

Sciti et al. (150) han llevado a cabo experimentos para examinar el potencial de la cerámica, el hafnio y los diboruros de circonio cuando se utilizan en los receptores solares de alta temperatura. Se han medido los espectros de reflectancia desde los ultravioleta (UV) a las regiones de longitud de onda del infrarrojo medio (MIR) de una semiesfera a temperatura ambiente. Han llegado a la conclusión que la familia de los diboruros tienen rendimiento de absorción solar muy alto debido a la mayor absorción que se sitúa por encima de la emitancia en comparación con SiC.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Receptores Solares

Jordi García Portolés

Fend et al. (143) han hecho estudios comparativos entre las propiedades termo-físicas y la transferencia calor de seis materiales porosos utilizados en receptores solares volumétricos. Ellos han concluido que la combinación de materiales de alta superficie específica y porosidad con buena conductividad térmica (portador de catalizador eg.SiC) mejora el rendimiento del receptor aunque los materiales basados en materiales cerámicos todavía ofrecen una mejor solución.

Fend et al. (151) han analizado dos materiales de alta porosidad que son adecuados para receptores volumétricos. La espuma metálica de diferente densidad celular se ha investigado. Los resultados obtenidos han demostrado que la doble capa de carburo de silicio de la espuma metálica tiene mejor rendimiento que una sola capa.

Albanakis et al. (152) han comparado experimentalmente la transferencia calor y la caída de presión de las espumas de níquel y de metal inconel cuando se utiliza como receptor solar volumétrico y se reveló que la caída de presión y la transferencia de calor de la espuma de níquel son más altos que los del metal inconel.

Wu et al. (153) han investigado experimentalmente y numéricamente la caída de presión en la espuma de cerámica empleada en receptor volumétrico teniendo en cuenta diez tipos de estructuras de espuma de cerámica. Ellos han encontrado una nueva correlación de caída de presión que es más preciso que los existentes.

García-Martín et al. (154) han desarrollado e implantado, en la Plataforma Solar de Almería (PSA), un sistema de control automático que permita la distribución apropiada de la temperatura en un receptor volumétrico, fundamentado en una base de conocimiento heurístico sobre la estrategia de control de los helióstatos. También han informado de los detalles de las pruebas y los resultados.

5.1.4. Mejoras

Lenert y Wang (155) han presentado un modelo combinado y un estudio experimental para optimizar el rendimiento de un receptor volumétrico cilíndrico de nano-fluidos. Sus resultados sugirieron que la optimización de los nano-fluidos tienen un potencial significativo como receptores de sistemas CSP porque se espera que sus eficiencias excedan un 35% cuando se acople a un ciclo de conversión de energía.

Cheng et al. (156) han desarrollado un método de modelado numérico general y un código casero unificado con la MCRT para simular el proceso de conversión térmica del receptor volumétrico presurizado Refos-SOLGATE. Se ha señalado que el hecho de la no uniformidad en la distribución de densidad de flujo de radiación es muy significativa, sino que podría alcanzar el máximo en la zona centro izquierda cerca del eje de simetría, y el mínimo cerca de la pared del recipiente a presión, con el orden de magnitud de 8 y 3, respectivamente. La herramienta de diseño y simulación propuesta es muy potente para la simulación de otros sistemas de CSP y es capaz de proporcionar información sobre el comportamiento de muchos parámetros y fenómenos difíciles de estudiar experimentalmente.

Cheng et al. (157) ha combinado el método de volúmenes finitos (FVM) y el método Monte Carlo Ray Tracing (MCRT) para examinar los efectos de los parámetros geométricos del concentrador parabólico compuesto (CPC) y las propiedades del absorbedor poroso en el rendimiento del proceso de conversión de energía solar en un receptor volumétrico presurizado (PVR). Ha llegado a la conclusión de que la abertura de salida tiene efectos mucho más grandes sobre las características y el rendimiento del PVR que el de la abertura de entrada de CPC con un ángulo de aceptación constante.

Veeraragavan (158), ha desarrollado un modelo de análisis a través de la combinación de coeficientes de pérdidas radiativas y convectivas para evaluar el efecto de las características del diseño y de la radiación solar

sobre el rendimiento de receptor volumétrico con nano-partículas-HTF. Ha seleccionado el fluido de transferencia de calor VP-1 con nano-partículas de grafito en suspensión como caso de estudio. Los resultados obtenidos han sido muy interesantes. A continuación, señaló que el modelo propuesto es una buena herramienta para optimizar la eficiencia de varias configuraciones de receptores.

Arai et al. (159) han considerado el calentamiento radiativo transitorio de un líquido semitransparente en suspensión en los receptores solares más altos. Ellos han encontrado que receptor volumétrico con tales medios fluidos tendrían un mayor rendimiento.

Buck et al. (136) han desarrollado un receptor híbrido compuesto por un tubo absorbedor y un receptor volumétrico abierto. Se han comparado su desempeño con el de PS10 receptor de vapor saturado. Los autores han indicado que el nuevo concepto ofrece muchas ventajas; en particular, la reducción de la tensión termo-mecánica inducida por las variaciones en la medida de la sección de evaporación durante los transitorios como ha ocurrido en la planta Solar One. Ellos han indicado que el receptor propuesto podría mejorar la energía anual neta un 27% en comparación con el sistema de calefacción solar de aire.

García-Casals et al. (160) han estudiado la posibilidad de mejorar el funcionamiento del receptor volumétrico de conducto a través del análisis el efecto de numerosos parámetros de diseño, en particular, la selectividad de mecanismos. A diferencia de A.Kribusetal. (138) y Pitz-Paaletal. (161), han mostrado que el diseño del absorbedor modular con pequeños tamaños no es necesario porque el receptor de conducto parece ser inherentemente estable.

Pritzkow (162) ha simulado el comportamiento dinámico del receptor volumétrico durante los períodos nublados. A continuación, ha propuesto un atenuador para proteger al receptor de condiciones transitorias y nubes.

5.2. Receptor de Cavidad Solar

5.2.1. Conceptos básicos

En un receptor de cavidad, la radiación reflejada por los helióstatos pasa a través de una abertura en una estructura en forma de caja antes que incida sobre la superficie de transferencia de calor.

5.2.2. Diseño

James y Terry (163) han investigado el comportamiento térmico de cinco receptores de cavidad con diferentes geometrías que comprenden la esférica, hetero-cónica, cónica, cilíndrica y elíptica. Ellos han encontrado que el ángulo de borde y la geometría de la cavidad tienen un fuerte efecto sobre la eficiencia de absorción de energía.

Zhilin et al. (164) han proporcionado una visión general del diseño básico de un receptor de cavidad de aire. Ellos también han presentado los datos del diseño de la primera turbina solar de gas híbrido de muestra de 70 kW en Nanjing, China.

Yu et al. (165) Evaluaron y simularon el comportamiento dinámico de un receptor cavidad solar para un rango completo de condiciones de operación utilizando un modelo combinado que principalmente combina el proceso de conversión de la radiación de calor y tres parámetros de transferencia de calor. También ha puesto a prueba el efecto del viento y el DNI en el rendimiento del receptor de DAHAN. Sus resultados muestran que el ángulo del viento o de la velocidad, obviamente, pueden influir en las pérdidas térmicas.

Fang et al. (166) han descrito una metodología para la evaluación del comportamiento térmico de un receptor solar de cavidad de vapor saturado en un entorno con mucho viento. Para este fin, el método de Monte-Carlo, las correlaciones del flujo de transferencia de calor de ebullición y el cálculo

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Receptores Solares

Jordi García Portolés

de campo de flujo de aire se acoplaron para evaluar la energía solar absorbida. Llegaron a la conclusión que la velocidad del aire alcanza el valor máximo cuando el viento viene desde el lado del receptor. La pérdida térmica del receptor también alcanza el valor más alto debido al lado del viento.

Yang et al. (167) han utilizado la Dinámica de Fluidos Computacional (CFD) para estudiar la distribución de la temperatura, el flujo de calor y las características de transferencia de calor de un tubo receptor de sales fundidas de un sistema de receptor central. Llegaron a la conclusión que la distribución de temperaturas de la pared del tubo y el HTF es irregular y el flujo de calor de la superficie expuesta aumenta con el aumento de la velocidad de la sal fundida.

Sobin et al. (168) han considerado el diseño de la vida cíclica térmica del receptor. Encontraron formas asimétricas en el receptor, causadas por el flujo esperado mediante sistemas de detección adecuados y el control de la intensidad energética.

Li et al. (169) han realizado un modelo térmico en estado estacionario de un receptor de cavidad de sales fundidas de 100kWt. Han analizado el efecto de los parámetros ópticos en el diseño de dicho receptor.

Hinojosa et al. (170) han presentado los resultados numéricos de convección natural y radiación térmica de la superficie de la cavidad abierta basada en la aproximación de Boussinesq.

González et al. (171) han analizado numéricamente la transferencia de calor por convección natural y la radiación térmica de la superficie de un receptor de cavidad cuadrado de dos dimensiones con grandes gradientes de temperatura. Comparando sus resultados con los de Hinojosa et al. (170) y Chakroun et al. (172), han concluido que para grandes gradientes de

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Receptores Solares

Jordi García Portolés

temperatura, es decir, entre 200 K y 400 K, la transferencia de calor por radiación es más importante que la transferencia de calor por convección.

Yang y Yang (173) han examinado la relación entre el rendimiento de la transferencia de calor y la eficiencia de un receptor de tubos de sales fundidas. Ellos han encontrado que el número de Nusselt del tubo espiral es aproximadamente tres veces mayor que la de la tubo liso.

Paitoonsurikarn y Lovegrove (174) han examinado numéricamente tres geometrías diferentes de cavidades. A continuación, han establecido una correlación entre el número de Nusselt para la convección natural.

Dehghan y Behnia (175) han desarrollado un modelo que mezcla tres modos de transferencia de calor en un receptor de cavidad vertical de techo abierto. Han observado que la convección natural es el mayor modo de transferencia de calor.

Boehm y Nakhaie (176) han desarrollado un método “flux-on” para predecir las pérdidas de calor de un receptor de sales fundidas. Compararon el nuevo método con otros métodos numéricos, así como, con los datos experimentales de los Laboratorios Nacionales Molten Salt Electric Experiment (MSEE) con buenos resultados.

Carasso y la Becker (177) han propuesto un método “flux-off” para estimar las pérdidas de calor de un receptor. Se han obtenido que estas últimas son iguales a la variación de entalpía del fluido de trabajo cuando la temperatura de salida de fluido se encuentra en una condición de estado estable.

Kumar Reddy y (178) han desarrollado un modelo 2-D para predecir la pérdida de calor del receptor de cavidad por convección natural. Encontraron que la pérdida de calor por convección es máxima a 0° y disminuye monótonamente con un aumento en el ángulo de hasta 90° .

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Receptores Solares

Jordi García Portolés

Clausing (179) ha presentado un modelo analítico para la pérdida de calor por convección de un receptor de cavidad grande basado en el balance de energía entre el receptor caliente y la transferencia de energía a través de la abertura. Se ha dividido el área interna de los receptores de cavidad en una zona de convección y una zona de estancamiento, para calcular las pérdidas de calor por convección, examinando el efecto del diseño geométrico de la abertura en el coeficiente de transferencia de calor.

Clausing (180) ha comparado los resultados entre las predicciones analíticas (179) y los resultados experimentales de un receptor con una cavidad cúbica obteniendo una buena concordancia.

Taumoefolau et al. (181) han llevado a cabo un estudio exagerado de las pérdidas por convección natural de un receptor de cavidad de calentamiento eléctrico con diferentes ángulos de inclinación que varían de -90° a $+90^\circ$, diferentes temperaturas comprendidas entre 450°C y 650°C y coeficientes de apertura al diámetro de la cavidad entre 0,5 y 1. Los resultados obtenidos fueron concordantes con los resultados experimentales.

Li (182), ha desarrollado un modelo estable que estima fácilmente las pérdidas de calor de los receptores de cavidad.

Ferriere y Bonduelle (183) han propuesto un modelo de parámetros concentrados para el receptor solar de la planta Francesa Thémis. Simularon los parámetros dependientes del tiempo que participan en los balances de energía.

Fang (184), ha propuesto un método iterativo, basado en la técnica Monte-Carlo Ray Tracing, para determinar la temperatura superficial e investigar el funcionamiento de un receptor de cavidad bajo condiciones de viento.

5.2.3. Experimentos

Kribus. et al. (185) han desarrollado y probado experimentalmente un receptor de cavidad solar de múltiples etapas para reducir las pérdidas de calor dividiendo la abertura en etapas separadas de acuerdo con los niveles de distribución de la irradiancia. Ellos han sido capaces de conseguir unas temperaturas de salida del aire de hasta 1000 °C.

Melchior et al. (186) han diseñado, fabricado y probado un receptor de cavidad cilíndrica de 5 kW que comprende un absorbedor tubular, para la realización de una reacción termoquímica. El reactor ha sido diseñado usando un modelo de estado estacionario 2D acoplado los tres modos de transferencia de calor para la cinética química. Se ha resuelto mediante el método Monte Carlo y técnicas de diferencias finitas. El prototipo ha logrado una eficiencia en la conversión de energía solar a química del 28,5% a una temperatura del reactor de 2300K para una entrada de energía solar por unidad de longitud de 40kW / m.

Hahm et al. (187) han fabricado y probado un concentrador de cono combinado con un receptor solar de cavidad en un horno solar en Colonia con el objetivo de compararlo a un receptor de una sola cavidad. Han encontrado que la geometría óptima del cono depende en gran medida del modelo de cavidad.

Yeh et al. (188) han informado de una técnica experimental de modelado con agua como HTF con diferentes densidades. Encontraron que los flujos dentro del receptor de cavidad eran laminares cuando el número de Grashof era del orden de 107, y que hay una transición a turbulento cuando el número de Grashof superó 107.

Chakroun et al. (172) han presentado distintos números de Nusselt experimentales para un receptor de cavidad inclinado, abierto y con esmalte de aluminio en las paredes.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Receptores Solares

Jordi García Portolés

Zhang et al. Realizaron experimentos para investigar el rendimiento térmico transitorio (potencia incidente y velocidad de flujo) de un receptor cavidad de sal fundida de 100 kWt que utiliza como fuente de electricidad la radiación incidente. Obtuvieron que la eficiencia instantánea del receptor en estado pro-estable se ve afectada por la energía de entrada pero no por los cambios en la velocidad de flujo, sin embargo, cuanto más cerca está la potencia de entrada al valor de diseño, es menor la variación de la eficiencia. (189)

Taumoefolau et al. (190) han realizado experimentos, utilizando una fuente de calor eléctrica, para investigar el comportamiento de los receptores de cavidad. Han establecido una relación entre las pérdidas por convección natural y la inclinación del receptor.

Reynolds et al. (191) han estimado numérica y experimentalmente la pérdida de calor de una cavidad trapezoidal con placa caliente para la visualización del flujo. Encontraron que la pérdida de calor estimada por FLUENT estaba sub-determinada, es decir, alrededor de 40% menor que en los resultados experimentales.

Prakash et al. (192) han investigado experimental y numéricamente el estado estacionario de la pérdida de calor por convección desde un receptor de cavidad cilíndrica con mayor diámetro de abertura en relación al diámetro de la cavidad. A continuación, se han propuesto correlaciones del número de Nusselt basadas en el diámetro de la abertura del receptor.

Zhang et al. (193) han aplicado el método de la función de transferencia (TFM) para estimar la temperatura de salida de un receptor de cavidad de sal fundida y se llevaron a cabo varios experimentos para verificar el método. Los autores obtuvieron un error relativo del 14,69% cuando se acumuló una fuerte variación en la potencia de entrada. Por consiguiente, se han sugerido algunas mejoras en el modelo para reducir la influencia de la

variación del caudal en los resultados de las pruebas de rendimiento térmico.

Wu et al. (194) han realizado experimentos para examinar las características de transferencia de calor de la sal fundida en un tubo circular. Encontraron una buena concordancia entre los datos experimentales de la sal fundida y las correlaciones numéricas.

5.2.4. Mejoras

Montes et al. (53) han presentado un nuevo diseño para la superficie activa del absorbedor de los receptores de cavidad. En este nuevo diseño, el patrón de flujo del fluido se ha dividido de acuerdo a la simetría del mapa de flujo de radiación. A continuación, puede proporcionar temperaturas uniformes del HTF en la salida de receptor. La irreversibilidad puede también ser reducida por hacer circular el fluido de la región de temperatura más baja a la región de mayor temperatura de la superficie del absorbedor.

Hischier et al. (195) han propuesto un nuevo diseño del receptor, para centrales eléctricas de ciclo combinado, compuesto por dos cilindros concéntricos. Para analizar la distribución de la temperatura y la eficiencia térmica en función de los parámetros geométricos y de funcionamiento, han desarrollado un modelo 2D de estado estacionario combinando los tres modos de transferencia de calor. Han sido capaces de alcanzar una temperatura de salida del aire de 1000°C a 10 bares, y por consiguiente, una eficiencia térmica de 78%.

Teichel et al. (196) han desarrollado un modelo de radiación semi-gris basado en un método propuesto originalmente por Beckman (197) y Gebhart (198), y el uso de factor de vista extendida llamado "F-hat". Este método se ha utilizado para investigar el efecto de la emisividad de la superficie en el rendimiento del receptor solar de cavidad. Los resultados han puesto de manifiesto que la distribución óptima de emisividades en una superficie

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Receptores Solares

Jordi García Portolés

selectiva de dos bandas puede mejorar la eficiencia del receptor un 0,7% en comparación con la emisividad de 0,95 para todas las longitudes de onda.

Con el fin de mejorar el diseño del receptor y la eficiencia, Boerema et al. (54) han comparado las propiedades termofísicas de sodio líquido al fluido de transferencia de calor Hitec mediante un modelo de receptor tubular simple. Hitec es una sal fundida ternaria compuesta por 53% KNO_3 + 40% NaNO_2 +7% NaNO_3 . Los resultados indican que el uso del sodio ofrece la posibilidad de reducir el área de absorción en un 57% y el aumento de la eficiencia absoluta del 1,1%, además de su amplia gama de temperatura de funcionamiento (desde el punto de fusión 97.7°C al punto de ebullición 873°C).

Behnia et al. (199) han investigado la radiación y la convección natural en una cavidad rectangular llena con un fluido no participante. Llegaron a la conclusión que la convección externa debilita la circulación interna, mientras que la radiación refuerza el flujo.

Wu et al. (200) han realizado un estudio numérico 3-D para examinar el efecto del diseño geométrico del receptor de calor de tubo en las características de convección natural. Han propuesto a continuación una nueva correlación exacta del número de Nusselt que pueda estimar las pérdidas de calor por convección natural.

Leibfried y Ortjohann (201) se han centrado en las pérdidas de calor de los receptores de cavidad con distintos ángulos de inclinación. Encontraron nuevas correlaciones propuestas basadas en correlaciones sugeridas por Clausing y Stine.

Fang et al. (202) han desarrollado un modelo computacional para simular el funcionamiento de puesta en marcha de un receptor de cavidad solar de vapor saturado. El receptor seleccionado en su estudio consiste en un prisma de seis lados de tubos absorbedores con la parte superior inclinada y

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Receptores Solares

Jordi García Portolés

las caras inferiores inclinadas. Examinaron tres estrategias iniciales incluyendo el arranque en frío, la puesta en marcha en templado y el arranque en caliente y han obtenido que las pérdidas de calor por convección son muy significativas en esta fase; incluso al final de la puesta en marcha, la pérdida de calor por convección es 1,5 veces más que las pérdidas de calor por radiación.

Balaji y Venkateshan (203) han considerado la convección natural en combinación con la radiación en la superficie de un recinto rectangular de una relación de aspecto diferente lleno de un medio no participante. Ellos han encontrado que, para relaciones de aspecto mayores o iguales a 2, los modos de transferencia de calor por convección y radiación podrían estar desacoplados. Luego se han propuesto correlaciones separadas para la convección y la radiación y un número de Nusselt.

Maffezzoni y Parigi (204) han investigado la dinámica y el control del receptor solar bajo variaciones del flujo. Ellos han propuesto el control de la presión de vapor para evitar tensiones térmicas en el material que pueden conducir al fallo del receptor.

Ben-Zvi et al. (205) han propuesto y analizado un concepto híbrido para el receptor solar que consta de dos partes, una externa para hervir el vapor de agua y una cavidad para su sobrecalentamiento; las dos secciones pueden trabajar por separado y frente a las diferentes partes de un campo de heliostatos (170MWth) que rodea la torre solar más grande de la planta de energía produciendo vapor sobrecalentado a 550°C y la presión de 150 bares, y han logrado una eficiencia térmica del 85% en el punto de diseño.

5.3. Receptor solar de partículas

5.3.1. Concepto Básico

Los receptores de partículas son menos conocidos que otros receptores solares aplicados en torres de energía, pero no por ello menos interesantes. El receptor de partículas, como su nombre indica, utiliza partículas sólidas para absorber la radiación solar directa concentrada que sirven de HTF y medio de almacenamiento. Este tipo de receptor puede alcanzar una alta temperatura. Como el flujo solar es absorbido directamente por el fluido de transferencia de calor los intercambiadores de calor no se necesitan (59). En la Figura 5. 4 se ejemplifica su funcionamiento.

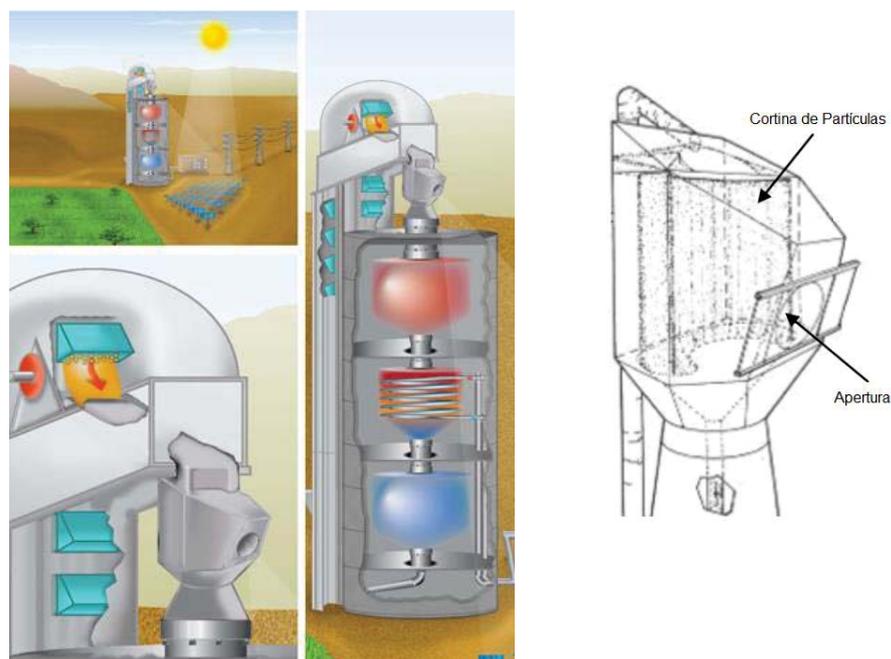


Figura 5. 4 Concepto básico del receptor de partículas sólidas de laboratorios Sandia; un receptor donde las partículas se inyectan en la parte superior central se calientan y se devuelven desde el fondo. (206) (207)

5.3.2. Diseño

Tan y Chen (52) han revisado los receptores de partículas sólidas utilizados en el proceso termo-químico de la disociación del agua en la producción del

hidrógeno. Se han descrito consecuentemente el diseño conceptual, la formulación matemática y los estudios experimentales y numéricos. También se ha analizado el efecto de los factores comunes que afectan al rendimiento del receptor.

Grena (208) simuló la distribución de temperaturas en 3m de caída en un receptor solar de partículas. Descubrió que sus resultados son acordes con los de Chen et al. (209) y Evans et al. (210). Los resultados han demostrado que la temperatura local puede tener una distribución no uniforme dependiendo del tamaño de las partículas y del tiempo de exposición.

Meier (211) ha utilizado CFD para simular la transferencia de calor por convección combinada con la transferencia de calor por radiación en el receptor de partículas de caída híbrido (solar-fósil) de 1,5 MW de una planta de cemento, ha comparado sus resultados con los de Hruby (212). Ha encontrado que las partículas con un diámetro más pequeño que 300µm pueden verse afectadas por corrientes de aire convectivas, así que propusieron aire y ventanas transparentes para reducir las pérdidas convectivas.

5.3.3. Experimentos

Kim et al. (213) han llevado a cabo experimentos a pequeña escala en receptores de partículas sólidas de cortina para determinar la variación de la velocidad, la fracción de volumen de sólidos, el espesor de cortina y opacidad de cortina sobre una altura de caída de 3 metros. También simularon las características de las partículas sólidas con el código MFIX. Los resultados de su simulación estaban en concordancia con los resultados experimentales en términos de velocidad de la partícula al caer y la fracción sólida.

Kim et al. (214) han analizado experimental y numéricamente el efecto del viento sobre la pérdida de partículas en un receptor solar de partículas

pequeño. Para ello, se han tenido en cuenta tres factores, la velocidad del viento, el ángulo de ataque, y la profundidad de la cavidad. Encontraron que un ángulo de ataque de 45 grados, menos de 0,46 m de profundidad de la cavidad, y una velocidad del viento de 6,5 m/s pueden provocar la pérdida de un 10% de partículas, en tanto que el viento con un ángulo de ataque de 90 grados no afecta significativamente a la cortina de partículas.

Bertocchi et al. (215) han investigado experimentalmente la temperatura de salida de un receptor solar de partícula de 80 mm de diámetro de abertura. Han sido capaces de alcanzar 2100 K usando Nitrógeno, 1900 K utilizando CO₂ y 2000 K utilizando aire como medios fluidos. Lograron una eficiencia térmica del 80% en las máximas tasas de flujo másico sin ningún tipo de fallo importante.

5.3.4. Mejoras

Para determinar las características de radiación en un receptor solar de partículas de carbono en suspensión, Klein et al. (216) han desarrollado un modelo que utiliza la teoría de Mie mejorada, teniendo en cuenta las colisiones moleculares en la región de transferencia de energía. Encontraron una buena concordancia entre los resultados de la simulación y los datos experimentales. Llegaron a la conclusión de que las partículas cuyo radio efectivo se sitúa entre 100 nm y 1000 nm son óptimas en la absorción de la radiación solar.

Tan et al. (217) han investigado numéricamente el funcionamiento de receptores solares de partículas sólidas con y sin la protección de las ventanas aerodinámicas “aerowindow”, bajo diferentes condiciones de viento. Llegaron a la conclusión que la “aerowindow” reduce significativamente las pérdidas de energía. En la Figura 5.5 se muestra un esquema de su funcionamiento.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Receptores Solares

Jordi García Portolés

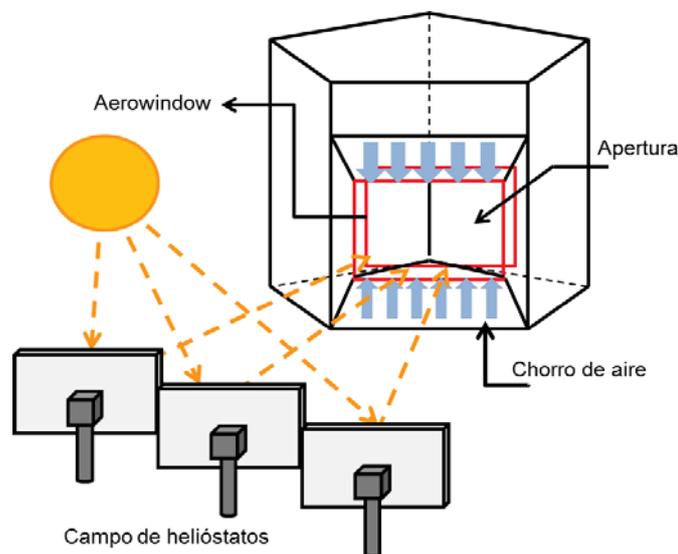


Figura 5.5 Diseño básico de un receptor de cavidad hecha de cinco paneles, una apertura y un "aerowindow" para la protección.

Jafarian et al. (218) han introducido un nuevo proceso químico de combustión híbrido de bucle (CLC), que utilizan las partículas portadoras de oxígeno en un sistema CLC para proporcionar almacenamiento de energía térmica diurna para un receptor CRS de cavidad. El rendimiento del sistema híbrido SCR-CLC se han realizado utilizando el software ASPENPLUS con las composiciones de productos, tomadas en cuenta por el método de minimización de Gibbs con la suposición del comportamiento del gas ideal. Sus resultados han sido validados por los datos de Hongetal. (219), (220) con un error relativo del 6%.

6. Sistemas de conversión de energía

En el sistema de conversión de la energía térmica producida en el receptor se convierte en electricidad con una eficiencia que depende del ciclo termodinámico y el rendimiento de los componentes. Los tres ciclos termodinámicos utilizados son: el Brayton ciclo (SCR-BC), el ciclo de Rankine (SCR-RC) y el ciclo combinado (SCR-CC). Sin embargo, hay que señalar que las operaciones híbridas se utilizan para mejorar el rendimiento. En esta parte, se visualizarán los estudios realizados sobre los SCR-BC, SCR y SCR-RC-CC, así como, la estrategia de control de estos.

6.1. Receptor solar central – sistema de ciclo Brayton (SCR-BC)

6.1.1. Conceptos básicos

El concepto básico de ciclo Brayton-SCR consiste en un campo de helióstatos, una torre con un receptor volumétrico de aire en la parte superior y una turbina de gas adaptada que, por lo general, se instala cerca del receptor para reducir las pérdidas de energía adicionales en las interconexiones (en la salida del compresor y la entrada de la cámara de

combustión). La radiación de la energía solar concentrada en el receptor va a calentar el aire, que fluye a alta presión procedente del compresor de una turbina de gas, hasta 100°C . Este aire alimenta la cámara de combustión de la turbina de gas, lo que aumenta la temperatura hasta más de 1000°C . La principal ventaja de esta tecnología es la mayor eficiencia debido a la alta temperatura de funcionamiento y una hibridación eficaz. La Figura 6. 1 muestra el concepto básico de funcionamiento de este sistema de conversión de energía.

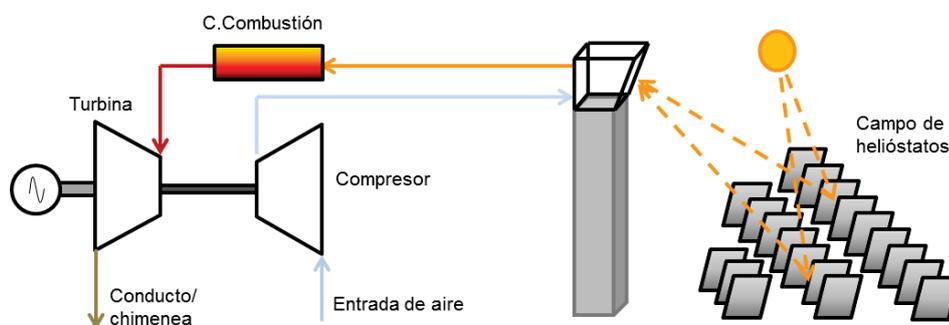


Figura 6. 1 Central térmica de receptor central con un sistema de ciclo Brayton (SCR-BC)

6.1.2. Diseño

Utilizando tanto TRANSYS-STEC como Thermo flex softwares, Barigozzi et al. (221) han simulado el comportamiento real fuera de diseño de una turbina solar comercial híbrida de gas. Llegaron a la conclusión que la hibridación aumenta las pérdidas de presión y reduce la relación de compresión, y por lo tanto, disminuye el rendimiento global.

Sinaí et al. (222) centran su trabajo en el modo híbrido de CRS-GT y concluyen que la turbina híbrida de gas tiene muchas ventajas, como el potencial para la reducción de costes, una mayor eficiencia y eficacia de la utilización en tierras altas, sensibilidad frente a fluctuaciones de carga, respetuosa con el medio ambiente, fácil de iniciar, y una utilización del equipo más eficaz que cualquier otra tecnología CSP.

6.1.3. Experimentos

Heller et al. (223) han informado de la configuración del sistema, la eficiencia de los componentes y las experiencias de funcionamiento del proyecto SOLGATE. En este proyecto, el objetivo era desarrollar un grupo receptor solar de turbina de gas híbrida y demostrar la capacidad operativa de dicho sistema. Encontraron que el grupo receptor solar puede calentar el aire a presión hasta 1000 ° C sin mayores problemas.

Buck et al. (224) han probado y modificado una turbina híbrida de gas con un receptor volumétrico de aire a presión. Han examinado el concepto en varias configuraciones y el potencial de tal tecnología para ser competitiva con las centrales convencionales.

Fisher et al. (225) han examinado experimentalmente el desempeño de CRS-híbrido GT sólo en los modos de combustible tanto híbridos como fósiles. Llegaron a la conclusión que la operación de la turbina de gas híbrida solar está técnicamente lista para aplicaciones comerciales.

Dickey (226), ha realizado experimentos y simulaciones de micro solar sólo CRS-GT. Ha sido capaz de confirmar que tal concepto tiene un potencial para producir energía a partir de energía solar sin necesidad de respaldo.

Korzynietz et al. (86) han informado sobre el concepto de diseño del proyecto de investigación Solugas. También han presentado los estudios de simulación de los tres subsistemas principales de la planta de demostración.

6.1.4. Mejoras

Livshits y Kribus (227) han analizado el rendimiento termodinámico de la inyección de vapor en una turbina híbrida de gas. Se han propuesto colectores solares de bajo coste para generar vapor. Utilizaron un modelo simplificado implantado en software de procesos Honeywell Unisim para simular el rendimiento del ciclo híbrido. Los resultados fueron una mayor

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Sistemas de conversión de energía

Jordi García Portolés

eficiencia global de la conversión del 40-55% debido a la inyección de agua que proporciona un incremento de la eficacia de 22 a 37% y de la eficiencia de energía solar de 15 a 24%.

Pak et al. (228) han sugerido un sistema híbrido solar y de combustibles fósiles que emplea el CO₂ como fluido de trabajo. Este CO₂ se recupera usando el método de combustión de oxígeno. Han encontrado que la eficiencia en la conversión de energía solar es significativamente más alta en las turbinas solares híbridas de gas convencionales que utilizan aire como fluido de trabajo.

Pak et al. (229) han introducido una turbina de gas híbrida que recupera el CO₂ derivado de la quema de combustibles fósiles en la cámara de combustión. A continuación, han recomendado un proceso de captura de CO₂ para ahorrar energía y así reducir las emisiones de dióxido de carbono.

Schmitz et al. (230) han sugerido el uso de un receptor solar con aire presurizado con concentrador secundario y un diseño elíptico del campo de helióstatos para sistemas de turbinas de gas híbridas de 50-200MW. Llegaron a la conclusión de que el diseño único es adecuado para pequeñas plantas de energía mientras que los múltiples campos elípticos son más adecuados para gran una central eléctrica.

García et al. (231) han desarrollado un modelo avanzado de predicción del rendimiento de una turbina de gas híbrida solar. El modelo tiene en cuenta las condiciones climáticas y los datos técnicos de los principales componentes, incluyendo campo solar, receptor solar y la turbina.

6.2. Sistema de receptor central solar – ciclo Rankine (SCR-RC)

6.2.1. Conceptos Básicos

En la Figura 6. 2 se muestra el concepto básico de funcionamiento de un SCR-RC, en este caso además con almacenamiento como es el caso del que opera en la planta PS10 de Sevilla.

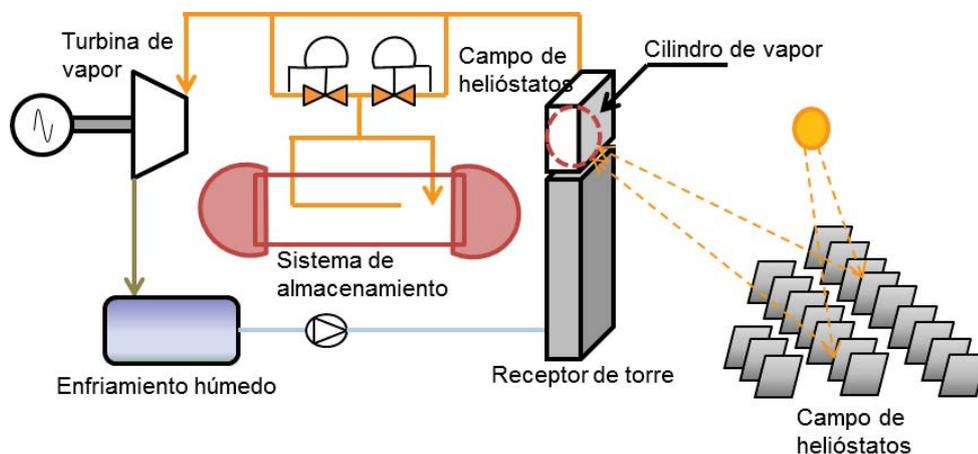


Figura 6. 2 Torre solar con el sistema de recepción y almacenamiento de la cavidad de vapor saturado (como en la central PS10).

6.2.2. Diseño

Zoschak y Wu (232) han examinado siete configuraciones que integran la radiación solar concentrada por CRS en un ciclo híbrido de vapor de 80MW, incluyendo la calefacción del agua de alimentación, la evaporación del agua, el sobrecalentamiento del vapor, la evaporación combinada y el sobrecalentamiento, vapor recalentado, aire precalentado y alimentación de agua calentada, y el balance de energía para cada ciclo híbrido. Aplicando el balance de energía, han encontrado que el esquema que utiliza el calor solar tanto para la evaporación como el sobrecalentamiento es el más adecuado para convertir la energía solar en electricidad.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Sistemas de conversión de energía

Jordi García Portolés

Chen et al. (233) han informado sobre el diseño y la ingeniería de una planta de torre solar de 1,5 MW en China. Han anticipado que este sistema solar es capaz de ahorrar alrededor de $3.92E+08$ GJ y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero por $4.17E+04$ toneladas de CO_2 en comparación con centrales eléctricas convencionales.

Yang et al. (234) han estimado que el coste de la energía, la producción de electricidad y las emisiones de gases de efecto invernadero de una torre solar de 1,5 MW durante un período de 20 años. Encontraron una intensidad de coste energético de 1.21MJ/MJ y han indicado que tal planta es capaz de reducir $0.31E+06$ t de CO_2 en comparación con centrales eléctricas de carbón convencionales.

Yu et al. (235) han combinado modelos de colector y receptor utilizando el software STAR-90 para simular el comportamiento estático y dinámico de la torre solar de DAHAN. Sus resultados han sugerido algunas mejoras en el diseño de componentes del receptor.

Xu (236) ha aplicado un método de modelación modular para desarrollar los modelos de simulación dinámica de la planta Dahan, basados en el software de simulación STAR-90.

Yao et al. (237) ha descrito el cálculo del flujo básico de los componentes clave en CRS y su integración para ser un modelo de planta completa. En este trabajo el campo de helióstatos se ha diseñado utilizando el código HFLD y se ha simulado la central eléctrica total mediante el software TRNSYS.

Yao et al. han presentado un modelo de simulación que se desea utilizar para predecir el rendimiento de la planta de energía solar de DAHAN que utiliza el ciclo Rankine para convertir la energía solar en electricidad. En este modelo han combinado el método de rastreo del rayo óptico y las aproximaciones de CFD para conceder resultados precisos (238).

Wang y Yao (239) han informado los datos del diseño de la planta de energía DAHAN.

Yebra et al. (240) han desarrollado un modelo dinámico para la simulación y el control de la planta de energía CESA-I, teniendo en cuenta el típico ciclo de funcionamiento con una perturbación real introducida por la puesta en marcha, parada y nubes pasajeras.

Moon et al. (241) han desarrollado un programa en Visual Basic 6.0 para predecir el rendimiento de la planta termosolar de Dahan.

Alexopoulos y Hoffschmidt (242) han resumido las tecnologías solares de torre. Ellos han indicado que tal tecnología ofrece muchos beneficios, tanto para la generación de energía como para el medio ambiente. A continuación, han sugerido la implantación de un sistema de receptor central en Grecia y Chipre.

Gall et al. (243) han utilizado un controlador predictivo lineal para regular la temperatura de salida del receptor volumétrico de aire en una planta de energía de torre. Ellos han encontrado que el modelo es capaz de predecir el comportamiento futuro de la planta con respecto a los cambios en las variables de accionamiento.

6.2.3. Experimentos

Hennecke et al. (244) han informado de los datos técnicos sobre la ingeniería y el desarrollo de la torre de la planta de energía solar Jülich. En el receptor central de Jülich se utiliza aire atmosférico como fluido de transferencia de calor para generar vapor que se utiliza para conducir un Ciclo de Rankine. El diseño básico de esta torre de energía está representado en la Figura 6. 3.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Sistemas de conversión de energía

Jordi García Portolés

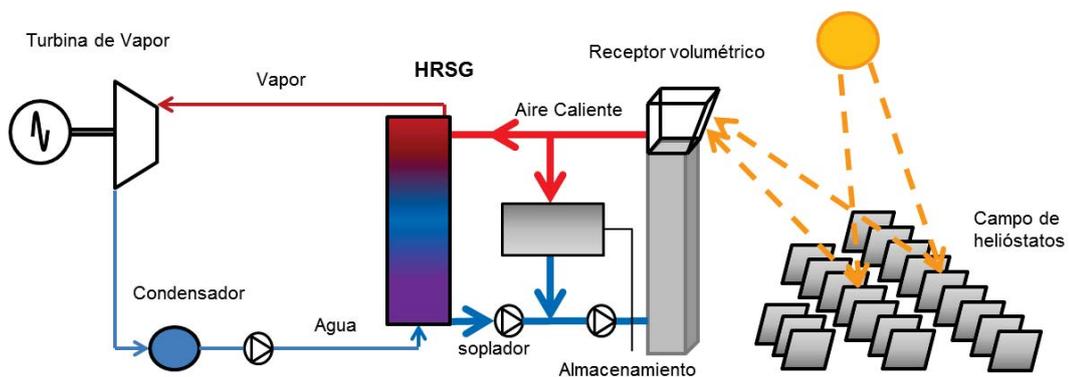


Figura 6. 3 . Torre central con la atmósfera de aire volumétrico receptor (Jülich-como la planta).

6.2.4. Mejoras

McGovern y Smith (245) han investigado el efecto de la conductividad térmica y la irradiancia en el receptor para la temperatura óptima del receptor y la eficiencia de conversión solar de cinco ciclos de potencia, es decir, el ciclo de Rankine, cilindro-parabólicos solares, la energía solar del receptor central, vapor directo y una planta de energía de sales fundidas. Ellos han llegado a la conclusión de que, para una eficiencia máxima y unas temperaturas óptimas en el receptor, los ciclos Rankine sub-críticos se prefieren para centrales eléctricas de colectores cilindro-parabólicos, mientras que los ciclos Rankine supercríticos son adecuados para sistemas de receptor central.

Coelho et al. (246) han analizado numerosas posibilidades de hibridar la biomasa y los receptores volumétricos CRS en centrales eléctricas. Han utilizado el software Epsilon profesional para diseñar y optimizar el sistema de conversión de energía, mientras que los subsistemas solares, es decir, campo de helióstatos y el receptor volumétrico se han diseñado y optimizado en el software HFLCAL. La estrategia de control y economía de la central eléctrica han sido analizados mediante un programa matemático implantado en Excel. Los autores han seleccionado la región del Algarve portugués para su estudio. Ellos han encontrado que cuanto mayor sea el la planta híbrida,

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Sistemas de conversión de energía

Jordi García Portolés

mejor es el rendimiento, por ejemplo, la planta de energía de 10 MWe puede tener un LEC de 0.108 h / kW h con el doble de eficiencia anual y costes más bajos sólo con un sistema solar de torre de 4MWe. El concepto propuesto podría reducir el consumo de biomasa en un 17% en comparación con una planta de energía convencional de la misma capacidad.

Xu et al. (247) se han centrado en el análisis energético y exergético de la central eléctrica solar de torre que utiliza sales fundidas como fluido de transferencia de calor. El objetivo ha sido identificar la fuente y las regiones de las pérdidas de energía y exergía. Ellos han encontrado que el sistema de conversión de energía representa más de la mitad de las pérdidas de energía (53,3%), mientras que la mayor parte de las pérdidas de exergía tendrán lugar en el receptor (44,2%), seguido por el campo de helióstatos (33,1%). Los autores han propuesto ciclos de energía avanzados para mejorar las eficiencias de energía y exergía tales como el ciclo de Rankine recalentado (eficiencia exergía se eleva del 24,5% al 25,6%) y el ciclo de Rankine supercrítico (la exergía se eleva hasta el 27,4% en comparación con un simple ciclo de Rankine).

Álvarez et al. (248) ha propuesto el uso del Enfoque lógico mixto dinámico (MLD), en lugar de enfoque clásico, funciones de transferencia, para modelar el sistema híbrido TSA ubicado en el CESA en PSA. Ellos encontraron que sus resultados son congruentes con los los datos experimentales.

Ahlbrink et al. (249) han unido tres entornos de simulación, es decir, Stral, LabVIEW y el software Dymola, para investigar el rendimiento transitorio de centrales eléctricas solares de torre. La puesta en marcha, los fallos y el caso del pasaje de las nubes se investigan. A continuación, han creado un módulo de un receptor volumétrico abierto de aire para un rendimiento transitorio e implantado en la biblioteca del software Modelica.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Sistemas de conversión de energía

Jordi García Portolés

Griffith y Brandt (250) han desarrollado un modelo matemático para investigar el rendimiento térmico y los costes de una planta de energía híbrida CRS-energía fósil con almacenamiento. Sus resultados ha demostrado la capacidad del modelo propuesto para la estimación de la energía solar recogida por hora y la cantidad de consumo de combustible. Ellos han encontrado que cuando la inversión de capital de la planta CRS híbrida es 2,5 veces menor que la de una única planta de combustibles fósiles, la planta híbrida CRS-combustibles fósiles se vuelve competitiva a las centrales térmicas convencionales.

Hu et al. (251) han desarrollado un software de gran alcance llamado THERMOSOLV. Este software se ha utilizado para evaluar la viabilidad técnica y económica del ciclo solar asistido por vapor, para diversas configuraciones, para las familias de CSP y diferentes lugares.

Tora et al. (252) han introducido una nueva metodología para encontrar la combinación óptima entre la energía solar y fósil que permita una potencia de salida estable en plantas híbridas.

Xu et al. (253) han desarrollado un modelo de simulación dinámica para el almacenamiento de energía térmica de un gran sistema de receptor central. Ellos han simulado el proceso de carga y descarga basado en el modelo de intercambiador de calor y el modelo de acumulador de vapor. Los resultados han indicado que durante el funcionamiento, la temperatura de salida del vapor disminuye bruscamente a la rápida apertura de la válvula de regulación.

6.3. Sistema Receptor solar central – ciclo combinado (SCR-CC)

6.3.1. Concepto básico

6.3.2. Diseño

Schwarzbozl et al. (254) han llevado a cabo una investigación teórica sobre el rendimiento de los tres prototipos de turbina de gas híbrido solar bajo dos climas diferentes: un intercooler recuperado de dos ejes, recalentador recuperado de un solo eje y combinado con centrales de ciclo combinado de 1,4 MW, 4.3MW y 16.1MW, respectivamente. En este trabajo, el software HFLCAL se ha aplicado para evaluar el sistema solar, y la TRANSYS-STECH utilizado para predecir el comportamiento térmico del bloque de potencia. La herramienta de la matriz de eficiencia de campo se utiliza para enlazar el software y los resultados de la simulación mostraron que la eficiencia de conversión de energía solar a la eléctrica de un 14 a 19% es factible.

Kribus et al. (255) han estudiado la viabilidad de la energía solar híbrida de ciclo combinado con la óptica del haz hacia debajo de un receptor central. Han desarrollado una herramienta de software para evaluar su desempeño. Sus resultados indican que la turbina de gas de ciclo combinado solar ofrece muchas ventajas en comparación con otros conceptos de energía solar. Por otra parte, puede ser competitiva con plantas de energía fósiles.

Kolb (256) han comparado económicamente varias configuraciones de propulsores híbridos y CRS solar solamente. Se ha encontrado que los CRS-CC y plantas CRS-alimentadas con carbón son más competitivas que sólo con los sistemas solares.

Hornos y col. (257) han comparado técnica y económicamente dos tecnologías de CSP para la integración en CC: HTF-canal y un receptor volumétrico de aire. Sus conclusiones han sido que el híbrido CC con la torre de aire es tan eficiente como planta híbrida con tecnología de canal.

También han indicado que este concepto presenta una opción atractiva para la electricidad renovable en Egipto.

García et al. (258) han comparado seis entornos de simulación para la investigación de la energía solar de torre: UHC, DELSOL, HFLCAL, MIRVAL, FiatLux y SOLTRACE. A continuación, ellos han clasificado en dos grupos. El primero comprende los códigos de optimización HFLCAL, UHC-rCell y DELSOL. El segundo grupo se incluyen los códigos de análisis de rendimiento, tales como FiatLux, MIRVAL, UHC-NS, y SOLTRACE.

6.3.3. Experimentos

No hay experimentos hasta la fecha

6.3.4. Mejoras

Bonadies et al. (259) han propuesto el uso de almacenamiento térmico para mejorar la disponibilidad de los CRS-CC. La duración de la operación para este nuevo ciclo híbrido se puede extender a 17h utilizando el almacenamiento y con menos tiempo de funcionamiento para la turbina de gas en comparación con un sistema CRS-CC sin almacenamiento.

Heide et al. (260) han introducido nuevo concepto de CRS-CC que integra la radiación solar concentrada directamente en la turbina de gas, entre la salida del compresor, y la entrada de la cámara de combustión. Tal configuración se ilustra en las Figura 6. 4 y Figura 6. 5. Los resultados tienen indicaron que es posible una mayor cuota de la energía solar en este concepto.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Sistemas de conversión de energía

Jordi García Portolés

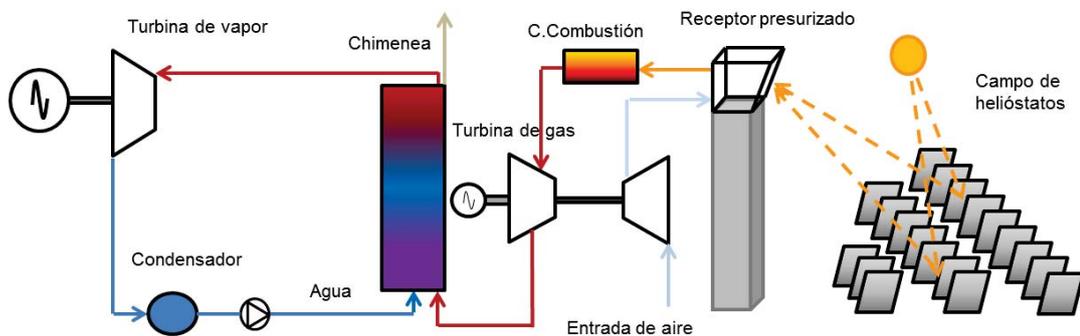


Figura 6. 4 Sistema de torre Solar con turbina de gas de ciclo combinado híbrido

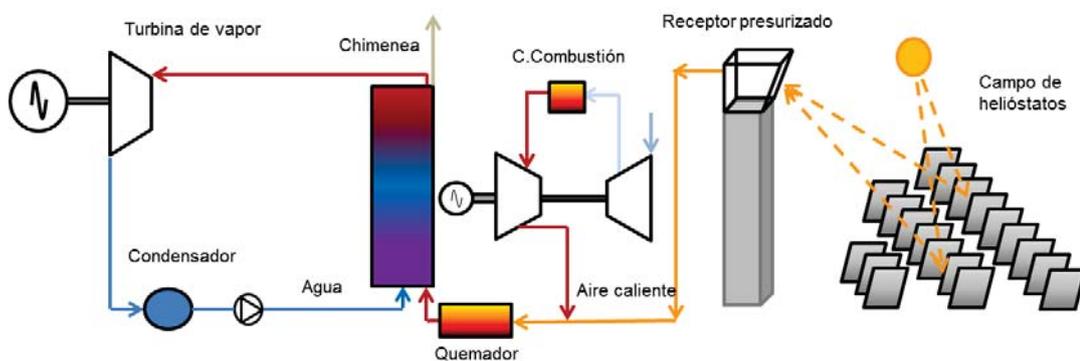


Figura 6. 5 Ciclo combinado con la torre solar con receptor de aire presurizado y turbina de gas

Rheinlander et al. (261) han llevado a cabo la actuación y cálculo de costes para SCR y SCR-RC-CC que se utiliza tanto para los dos tipos de generación y la desalación de agua. Se ha comparado su rendimiento a las de las plantas fósiles convencionales. Sus resultados indican que los costos de agua dulce están cerca o incluso son inferiores a los de las plantas de cogeneración convencionales.

Ramos y Ramos (262) han introducido un nuevo procedimiento de optimización paramétrico para la optimización de un sistema de receptor central. El procedimiento se ha basado en once variables de diseño, siete parámetros de diseño y los datos de insolación. Han comprobado su método propuesto en dos plantas típicas, es decir, una con 900 helióstatos y la otra equipada con 3000 helióstatos, utilizando tres los algoritmos de estados del arte, es decir, NSPOC, MINUIT y algoritmos genéticos. Los resultados se ha demostrado que los tres algoritmos proporcionan el mismo diseño básico de

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Sistemas de conversión de energía

Jordi García Portolés

plantas con diferentes valores de algún parámetro adicional, sin embargo, los parámetros esenciales para el diseño de la planta son aproximadamente los mismos.

Spelling et al. (263) se han centrado en el rendimiento termodinámico y económico de los SCR-CC sólo solares con receptor volumétrico. Han utilizado un algoritmo evolutivo basado en la población para optimización, y obtenido que los ciclos combinados que van desde 3-18MWe pueden lograr eficiencias en el rango de 18-24%, con costes de electricidad nivelados en el orden de 12-24 UScts / kWhe.

Price et al. (264) han propuesto el uso de aire-CRS para alimentar un ciclo combinado. Sus resultados indican que la energía solar puede ser convertida en electricidad con un mayor nivel de exergía en un ciclo Brayton, especialmente, cuando la relación de alta concentración y alta temperatura son posibles.

Jamel et al. (39) han presentado una revisión de estudios y artículos publicados en centrales eléctricas termosolares híbridas, en las últimas tres décadas. Se han clasificado los sistemas conversión de energía en tres grupos, es decir, híbrido-BC, Híbrido-RC y Híbrido-CC. Los autores informaron los porcentajes de la utilización de diferentes tipos de tecnologías de CSP para la hibridación en los ciclos de conversión de energía.

7. Análisis y perspectivas

La presente revisión indica que la investigación sobre la tecnología de receptor central está creciendo rápidamente. EE.UU., España, China y Alemania, han puesto en marcha una enorme cantidad de Proyectos de I+D, además de la instalación de muchas plantas de energía comerciales. Esto es más notorio en el caso de los EE.UU. donde ya existen algunas en funcionamiento y se han anunciado muchos proyectos basados en el concepto de torre de energía.

Los documentos y estudios publicados se centran en los tres subsistemas principales de la energía solar térmica de receptor central de plantas de energía, es decir, el campo de helióstatos, el receptor solar y el sistema de conversión de energía. Para el diseño del campo heliostatos, los diseños existentes han sido optimizados y en algunos se han propuesto avances en su diseño, como la configuración de espiral para mejorar la utilización de la tierra y la eficiencia. Por otra parte, la configuración de Micro Torre introducida recientemente es muy prometedora y aún se encuentra en desarrollo.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis y perspectivas

Jordi García Portolés

Con el fin de aumentar la precisión del sistema de control y seguimiento, por lo general, en el CRS se aplican dos métodos de seguimiento solar: el acimut-elevación (AE) y el de elevación-giro (SE). Sin embargo, este último permite la captación de más energía solar en el receptor y reduce las pérdidas por desbordes 10-30% (16).

El número de trabajos publicados interesados en los receptores solares es muy importante, ya que son los elementos clave de la planta de energía de torre. Alrededor del 26% del total de los trabajos se han centrado en el receptor de cavidad seguido del receptor volumétrico 15%. Los receptores de partículas, aún se encuentran con poca presencia dentro de la investigación, aunque, se anunciaron tres proyectos de investigación trascendentales en EE.UU. con más de 11,6 millones de dólares de inversión.

Finalmente en cuanto el sistema de conversión de energía se han sugerido muchas mejoras. Sin embargo, la falta de experiencia comercial para algunas configuraciones, en particular, el de ciclo combinado reduce el atractivo por este sistema que demuestra su potencial en las plantas eléctricas alimentadas con combustibles fósiles.

8. Conclusiones

Las tecnologías de concentración de energía solar han estado atrayendo mucha atención en los últimos tiempos. Se ha llegado a una importante madurez comercial, aunque todavía existen muchas actividades para mejorar su rendimiento en cada uno de los diferentes niveles que la componen.

Si se habla en términos comerciales, la capacidad instalada se ha disparado. El análisis de los datos disponibles ha demostrado que ha habido un aumento exponencial de la potencia instalada. En cuanto a esto, España y los EE.UU. seguida por China, se encuentran preparando el lugar para el desarrollo de una economía viable del CSP. A nivel regional, la iniciativa Desertec ha ido fomentando recientemente el desarrollo de la tecnología CSP en la región mediterránea.

Aunque la mayoría de los CSP instalados se basa en la tecnología de colectores cilindro-parabólicos, la tecnología del sistema de receptor central (CRS) está ganando terreno y se está considerando en todo el mundo para muchos proyectos.

Además de los esfuerzos en el desarrollo comercial de la tecnología CRS la actuación abarca las actividades de I+D para una mejor comprensión de los fenómenos básicos, las actividades de diseño para plantas de producción eléctrica, creación de prototipos y pruebas más eficientes para mejorar el rendimiento de los subsistemas y de los sistemas.

Las acciones en I+D no sólo han ido en la dirección de mejora de conceptos existentes, sino también en la de proponer ideas innovadoras.

El estado del arte anterior ha analizado en detalle las plantas de receptor central. Esta energía térmica solar muestra que la demanda de energía, los costes en la producción energética mundial y el cambio climático son los principales impulsores de las actividades de I+D. En otras palabras, las realidades del mercado son fuertes impulsores de la I + D, y las nuevas tecnologías pueden progresar rápidamente desde la investigación, a través de la escala de piloto y de demostración, hasta llegar a una aplicación comercial.

Para el campo de heliostatos, la mayoría de los estudios de diseño se basan en el Método Monte-Carlo Ray Tracing y otros numerosos códigos, como por ejemplo el HFLD. Estos se han desarrollado con objeto de simular el rendimiento óptico, algunos autores han sugerido mejoras, como la agricultura bajo heliostatos para optimizar el uso de la tierra y otros el de mejorar la eficiencia mediante la utilización, por ejemplo del diseño espiral.

Alrededor de la mitad de los estudios revisados se han centrado en la energía solar de receptor. Sobre este tema, el 26% de la revisión se ha ocupado de los receptores de cavidad, mientras que el 14% de los receptores volumétricos y sólo el 5% de los receptores de partículas. Como se indica en la figura. 22, las mejoras son fuertemente dependientes del número de experimentos porque las pruebas han demostrado ser el mejor camino para localizar debilidades y subsistemas ineficientes. Ha sido así que muchas mejoras han sido posibles. Este es el caso de Solar One que ha

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Conclusiones

Jordi García Portolés

sido actualizado a Solar Two. Ha sido también el caso del tambor de vapor de agua adicional en el PS10 que ha reducido la tensión térmica en el receptor y ha mejorado su rendimiento.

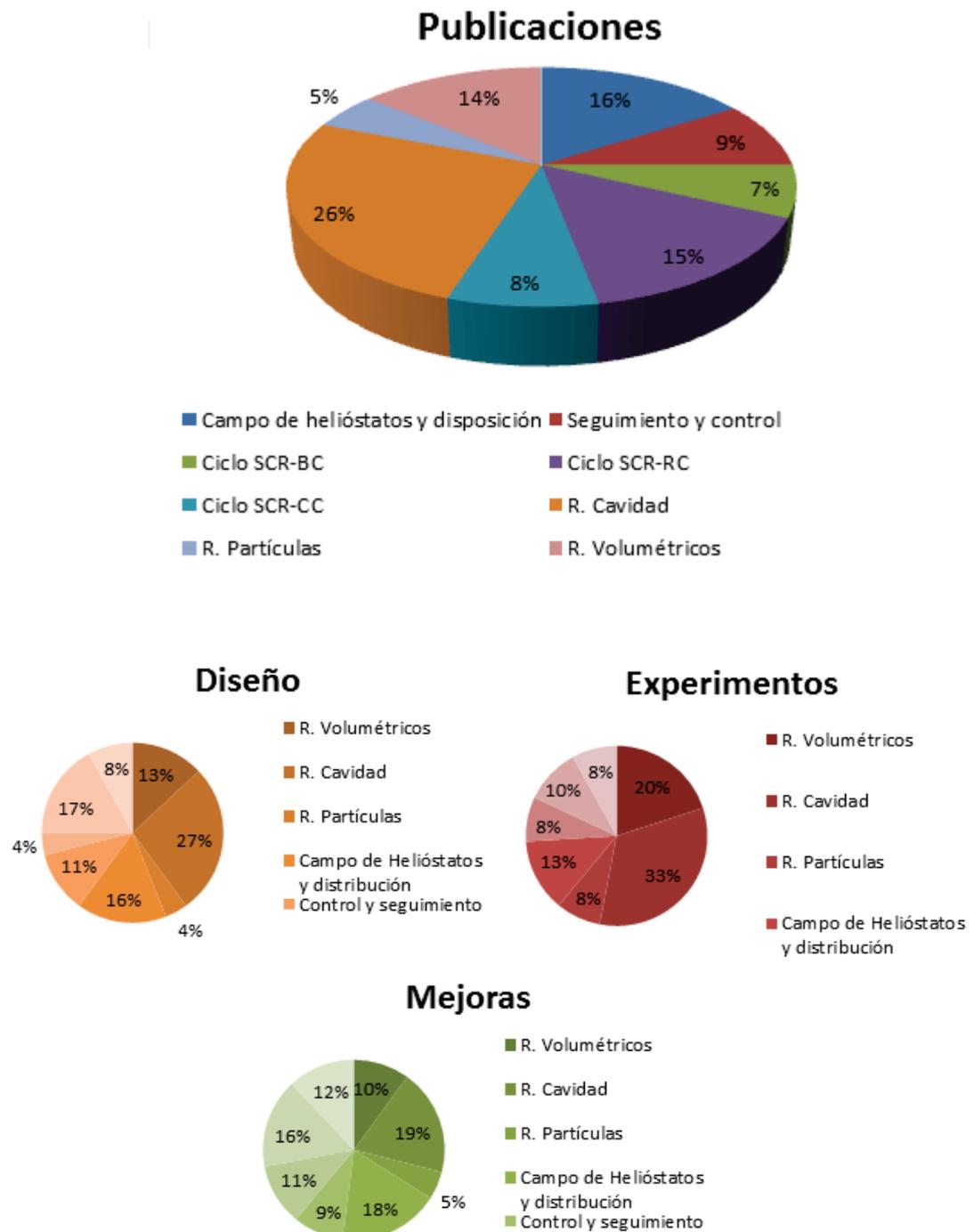


Figura 8. 1 Análisis de los estudios revisados

En este trabajo, se ha visto que los receptores de partículas no han sido muy estudiados o mencionados. Esto se podría deber a la falta de experiencia y a las dificultades de integración en los sistemas de conversión de energía que presenta el HTF empleado que es principalmente partículas (los ciclos de potencia utilizan generalmente agua / vapor o aire).

En esta revisión cerca del 30% de los artículos mencionados han citado los ciclos de conversión de energía. Se han investigado y analizado en profundidad una gran cantidad de configuraciones, sistemas híbridos y conceptos avanzados, utilizando herramientas de simulación y datos experimentales para validar los resultados. El SCR-RC con el receptor de cavidad, tal como en el caso de PS10 y PS20, ha sido diseñado y probado y estudios recientes han confirmado que los ciclos supercríticos y ultra supercríticos son muy prometedores en la mejora de la eficiencia. El SCR-BC se ha diseñado, probado y mejorado para conseguir su funcionamiento con un receptor volumétrico, como Solgate y Consolar. Esta configuración aparece como muy prometedora ya que existe un aumento del interés en ella en los últimos años.

Estudios de simulación han demostrado un mayor rendimiento para el ciclo Brayton más grande y esto sustentado por la implantación de la primera turbina de gas híbrida comercial. De acuerdo con la literatura existente, la combinación de los ciclos Brayton y Rankine es muy prometedora también. Parece que despierta mucho interés este concepto (8% para SCR-CC vs 7% para SCR-BC), sin embargo no se ha implantado en ninguna planta piloto hasta el momento. Una de las opciones para la investigación es el vapor supercrítico o dióxido de carbono, los ciclos como los utilizados en las plantas de carbón modernas. Con diseños supercríticos y ultra supercríticos, estas centrales eléctricas pueden alcanzar niveles de eficiencia térmica a eléctrica de 42% a 46%. La aplicación de esta tecnología a las torres solares, sin embargo, requiere profundizar más en las actividades de I + D. Para los subsistemas de la energía solar, la configuración de Micro Torre

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Conclusiones

Jordi García Portolés

(MTC) parece ser una de las opciones más prometedoras para reducir los costes de las inversiones inducidas por el aumento de la torre y mejorar la eficiencia óptica, ya que está recientemente confirmado por las herramientas de simulación. En efecto, cuanto mayor sea la planta de energía, mayor es la torre y más altos son los costes de inversiones. Tal concepto parece ser muy atractivo particularmente en asociación con el ciclo Brayton.

Para cumplir estos objetivos son necesarios, el aumento de fondos para la investigación y una mayor integración de la investigación básica y aplicada, junto con los programas piloto e incentivos de mercado para acelerar la etapa de innovación. Se requiere de una investigación fundamental sobre la evaluación de la radiación solar, los subsistemas solares, los fluidos de transferencia de calor y la tecnología de almacenamiento con el objetivo de adquirir puntos de partida en el desarrollo de algunos conceptos avanzados en sistemas CRS prototipo a escala de laboratorio para, posteriormente, dar lugar a aplicaciones a escala comercial.

9. Dinámica de fluidos computacional (CFD, computational fluid dynamics)

Una vez analizado el estado del arte actual en el ámbito de la energía termosolar en cada uno de los subsistemas, este proyecto se centra en analizar el subsistema del receptor central, que como se ha mencionado anteriormente ha sido objeto de muchos estudios.

Inicialmente se hará una breve explicación sobre los fundamentos de la dinámica de fluidos computacionales y también sobre los modelos de turbulencia existentes que fundamentan los programas CFD, y posteriormente se realizará un estudio de las pérdidas existentes por los tres mecanismos de transmisión de calor como son, convección, conducción y radiación para diferentes configuraciones de un receptor de cavidad.

9.1. Introducción

La mecánica de fluidos computacional es una de las ramas de la mecánica de fluidos que mediante el uso de métodos numéricos y algoritmos resuelve y analiza problemas sobre el flujo de sustancias.

Se basa en el análisis de sistemas relacionados con el flujo del fluido, la transferencia de calor y los fenómenos asociados como ahora las reacciones químicas, con la ayuda de simulaciones mediante ordenador.

Gracias a estos métodos se obtiene una información cualitativa y cuantitativa de la predicción del flujo del fluido estudiado por medio de la solución de las ecuaciones fundamentales mediante el uso de métodos numéricos.

Sus aplicaciones se extienden a múltiples campos tanto dentro como fuera de la industria y sus ventajas principales se exponen a continuación: (265) (266) (267)

- Ayuda al diseño en prototipos y soluciones rápidas evitando costosos experimentos.
- Reducción de los plazos de entrega y costes de un nuevo diseño.
- Posibilidad de estudiar sistemas bajo condiciones peligrosas o fuera de condiciones de trabajo.
- Posibilidad de estudio en sistemas en el que un experimento es muy difícil de controlar o realizar.
- Resultados con un número elevado de datos.
- Se logra una predicción de las propiedades del fluido con gran detalle en el dominio estudiado.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Dinámica de fluidos computacional (CFD, computational fluid dynamics)

Jordi García Portolés

- Obtención de una visualización y animación del proceso en términos de las variables del fluido.

Los programas que se basan en la mecánica de fluidos computacional solucionan las ecuaciones de Navier-Stokes, la de la conservación de la energía y la del balance de materia. Estas ecuaciones diferenciales se resuelven a lo largo de muchos volúmenes de control, que dividen la zona de estudio y que conjuntamente constituyen la geometría del flujo, en forma de malla. El tamaño y el número de volúmenes de control de esta malla, es uno de los factores determinantes en la consecución de buenos resultados numéricos, siendo más concretos a medida que el número de elementos es mayor aunque en contrapartida se requieren mayores recursos computacionales. Una vez definidas las condiciones de contorno del problema, se resuelven numéricamente los balances de flujo y energía. El proceso se realiza mediante una serie de iteraciones, que permiten reducir el error de los resultados hasta conseguir valores satisfactorios.

Los actuales códigos comerciales CFD están basados en alguna de las tres maneras de discretizar el espacio, diferencias finitas (DF), volúmenes finitos (VF) y elementos finitos (EF). Las diferencias finitas tienen como principal desventaja las dificultades a la hora de resolver mallas estructuradas y por lo tanto son menos adecuadas a ser aplicadas en geometrías complejas en las que se requieren mallas desestructuradas y por esta razón actualmente los volúmenes finitos y los elementos finitos son los métodos más utilizados, ya que permiten trabajar tanto con mallas estructuradas como desestructuradas. (265)

9.2. Volúmenes Finitos

Para todo tipo de flujos, los códigos basados en volúmenes finitos solucionan las ecuaciones de conservación de la masa y del momento. Para flujos que incorporen mezclas de especies o reacciones, se soluciona la

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Dinámica de fluidos computacional (CFD, computational fluid dynamics)

Jordi García Portolés

ecuación de conservación de especies. En muchos casos también se solucionan las ecuaciones de transporte cuando el flujo es turbulento.

A continuación se presentaran las ecuaciones de la conservación de la energía, conservación de la masa, y momento para régimen laminar en un sistema de referencia inercial (no acelerado).

9.2.1. Ecuación de la energía

La primera ley de la termodinámica o ley de conservación de la energía atestigua que la cantidad total de energía en un sistema físico aislado cualquiera no tiene ninguna variación con el tiempo, si bien esta energía puede transformarse en otra forma de energía.

La ecuación de la energía para el volumen de control es,

$$\rho \frac{de}{dt} + V \cdot \nabla p + p \nabla \cdot V = \nabla \cdot (\lambda \nabla T) + \nabla \cdot (V \cdot \tau_{ij}) \quad (\text{Ec. 8.1})$$

siendo e;

$$e = \hat{u} + \frac{1}{2} V^2 + gz$$

9.2.2. Ecuación de la conservación de la masa

La ecuación de conservación de la masa o ecuación de continuidad puede ser escrita de la forma siguiente:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \vec{\nabla} \cdot (\rho \vec{u}) = S_m \quad (\text{Ec. 8.2})$$

La ecuación (8.1), es la forma general de la ecuación de conservación de la masa y es válida para tanto flujo compresible como incompresible. Donde el término S_m es la masa añadida a la fase continua por otra fase (por ejemplo, debido a la vaporización de gotas de líquido) o cualquier otra fuente definida por el usuario.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Dinámica de fluidos computacional (CFD, computational fluid dynamics)

Jordi García Portolés

9.2.3. Ecuación de la cantidad del movimiento

La conservación de la cantidad de movimiento o momentum en un sistema de referencia inercial (no acelerado).

$$-\vec{\nabla}p + \vec{\nabla}\tau_{ij} + \rho\vec{g} = \frac{\partial}{\partial t}(\rho\vec{u}) + \vec{\nabla}(\rho\vec{u}\vec{u}) + \vec{F}_b \quad (\text{Ec. 8.3})$$

Donde p es la presión estática, τ es el tensor de esfuerzos, y ρg y F_b son las fuerzas gravitacionales y las fuerzas exteriores sobre el cuerpo, respectivamente.

9.3. Modelos de turbulencia

Los flujos turbulentos se caracterizan por campos de velocidad fluctuantes. Estas fluctuaciones mezclan las cantidades transportadas, como el movimiento, la energía y la concentración de especies además de provocar que las cantidades transportadas también fluctúen.

Incluso en los flujos en que las velocidades medias y las presiones varían en una o dos dimensiones, las fluctuaciones turbulentas siempre tienen carácter tridimensional. Por otro lado las visualizaciones de flujos turbulentos muestran estructuras en rotación, denominados remolinos turbulentos, con un amplio rango de escalas de longitud. Partículas de fluido que inicialmente pueden estar separadas por grandes distancias pueden terminar juntas por el movimiento de los remolinos de flujo turbulento. Como consecuencia se producen intercambios de calor, masa y cantidad de movimiento. Esta mezcla efectiva produce un gran crecimiento en el valor de los coeficientes de difusión por la masa el momento y el calor, (267).

Los grandes remolinos turbulentos interactúan y extraen energía del flujo medio en un proceso llamado estiramiento de vórtice. La presencia de gradientes de velocidad en el flujo, provoca la torsión en la rotación de los remolinos turbulentos, de manera que los remolinos alineados se estiran

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Dinámica de fluidos computacional (CFD, computational fluid dynamics)

Jordi García Portolés

porque un lado se fuerza a moverse más rápidamente que el otro. Estos remolinos están dominados por las fuerzas de inercia i los efectos viscosos son despreciables, y debido a que no disponen de viscosidad su momento angular se mantiene durante el estiramiento del vórtice. Esto provoca que aumente la rotación y disminuya el radio de su sección media. En este camino la energía cinética se transporta progresivamente desde los grandes remolinos hasta los pequeños y de estos a los más pequeños en lo que se denomina cascada de energía. En las pequeñas escalas de un flujo turbulento el movimiento está dominado por los efectos viscosos. Estas escalas en la estructura de la turbulencia se denominan escalas de Kolmogorov.

Estas fluctuaciones de pequeña y alta frecuencia son computacionalmente demasiado costosas de calcular directamente en los casos prácticos de la ingeniería. En vez de resolver las ecuaciones instantáneas (exactas), se puede hacer su media en el tiempo, en mediana de conjunto o en cualquier otra manipulación para hacer salir las escalas pequeñas, resultando un nuevo conjunto de ecuaciones modificadas que son menos costosas de solucionar. Pero las ecuaciones modificadas contienen variables adicionales desconocidas y son necesarios los modelos de turbulencia para determinar estas variables a partir de cantidades conocidas.

Es un hecho comprobado que no hay un único modelo turbulento que sea aceptado universalmente como lo mejor para toda clase de problemas. La elección de un modelo turbulento puede depender de consideraciones como el alcance de la física del flujo, la práctica establecida para determinar clases de problemas, el nivel de precisión requerido, los recursos informáticos disponibles y el tiempo disponible para la simulación.

A continuación se presentarán de manera general algunos de los modelos de turbulencia existentes más usados.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Dinámica de fluidos computacional (CFD, computational fluid dynamics)

Jordi García Portolés

9.3.1. Promedio de Reynolds

Cuando se resuelven mediante CFD casos de flujos no estacionarios, estas soluciones de las ecuaciones de Navier-Stokes por flujos turbulentos, en geometrías complejas y con grandes números de Reynolds, no pueden resolver las pequeñas escalas de los movimientos debido al elevado coste computacional. Los promedios de Reynolds (Reynolds-averaging), pueden ser utilizadas para hacer las ecuaciones de Navier-Stokes tratables de manera que las pequeñas escalas de la fluctuación de turbulencia no sean simuladas directamente. Este método introduce términos adicionales a las ecuaciones para ser modeladas, con el objetivo de conseguir el “cierre” de las incógnitas.

La media temporal de las ecuaciones de Navier Stokes da lugar a las ecuaciones RANS (Reynolds Averaged Stokes equations), que gobiernan el transporte de las cantidades medias del flujo, donde toda la gama de escalas de turbulencia son modelados. El modelado basado en la aproximación RANS reduce en gran medida los esfuerzos computacionales y es ampliamente adoptado en las aplicaciones prácticas en la ingeniería. Está disponible toda una jerarquía de modelos de cierre, incluyendo el Spalart-Allmaras, RSM, el $k-\epsilon$, el $k-\omega$ y sus variantes. Las ecuaciones RANS se utilizan a menudo para resolver flujos dependientes del tiempo, en las que las inestabilidades pueden ser impuestas exteriormente (ej. Condiciones de contorno no estacionarias o fuentes), o del mismo flujo (ej. Desprendimientos del vórtice, inestabilidades del flujo con frecuencias inferiores a las utilizadas para hacer el promedio temporal de las ecuaciones de Navier Stokes, siendo estas frecuencias más bajas a las correspondientes a los vórtices/remolinos “energéticos y disipativos”).

En los promedios de Reynolds, las variables en las ecuaciones de Navier-Stokes instantáneas (exactas) son descompuestas en su valor medio (media

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Dinámica de fluidos computacional (CFD, computational fluid dynamics)

Jordi García Portolés

de tiempo o media de conjunto) y la componente fluctuante. Para las componentes de la velocidad:

$$u_i = \bar{u}_i + u_i' \quad (\text{Ec. 8.4})$$

Donde \bar{u}_i y u_i' son las componentes de la velocidad media y fluctuante ($i=1,2,3$).

Igualmente para la presión u otras cantidades escalares:

$$\phi_i = \bar{\phi}_i + \phi_i' \quad (\text{Ec. 8.5})$$

Donde ϕ es un escalar, como presión, energía o concentración de especies.

Sustituyendo las variables del flujo por esta forma de expresión en las ecuaciones instantáneas de continuidad y de momento se obtiene una mediana de tiempo (o de conjunto) y sacando la barra superior de la velocidad media \bar{u}_i , se obtienen las ecuaciones promedio de conjunto del momento. Estas se pueden escribir de forma Cartesiana de la siguiente forma:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_i} (\rho u_i) = 0 \quad (\text{Ec. 8.6})$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} (\rho u_i) + \frac{\partial}{\partial x_j} (\rho u_i u_j) = -\frac{\partial p}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[\mu \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} - \frac{2}{3} \delta_{ij} \frac{\partial u_k}{\partial x_k} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x_j} (-\rho \overline{u_i' u_j'}) \quad (\text{Ec. 8.7})$$

Las ecuaciones (Ec. 8.6) y (8.7) son las llamadas ecuaciones de Navier-Stokes de los promedios de Reynolds (RANS). Tienen la misma forma general que las ecuaciones instantáneas de Navier-Stokes, con las velocidades y las otras variables ahora representan valores medios de tiempo (o de media de conjunto). Ahora aparece un término adicional que representa los efectos de la turbulencia. Los esfuerzos de Reynolds ($-\rho \overline{u_i' u_j'}$) pueden ser modelados con el objetivo de cerrar la ecuación (Ec. 8.6). Un método común utiliza la hipótesis de Boussinesq (268) para

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Dinámica de fluidos computacional (CFD, computational fluid dynamics)

Jordi García Portolés

relacionar los esfuerzos de Reynolds con el gradiente de velocidades medias.

$$-\overline{\rho u'_i u'_j} = \mu_t \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) - \frac{2}{3} \left(\rho k + \mu_t \frac{\partial u_i}{\partial x_i} \right) \delta_{ij} \quad (\text{Ec. 8.8})$$

La hipótesis de Boussinesq se utiliza para el modelo Spalart-Allmaras, el modelo $k-\varepsilon$ y el modelo $k-\omega$. La ventaja de esta aproximación es el bajo consumo de recursos computacionales para obtener la viscosidad turbulenta μ_t . Siendo δ_{ij} la delta de Kronecker, que es igual cuando $i=j$ o cero en el caso contrario. En el caso del modelo Spalart-Allmaras sólo se resuelve una ecuación adicional de transporte (representando la viscosidad turbulenta). En el caso de los modelos $k-\varepsilon$ y $k-\omega$, se resuelven dos ecuaciones adicionales de transporte (energía cinética turbulenta, k y la tasa de disipación de turbulencia, ε , o la tasa de disipación ω) y μ_t se calcula a partir de k y ε . La desventaja de la hipótesis de Boussinesq es que considera que μ_t es una cantidad escalar isotrópica, y eso no es estrictamente cierto.

Para flujos de densidad variable, las (Ec. 8.7) y (Ec. 8.8) pueden ser interpretadas a partir de las ecuaciones de Navier-Stokes del promedio de Favre (268), con velocidades representando valores de la media de masa.

9.3.2. Modelo Spalart-Allmaras

El Modelo Spalart-Allmaras (Spalart y Allmaras, 1992) es un modelo de una ecuación relativamente simple. Este resuelve una ecuación de transporte de la viscosidad cinemática de remolino (kinematic Eddy viscosity). Encarna una relativa nueva clase de modelo de una ecuación donde no es necesario calcular la escala de longitud relativa al espesor de la capa de cizalladura. El modelo fue diseñado específicamente para aplicaciones aeroespaciales en flujos a las paredes y ha demostrado que obtiene buenos resultados en capas límite sujetas a gradientes adversos de presión.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Dinámica de fluidos computacional (CFD, computational fluid dynamics)

Jordi García Portolés

En su forma original el modelo Spalart-Allmaras es eficazmente un modelo de bajo número de Reynolds, requiriendo resolver de manera adecuada la zona viscosa de la capa límite. Esta podría ser la mejor elección para las simulaciones poco precisas con mallas de tamaño medio donde unos buenos resultados del flujo turbulento no son críticos. Por otro lado los gradientes de la variable transportada cerca de la pared, son mucho más pequeños que los gradientes de las variables transportadas en los modelos $k-\varepsilon$ y $k-\omega$. Esto podría hacer que el modelo fuese menos sensible a los errores numéricos cuando se utilizan mallas con pocas capas cerca de la pared. Por otro lado los modelos de una ecuación son criticados por su incapacidad para acomodarse rápidamente a los cambios de las grandes escalas de remolinos, como cuando el flujo cambia abruptamente de cerca de la pared al flujo no viscoso exterior.

9.3.3. Modelo estándar $K-\varepsilon$

El modelo estándar $k-\varepsilon$ (Launder y Spalding 1972), es un modelo de dos ecuaciones de transporte separadas por la energía cinética turbulenta, k , y por la disipación de energía cinética turbulenta, ε . La solución de estas permiten determinar la velocidad turbulenta y las escalas de longitud de manera independiente. Una de las cosas que se han de tener en cuenta del modelo es que evita modelar las ecuaciones diferenciales, en vez de la física de la turbulencia (Wilcox, 2006). Se trata de un modelo semi-empírico y la derivación de las ecuaciones de basa en consideraciones fenomenológicas y el empirismo.

El modelo estándar $k-\varepsilon$ ha sido el modelo de turbulencia más popular en la última década del siglo XX, para el cálculo de flujos en ingeniería. Su robustez, economía y razonable exactitud para una amplia gama de flujos turbulentos explica su popularidad en el flujo industrial y en simulaciones de transferencia de calor, pero presenta pobres resultados en flujos no confinados y en flujos con curvatura y/o rotación.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Dinámica de fluidos computacional (CFD, computational fluid dynamics)

Jordi García Portolés

El modelo $k-\varepsilon$ y todos los otros modelos RANS están basados en la hipótesis de viscosidad de remolino isotrópica de Boussinesq, que presenta dificultades en flujos en remolino y flujos con grandes variaciones de esfuerzos cortantes (ej. capas límites con mucha curvatura y pasajes divergentes) que afectan la estructura de la turbulencia.

9.3.4. Modelo estándar $k-\omega$

El modelo estándar $k-\omega$ (Wilcox 1998), incorpora modificaciones para los efectos de bajos números de Reynolds, compresibilidad y el flujo con esfuerzos cortantes, que se encuentran en estrecho acuerdo con las medidas en estelas, las capas de mezclas y chorros planos, redondos y radiales, y es por tanto aplicable a los flujos cercanos a las paredes, los flujos sin esfuerzos cortantes y los flujos fuertemente separados. El modelo también obtiene buenas predicciones en flujos separados por ondas de choque, sin tener que introducir ninguna modificación en el modelo debido a la compresibilidad (Wilcox 2006).

El modelo estándar $k-\omega$ es un modelo empírico en ecuaciones de transporte para la energía cinética turbulenta, k y la tasa de disipación específica, ω . Desafortunadamente Menter, 1992, observó que los resultados del modelo tienden a ser dependientes del valor asumido de ω en el flujo libre, siendo esto un serio problema en la aerodinámica de flujo externo y en aplicaciones aeroespaciales en que rutinariamente son utilizadas las condiciones de contorno de flujo libre.

10. Análisis de las pérdidas térmicas

10.1. Receptores de cavidad

Los receptores solares de cavidad pueden ser de eje vertical o de eje horizontal, se basan en una abertura por la que penetran los rayos solares reflejados por los helióstatos. Estos receptores deben tener unas dimensiones mayores que las de los espejos más alejados, teniendo presente la dispersión de la radiación reflejada. Dentro de la cavidad se puede conseguir una absorción de la radiación de hasta un 95%, y relaciones de concentración comprendidas entre 300 kW/m^2 y 3500 kW/m^2 ; esta absorción se puede lograr mediante una conveniente disposición de los tubos en cada una de las caras del receptor, por cuyo interior circula un fluido que se quiere calentar. Se deberá conseguir una configuración de los tubos adecuada con el objetivo de evitar pérdidas de energía al exterior.

Los receptores de cavidad de eje horizontal, parecen ofrecer mayores ventajas para cuando la altura de la torre es pequeña; en cambio, cuando los heliostatos se encuentran muy próximos a la torre, se utilizan cavidades de eje vertical.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés



Figura 10. 1 Receptor solar de cavidad de la planta solar PS10 (Sevilla)

Análisis del receptor

Como se ha mencionado con anterioridad el receptor central es uno de los componentes más importantes en la tecnología CRS. En el caso estudiado se trata de un receptor de cavidad dónde el flujo que proviene del campo de helióstatos se interna en el receptor incidiendo en sus superficies internas. Las superficies captadoras transfieren parte del calor que reciben a los tubos por los que circula el fluido de trabajo, sales fundidas en nuestro caso, que una vez calientes, ceden la energía recibida a un fluido de trabajo secundario. El objetivo que se persigue es que la energía capturada por el receptor para realizar el intercambio sea máxima y que por tanto, las pérdidas sean mínimas. En este capítulo se desarrollará un análisis de las pérdidas en un receptor de cavidad de una instalación solar de torre central

de 1MW con un especial interés en la observación del efecto que produce la variación geométrica del receptor en dichas pérdidas. Todo ello se realizará utilizando un programa de diseño 3D, Solidworks, y más concretamente su módulo CFD, Solidworks Flow Simulation, teniendo en cuenta los efectos combinados de la radiación, conducción y convección. Se procederá a estimar los flujos incidentes suponiendo unas condiciones de campo determinadas que fijarán los parámetros de apertura del receptor e inclinación al campo. Los resultados se expondrán de manera gráfica y con ellos se extraerá una conclusión mostrando las pérdidas en cada una de las configuraciones tratando de obtener una configuración lo más óptima posible.

10.2. Fenómenos de calor estudiados (269)

10.2.1. Conducción

Cuando se habla de conducción se habla de fenómenos de actividad atómica y molecular. La conducción se considera como la transferencia de calor de las partículas más energéticas a las menos energéticas debido a las interacciones entre las mismas.

Es posible cuantificar los procesos de transferencia de calor en términos de las ecuaciones o modelos apropiados. Estas ecuaciones o modelos sirven para calcular la cantidad de energía que se transfiere por unidad de tiempo. Para la conducción de calor, la ecuación o modelo se conoce como ley de Fourier. La ley de Fourier es fenomenológica, es decir, se desarrolla a partir de fenómenos observados más que derivarse de los principios básicos. Su expresión es;

$$q_x'' = -k \frac{dT}{dx} \quad (\text{Ec. 9.1})$$

$$q_x'' = \frac{q_x}{A} = -k \frac{dT}{dx} \quad (\text{Ec. 9.2})$$

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

Donde q_x'' es el flujo de calor o transferencia de calor por unidad de área (W/m^2), k es la conductividad térmica ($W/m\cdot k$) que es una propiedad que depende por completo del material, A es el área de la sección transversal y $\frac{dT}{dx}$ es el gradiente de temperatura en esta dirección.

El signo menos es necesario ya que el calor siempre se transfiere en la dirección de la temperatura decreciente.

Como se aprecia en la ecuación 9.2, la dirección del flujo de calor siempre será normal hacia una superficie de temperatura constante, denominada superficie isotérmica. Se debe tener en cuenta que las superficies isotérmicas son planos normales a la dirección x .

Si aceptamos que el flujo de calor es una cantidad vectorial, es posible escribir un planteamiento más general de la ecuación de la conducción de la siguiente manera;

$$q'' = -k\nabla T = -k\left(i\frac{\partial T}{\partial x} + j\frac{\partial T}{\partial y} + z\frac{\partial T}{\partial z}\right) \quad (\text{Ec. 9.3})$$

Donde ∇ es el operador tridimensional y $T(x,y,z)$ es el campo escalar de temperaturas. En la ecuación 9.3 está implícito que el vector de flujo de calor se encuentra en una dirección perpendicular a las superficies isotérmicas. Por tanto, la transferencia de calor se sostiene por un gradiente de temperaturas a lo largo de las respectivas direcciones x , y , z , donde la expresión general para q'' es;

$$q'' = iq_x'' + jq_y'' + kq_z'' \quad (\text{Ec. 9.4})$$

Siendo,

$$q_x'' = -k\frac{\partial T}{\partial x} \quad q_y'' = -k\frac{\partial T}{\partial y} \quad q_z'' = -k\frac{\partial T}{\partial z} \quad (\text{Ec. 9.5})$$

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

Cada una de las expresiones anteriores relaciona el flujo de calor a través de una superficie con el gradiente de temperatura en una dirección perpendicular a la superficie.

Finalmente el objetivo principal en un análisis de conducción es determinar el campo de temperaturas en un medio resultante según las condiciones de frontera impuestas, se desea conocer la distribución de temperaturas que representa cómo varía la temperatura con la posición en el medio. Una vez conocida dicha distribución se calculará a partir de la ley de Fourier.

Ecuación de la difusión

Para hallar dicha distribución, se define un volumen de control diferencial, se identifican los procesos de transferencia de energía relevantes y se introducen las ecuaciones de flujo apropiadas. El resultado es una ecuación diferencial cuya solución, según las condiciones de frontera que se establezcan, proporcionará la distribución de temperaturas en el medio. Todo esto dará lugar a la ecuación de la difusión de calor;

$$\nabla^2 T + \frac{\dot{q}}{k} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (\text{Ec. 9.6})$$

Donde ∇ es el operador tridimensional, \dot{q} la generación de energía interna, k la conductividad térmica, α la difusividad térmica y $\frac{\partial T}{\partial t}$ es el cambio de temperatura a lo largo del tiempo.

10.2.2. Convección

Además de la difusión en la convección, la energía también se transfiere mediante un movimiento macroscópico del fluido. Este movimiento se asocia al que hace un gran número de moléculas cuando se mueven se forma colectiva. Dicho movimiento en presencia de un gradiente de temperatura contribuye a la transferencia de calor. Como las moléculas mantienen su

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

movimiento aleatorio, la transferencia de calor se debe a una superposición de transporte de energía por movimiento aleatorio de las moléculas y por el movimiento global del fluido.

Tiene especial interés fijarse en la transferencia de calor por convección que ocurre entre un fluido en movimiento y una superficie limitante cuando se encuentran a diferentes temperaturas. Si un flujo de fluido interacciona sobre una superficie calentada se produce un desarrollo de una región en el fluido en la que la velocidad varía de cero a un valor finito u_∞ asociado con el flujo. Esta región se conoce como capa límite hidrodinámica o de velocidad. Si las temperaturas de la superficie y del fluido son distintas, habrá una región del fluido a través de la cual la temperatura variará de T_s en $y=0$ a T_∞ en el flujo exterior. Esta región se denomina capa límite térmica y puede ser más pequeña, más grande o del mismo tamaño que aquella en la que varía la velocidad. Todo esto se aprecia en la Figura 10.2. Por tanto, se producirá transferencia de calor por convección entre la superficie y el flujo exterior si $T_s > T_\infty$.

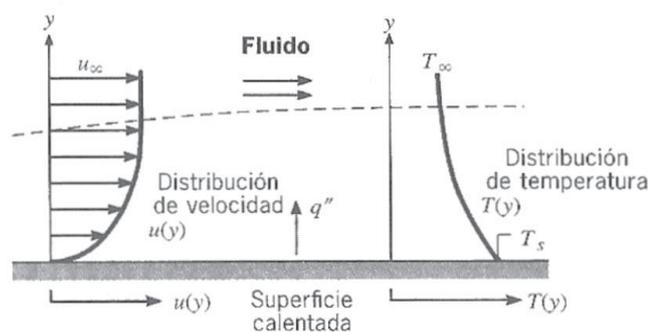


Figura 10.2 Desarrollo de la capa límite en la transferencia de calor por convección (269)

Como se ha dicho con anterioridad el fenómeno de la transferencia de calor por convección se fundamenta tanto en el movimiento volumétrico del fluido en la capa límite como en el movimiento molecular aleatorio. La contribución debida al movimiento molecular domina cerca de la superficie donde la velocidad del fluido es baja. De hecho, en la interfaz entre superficie y fluido

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

($y=0$), la velocidad del fluido es cero y el calor se transmite sólo por este mecanismo. El aporte del movimiento volumétrico del fluido se origina a medida que la capa límite crece a lo largo de la dirección x . El calor que es conducido en esta capa es arrastrado corriente abajo y finalmente se transfiere al fluido fuera de la capa límite.

La transferencia de calor por convección se clasifica de acuerdo con la naturaleza del flujo. Se habla de convección forzada cuando el flujo es causado por medios externos, como un ventilador, una bomba o vientos atmosféricos. En cambio, en convección natural el flujo se induce por fuerzas de empuje surgidas debido a las diferencias de densidad ocasionadas por las variaciones de temperatura en el fluido.

Sin importar la naturaleza del proceso de transferencia de calor por convección, la ecuación que describe el fenómeno es,

$$q'' = h(T_s - T_\infty) \quad (\text{Ec. 9.7})$$

Donde q'' es el flujo de calor por convección (W/m^2), es proporcional a la diferencia entre las temperaturas de la superficie y del fluido, T_s y T_∞ , respectivamente. Esta expresión se conoce como ley de enfriamiento de Newton, y la constante de proporcionalidad h ($\text{W}/\text{m}^2\cdot\text{K}$) se denomina coeficiente de transferencia de calor por convección. Éste depende de las condiciones en la capa límite, en las que influyen la geometría de la superficie, la naturaleza del movimiento del fluido y una variedad de propiedades termodinámicas del fluido y de transporte.

10.2.3. Radiación

La radiación térmica es la energía que emite la materia que se encuentra a una temperatura finita. La radiación se puede atribuir a cambios en las configuraciones electrónicas de los átomos o moléculas que constituyen a los materiales con independencia de la forma que tengan. La energía del

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

campo de radiación se transporta mediante ondas electromagnéticas. Por tanto, la radiación no precisa un medio material para su transferencia.

La radiación que la superficie emite se origina a partir de la energía térmica de la materia limitada por la superficie, y la velocidad a la que libera energía por unidad de área (W/m^2) se denomina potencia emisiva superficial E . Existe un límite superior para la potencia emisiva, establecido por la ley de Stefan-Boltzmann,

$$E_b = \sigma T_s^4 \quad (\text{Ec. 9.8})$$

Donde T_s es la temperatura absoluta (K) de la superficie de la superficie y σ es la constante de Stefan-Boltzmann ($\sigma=5.67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$). Dicha superficie se llama radiador ideal o cuerpo negro. Un cuerpo negro es un objeto teórico o ideal que absorbe toda la energía radiante que incide sobre él. Nada de la radiación incidente se refleja o pasa a través del cuerpo negro. A pesar de su nombre, el cuerpo negro emite radiación y constituye un sistema físico idealizado para el estudio de la emisión de radiación electromagnética.

El flujo emitido por una superficie real es menor que el de un cuerpo negro a la misma temperatura y su expresión es,

$$E = \varepsilon \sigma T_s^4 \quad (\text{Ec. 9.10})$$

Donde ε es una propiedad radiativa de la superficie denominada emisividad. Con valores en el rango $0 \leq \varepsilon \leq 1$, esta propiedad proporciona una medida de la eficiencia con que una superficie emite energía en relación con un cuerpo negro. Esto depende marcadamente del material y de la superficie y del acabado.

La radiación también puede incidir sobre una superficie desde sus alrededores. La radiación se origina desde una fuente especial, como el sol, o de otras superficies a las que se expone la superficie de interés. Sin tener

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

en cuenta la fuente, designamos la velocidad a la que toda esa radiación incide sobre un área unitaria de la superficie como la irradiación G .

Una parte de la irradiación, o su totalidad, tal vez sea absorbida por la superficie, y así se incrementaría la energía térmica del material. La velocidad a la que la energía radiante es absorbida por área superficial unitaria se evalúa a partir del conocimiento de una propiedad radiativa denominada absorptividad.

Si se quiere determinar la fracción de radiación incidente reflejada por una superficie se deberá tener en cuenta la propiedad de la reflectividad. Sin embargo, su definición específica puede tomar varias formas diferentes, pues la propiedad es inherentemente bidireccional. Además de depender de la dirección de la radiación incidente, también depende de la dirección presente en la radiación reflejada.

Si se necesita calcular el intercambio de radiación entre dos superficies cualquiera, este depende en gran medida de las formas y orientaciones de las superficies, así como de las propiedades radiativas, anteriormente expuestas, y temperaturas. Si se supone que las superficies están separadas por un medio no participativo, entonces dicho medio no emite, ni dispersa, ni absorbe, por tanto tampoco tiene efecto sobre la transferencia de radiación entre las superficies. Un vacío cumple de forma exacta estos requisitos, y la mayoría de los gases los cumple con una excelente aproximación.

Para este cálculo entre superficies se debe introducir el concepto factor de forma que se define como la porción de la radiación que sale de una superficie i que es interceptada por otra superficie j , expresada en la siguiente expresión como F_{ij} .

$$q_R = A_i F_{ij} \sigma (T_i^4 - T_j^4) \quad (\text{Ec. 9.11})$$

Donde q_R es el flujo de transferencia de calor por radiación neto (W/m^2) del área A_i , σ como la constante de Stefan-Boltzmann anteriormente mencionada y el incremento de temperaturas de cada una de las superficies expuestas elevado a la cuarta.

10.3. Descripción de los modelos

Para la realización de este análisis se han elaborado 5 modelos. Dichos modelos se han constituido a partir de una geometría inicial, teniendo en cuenta dos parámetros que varían respecto a cada geometría, la longitud de fondo y el ángulo de inclinación de las tapas. Recordar que tanto la apertura central como la longitud de la cara trasera se mantienen fijas. En la Figura 10.3 se muestran gráficamente los parámetros variables y cuales se mantienen constantes.

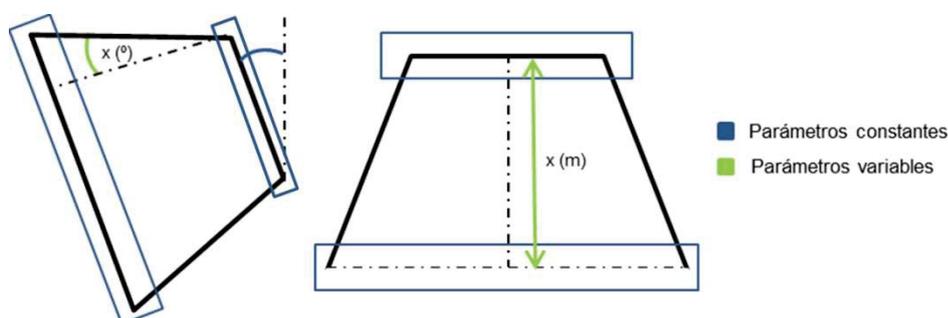


Figura 10.3 Parámetros constantes y variables del modelo

La configuración de partida se basa en un receptor de base trapezoidal, con una profundidad de 4 m, una altura de 5 m, una anchura de 5 m y un ángulo de 0° en las tapas, tanto en la superior como en la inferior. El receptor consta de una configuración de tubos acoplada en la parte posterior de cada una de sus caras con objeto de refrigerar las superficies expuestas al flujo incidente. La cara posterior de todos los modelos de receptor analizados consta de 20 tubos, las caras laterales, superiores e inferiores varían en número de tubos aunque todos los tubos son de 80 mm de diámetro interior y 100 mm de diámetro exterior. También mencionar que la inclinación del receptor de $11,30^\circ$ con respecto al eje vertical se repite en todos los

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

modelos. La geometría se ha inspirado en la de la central de “Dahan” presente en el artículo (165).

El modelo de partida se muestra en la Figura 10. 4.

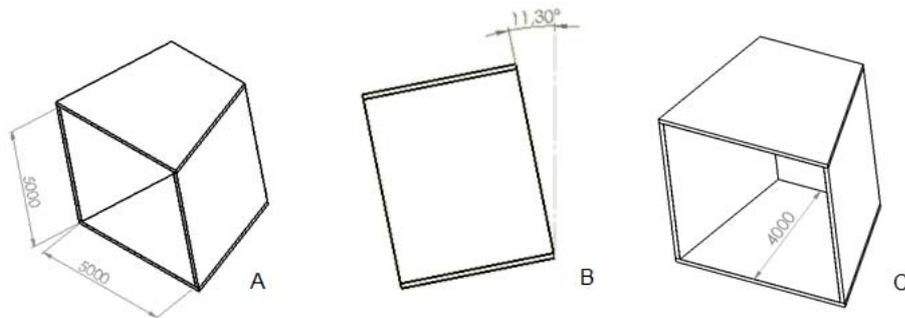


Figura 10. 4 Modelo inicial con ángulo de tapas 0°

Variando los parámetros anteriormente mencionados resultan las siguientes configuraciones.

Modelo 1

Este modelo consta de 20 tubos laterales, 22 superiores, 22 inferiores. Dispone de una profundidad de 4m y un ángulo de apertura de tapas respecto de la horizontal de 13.69° .

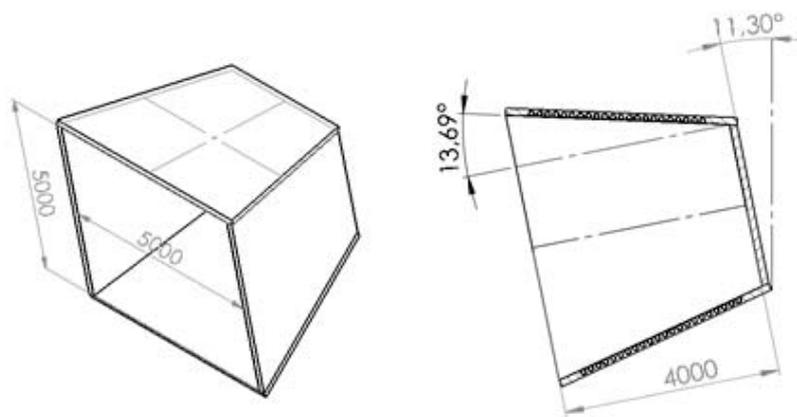


Figura 10.5 Características geométricas del modelo 1

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

Malla de Cálculo

Tabla 10. 2 Dimensiones básicas de la malla en el modelo 1

Número de Celdas en X	34
Número de Celdas en Y	34
Número de Celdas en Z	36

Tabla 10. 3 Número de Celdas en el modelo 1

Celdas totales	66819
Celdas del fluido	34070
Celdas del Sólido	565
Celdas Parciales	32184
Celdas irregulares	0
Celdas recortadas/ ajustadas	0

Iteraciones: 156

Modelo 2

El modelo 2 consta de 20 tubos en la cara superior e inferior y 20 tubos en cada una de las caras laterales. Su profundidad es de 3.5m y la apertura de tapas respecto a la horizontal de 15.92° .

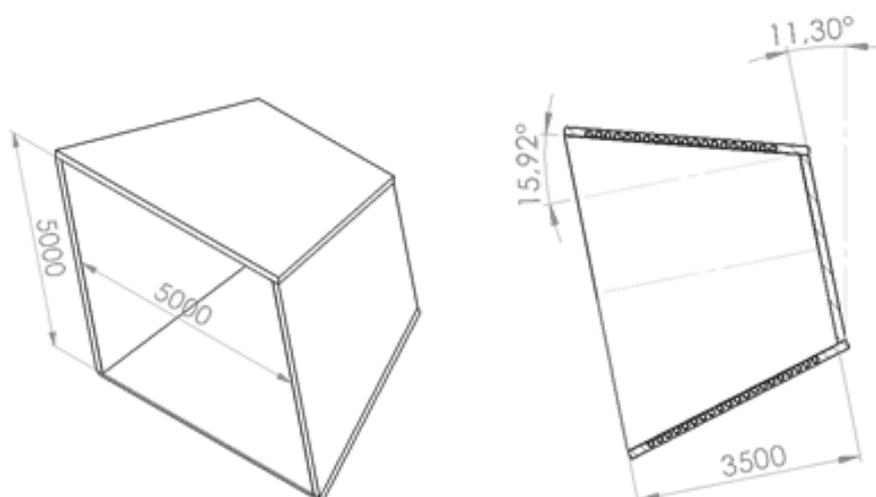


Figura 10. 6 Características geométricas del modelo 2

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

Malla de cálculo

Tabla 10. 4 Dimensiones básicas de la malla en el modelo 2

Número de celdas en X	17
Número de celdas en Y	34
Número de celdas en Z	36

Tabla 10. 5 Número de celdas en el modelo 2

Celdas totales	65881
Celdas del fluido	33351
Celdas del sólido	536
Celdas parciales	31994
Celdas irregulares	0
Celdas recortadas/ ajustadas	0

Iteraciones: 144

Modelo 3

El modelo 3 se compone de 16 tubos en las partes superior e inferior y finalmente 16 tubos en cada una de las caras laterales. Su profundidad es de 3m y el ángulo de apertura de las tapas respecto a la horizontal es de $18,41^\circ$.

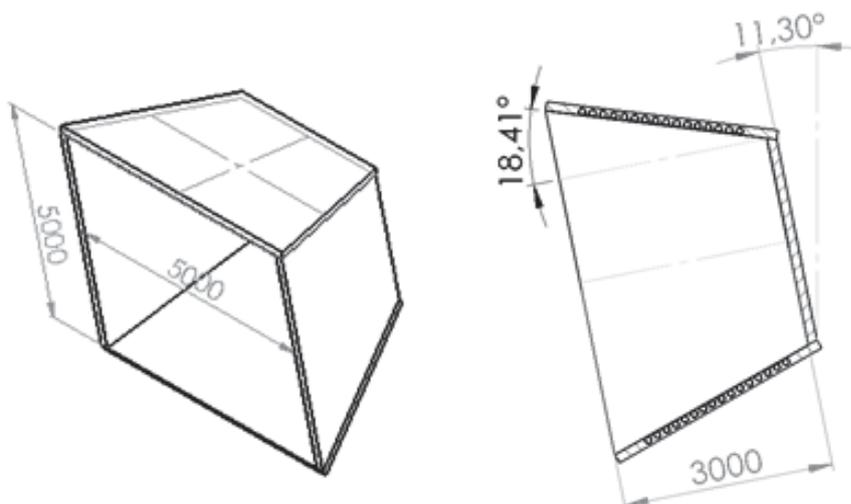


Figura 10. 7 Características geométricas del modelo 3

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

Malla de cálculo

Tabla 10. 6 Dimensiones básicas de la malla en el modelo 3

Número de celdas en X	18
Número de celdas en Y	34
Número de celdas en Z	36

Tabla 10. 7 Número de celdas en el modelo 3

Celdas totales	67287
Celdas del fluido	34397
Celdas del solido	1012
Celdas parciales	31878
Celdas Irregulares	0
Celdas recortadas/ ajustadas	7

Iteraciones: 139

Modelo 4

El modelo 4 dispone de 14 tubos en las superiores e inferiores y 14 tubos en cada una de las caras laterales. Tiene una profundidad de 2.5m y un ángulo de apertura de las tapas respecto a la horizontal de $21,76^\circ$.

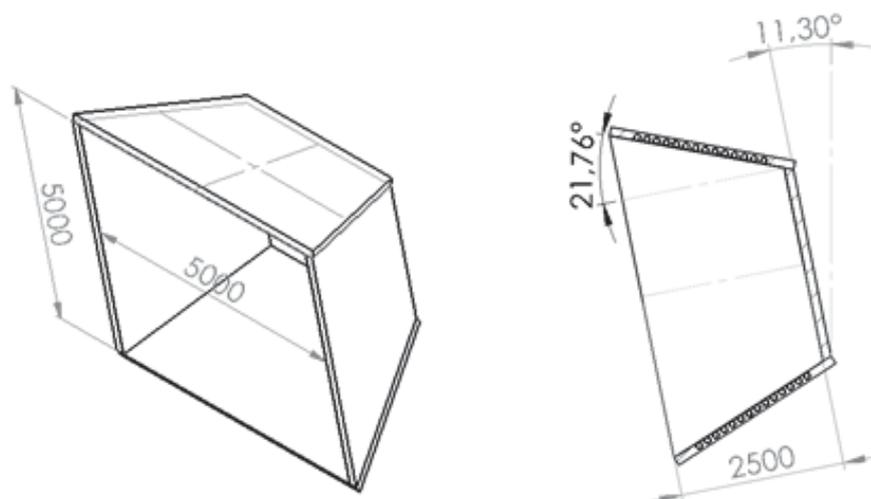


Figura 10. 8 Características geométricas del modelo 4

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

Malla de cálculo

Tabla 10. 8 Dimensiones básicas de la malla en el modelo 4

Número de celdas en X	18
Número de celdas en Y	36
Número de celdas en Z	36

Tabla 10. 9 Número de celdas en el modelo 4

Celdas totales	73693
Celdas en el fluido	36963
Celdas en el sólido	1386
Celdas parciales	35344
Celdas irregulares	0
Celdas recortadas/ ajustadas	0

Iteraciones 125

Modelo 5

El modelo 5 monta 12 tubos en cada una de las caras laterales, y 12 en la superior e inferior. Tiene una profundidad de 2m y un ángulo de apertura de las tapas respecto de la horizontal es de 21,76°.

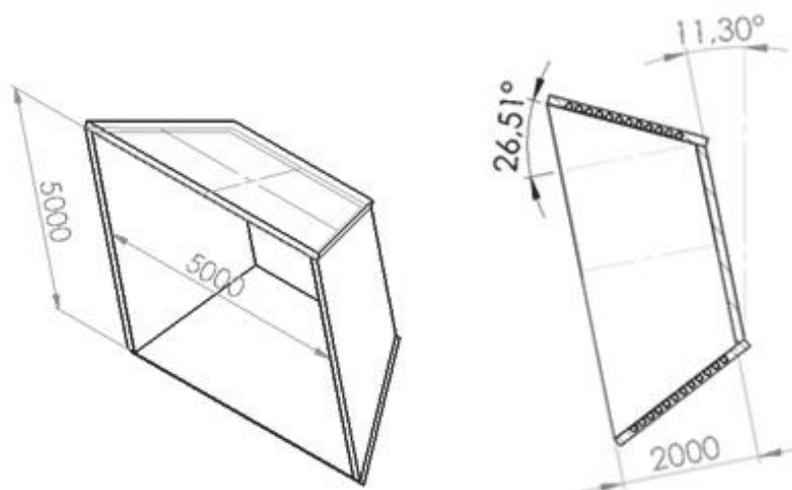


Figura 10.9 Características geométricas del modelo 5

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

Malla de cálculo

Tabla 10. 10 Dimensiones básicas de la malla en el modelo 5

Número de celdas en X	18
Número de celdas en Y	36
Número de celdas en Z	36

Tabla 10. 11 Número de celdas en el modelo 5

Celdas totales	65216
Celdas del fluido	33641
Celdas del sólido	474
Celdas parciales	31101
Celdas Irregulares	0
Celdas recortadas/ajustadas	0

Iteraciones 114

10.4. Preparación de modelo

Una vez precisadas las geometrías, se definen los materiales utilizados en las partes que las componen, así como, la determinación de los flujos tanto de entrada como de salida.

10.4.1. Materiales usados

Acero S31600

Se ha optado un acero inoxidable (S31600) para todas las partes metálicas presentes en el conjunto. Este acero es un acero inoxidable austenítico que contiene molibdeno lo que lo hace más resistente a la corrosión general, picaduras/corrosión de grieta que el cromo-níquel convencional. Estas aleaciones también ofrecen una mayor deformación, la tensión a la ruptura y resistencia a la tracción a temperatura elevada. Sus propiedades físicas se presentan a continuación.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

- Densidad 8027kg/m^3
- Conductividad térmica

Tabla 10. 12 Conductividad térmica del acero S31600

Rango de temperaturas		Btu-in/hr-ft ² ·°F	W/m·K
°F	°C		
68-212	20-100	100.8	14.6

- Calor específico

Tabla 10. 13 Calor específico del acero S31600

°F	°C	Btu/lb·°F	J/kg·K
68	20	0.108	450
200	93	0.116	485

- Rango de temperaturas de fusión $1390-1440^\circ\text{C}$

Aislante

Debido a las altas temperaturas que se alcanzan en el interior de receptor y que se transmiten posteriormente al aislante por conducción, se ha optado por dotar a las partes aislantes de un material aislante refractario. Este aislante es una fibra refractaria y su denominación comercial es; TC- FIBRA CERÁMICA 128 1260C. Sus propiedades físicas se muestran a continuación,

- Densidad 128Kg/m^3
- Conductividad térmica

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

Tabla 10.14 Valores de conductividad térmica de la fibra cerámica 128 1260C

Temperaturas (°C)	Valores de conductividad (W/m·K)
200	0.07
400	0.12
600	0.20
800	0.30
1000	0.43

- Temperatura máx. de utilización 1260°C

Sales fundidas

Las sales fundidas son sales que se encuentran en estado sólido a temperatura y presión estándar y que a medida que se incrementa la temperatura su fase se torna líquida. Existen muchos tipos de sales fundidas y para distintos usos, aunque las que se utilizan como fluidos de transferencia de calor, así como, almacenamiento térmico suelen ser las que contienen fluoruros, cloruros, y nitratos. En la Tabla 10. 15 se observan ejemplos de sales fundidas existentes para la tecnología CSP.

Tabla 10. 15 Tipos de sales utilizadas en la tecnología CSP (270)

Mezcla de sales - Fluoruros	
2LiF-BeF ₂	FliBe
LiF-NaF-KF	FliNaK
LiF-NaF-BeF ₂	FliNaBe
NaF-NaBF ₄	Llamado en el artículo NaFNaB
KF-ZrF ₄	Llamado en el artículo FluZirK
Mezcla de sales - Cloruros	
KCl-MgCl ₂	Llamado en el artículo CloKMag
Mezcla de sales - Nitratos	
NaNO ₃ -KNO ₃	Solar Salt
NaNO ₃ -NaNO ₂ -KNO ₃	Hitec [®]

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

En este caso se ha utilizado una sal fundida con denominación comercial HITEC[®] Heat Transfer Salt, las propiedades de la cual se exponen a continuación.

- Densidad

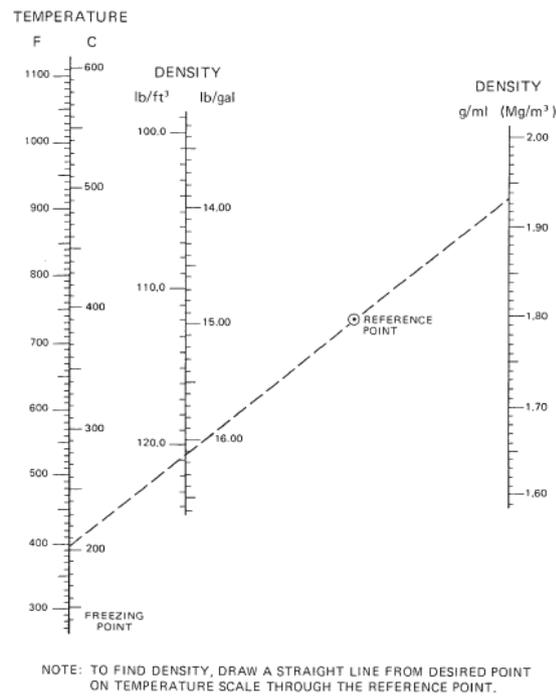


Figura 10. 10 Valores de densidad extraídos del catálogo de la Sal HITEC

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

Tabla 10.16 Densidad de la sal fundida HITEC

Temperatura °C	Densidad (kg/m ³)
260.15	1954.26
537.928	1605.05

- Viscosidad

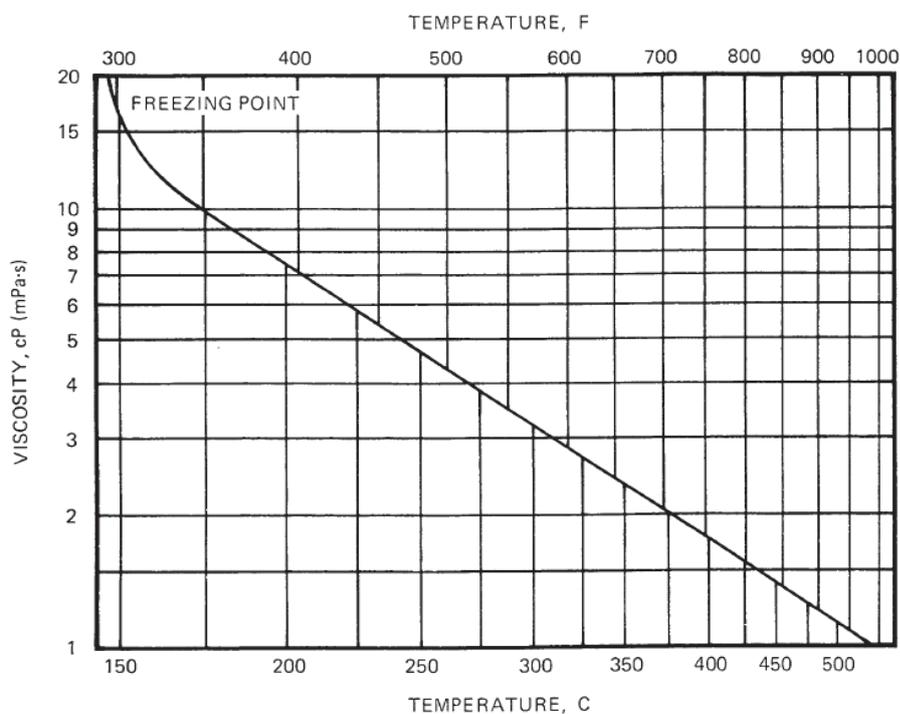


Figura 10.11 Valores de viscosidad extraídas del catálogo de la sal HITEC

Tabla 10.17 Valores de viscosidad de la Sal HITEC

Temperatura (°C)	Viscosidad (Pa·s)
176.817	0.01
537.928	0.001

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

- Conductividad térmica

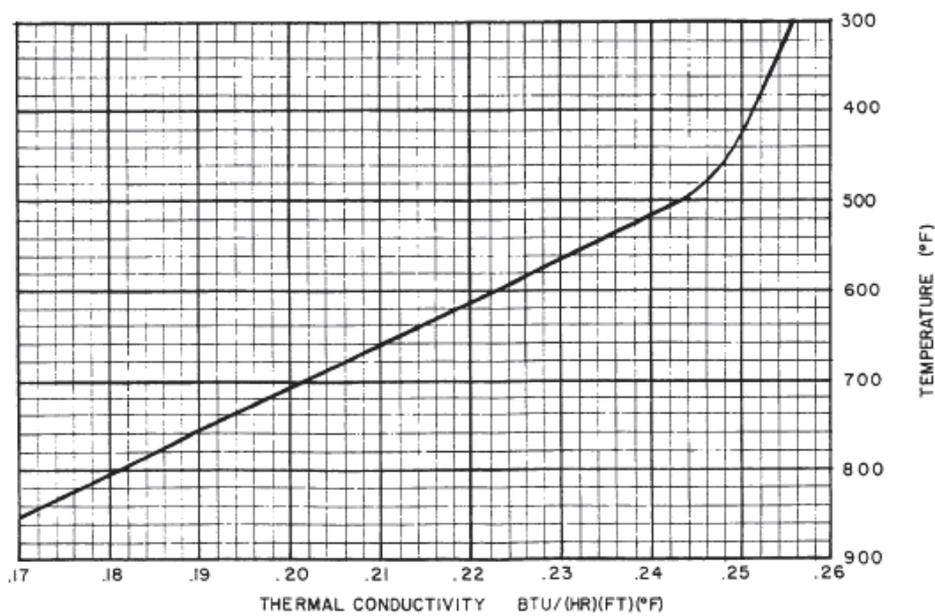


Figura 10.12 Valores de conductividad térmica extraídos del catálogo de la Sal HITEC

Tabla 10.18 Valores de conductividad térmica de la Sal HITEC

Temperatura (°C)	Conductividad térmica (W/m·K)
260	0.422298
427	0.297686

- Calor específico 1339.776 J/(kg·K)

10.5. Hipótesis de análisis

Para la configuración de los modelos estudiados es necesario asumir unas hipótesis y condiciones de contorno de partida. En este capítulo se presentan y desarrollan dichas hipótesis y condiciones de contorno. Las hipótesis se realizan con el objetivo de determinar los flujos entrantes y

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

salientes del sistema. Las condiciones de contorno definen las características iniciales del problema, así como el comportamiento del modelo en sus límites.

Condiciones de contorno

Este análisis se trata de un análisis externo en el que se realizan unos balances de energía dependiendo de los valores de flujo introducidos. Inicialmente se fijan las condiciones iniciales de contorno del problema.

- Los sólidos tienen un comportamiento ideal de cuerpo negro.
- Se analiza el efecto de la convección y la radiación.
- El medio externo es no participante
- La temperatura y presión ambiente son de 20.05°C y 101325.00 Pa respectivamente.
- Como fluido se utiliza el aire y como sólidos los materiales previamente definidos.
- La inclinación del receptor es de 11.30°, correspondiente a un campo situado a una distancia media de 500m y una altura de torre de 100m.

Estimación de flujos entrantes y salientes

Las caras del receptor no reciben los mismos flujos incidentes en cada una de ellas. Para establecer unos valores adecuados a cada una de las configuraciones existentes se requiere la obtención de la proporción de haces reflejados que inciden en las caras, provenientes de los espejos distribuidos en un campo norte de 60°.

Con el fin de estimar la proporción de rayos incidentes en cada una de las caras del receptor, se desarrollarán unas expresiones matemáticas a raíz de la geometría del campo supuesto. Dichas expresiones pretenden la

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

integración de todos y cada uno de los flujos reflejados por espejos discretos dispuestos en el campo.

El fundamento geométrico por el cual se constituye la expresión matemática que define los flujos se muestra en la Figura 10.13.

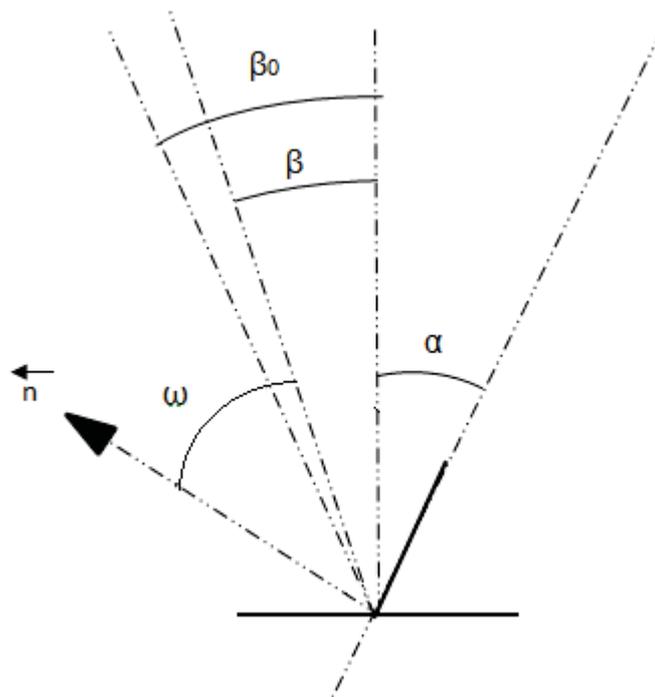


Figura 10.13 Representación gráfica para la obtención de los valores de flujo en las caras del receptor

Donde α es el ángulo que forman la normal de la superficie del receptor con la horizontal, que coincide con el ángulo de la cara del receptor con el eje vertical, β_0 corresponde a la mitad del ángulo que forma el campo de heliostatos, y ω es ángulo que forma un haz de rayos reflejados con la normal a la superficie del receptor considerada. El ángulo δ es el constituido por la suma de $\alpha + \beta_0$.

La expresión matemática resultante es;

$$\int_0^{\delta} \sin \omega d\omega = [-\cos \omega]_0^{\delta} \quad (\text{Ec. 10.1})$$

$$\cos 0 - \cos \delta = 1 - \cos(\alpha + \beta_0) \quad (\text{Ec. 10.2})$$

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

Utilizando esta expresión se obtendrán los valores correspondientes para cada una de las caras laterales de los distintos modelos de receptor. Para la incidencia frontal se utilizará la expresión,

$$2 \cdot \sin \beta_0 \quad (\text{Ec. 10.3})$$

Que es la proyección de los rayos reflejados sobre la cara posterior del receptor.

Una vez obtenidas estas expresiones se procederá a la normalización de las superficies, para posteriormente multiplicar dicho factor normalizado por el flujo total de entrada supuesto.

10.6. Resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos en los análisis realizados.

En las Figura 10.14 a Figura 10.18 se muestran las temperaturas alcanzadas por el receptor en cada una de las configuraciones analizadas.

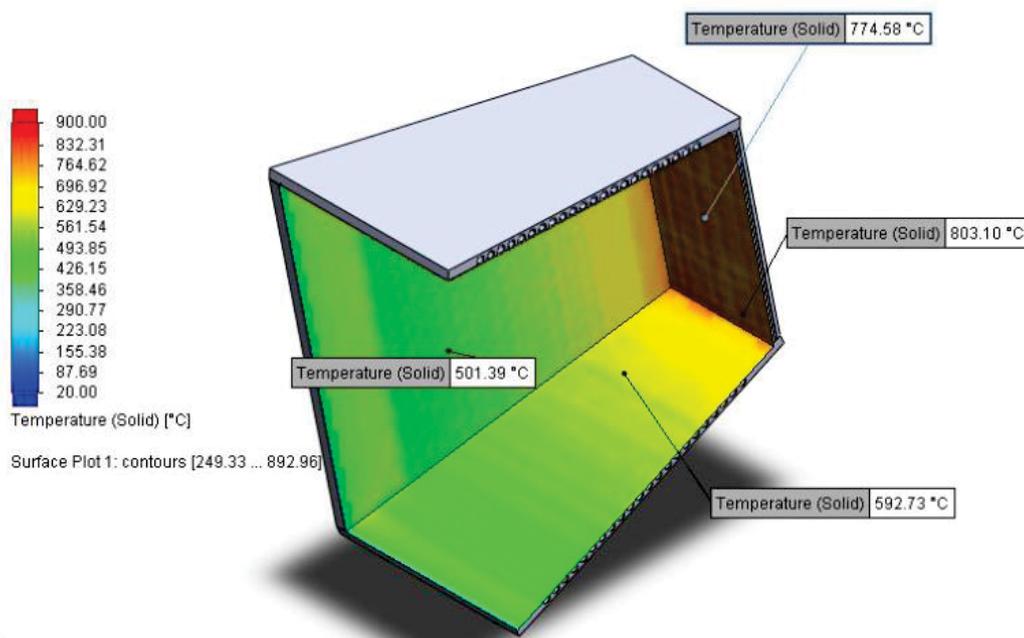


Figura 10.14 Temperaturas en las caras internas del modelo 1

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

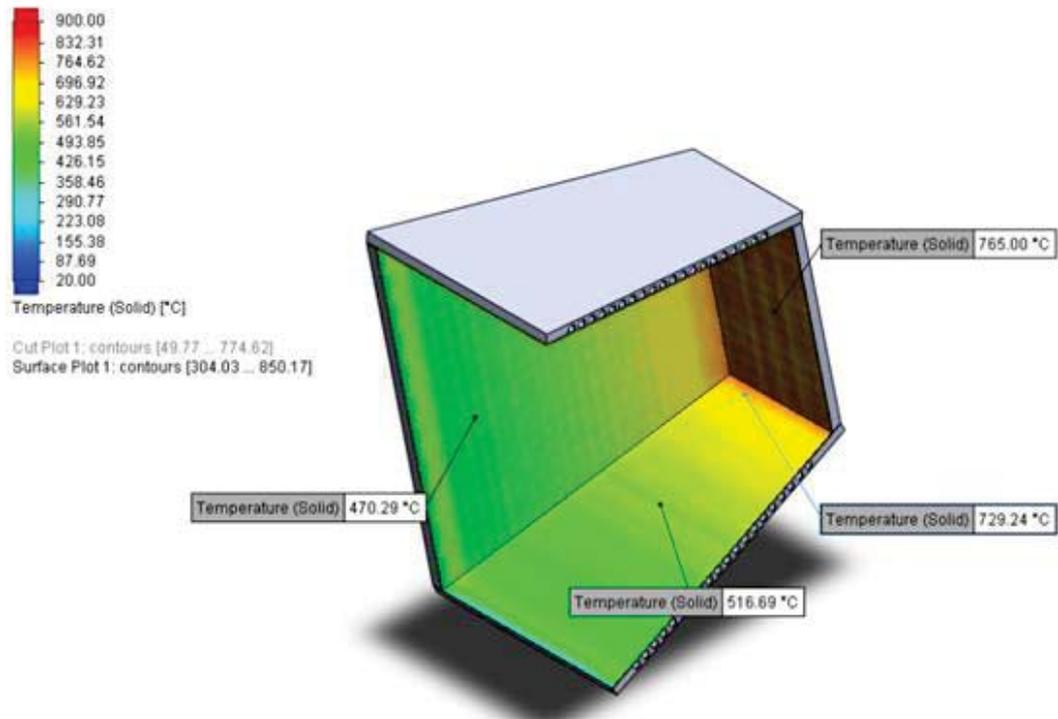


Figura 10.15 Temperaturas de las caras internas del modelo 2

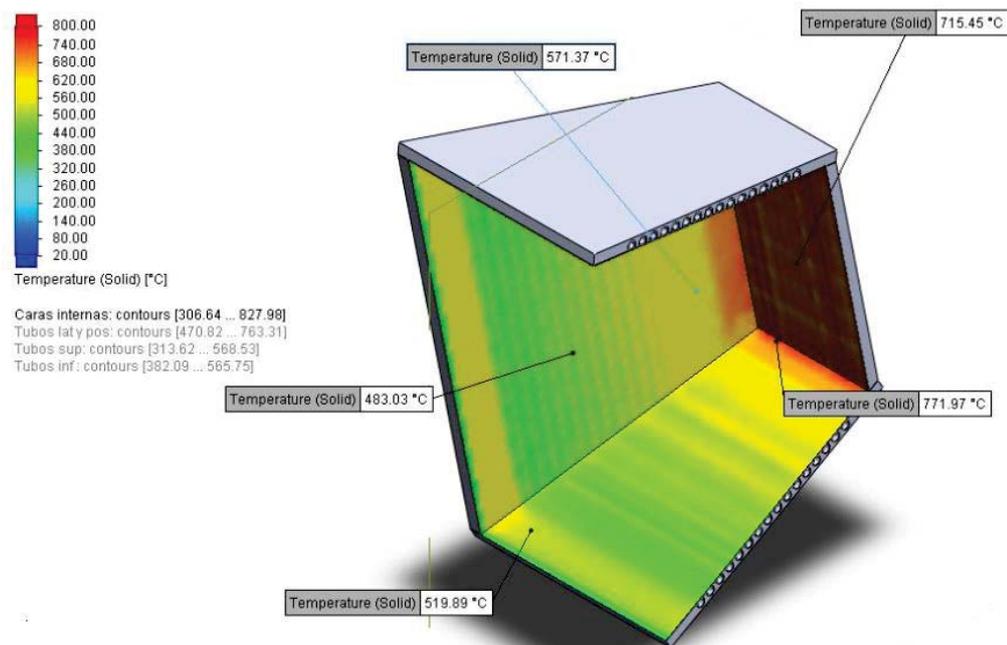


Figura 10.16 Temperaturas caras internas en el modelo 3

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

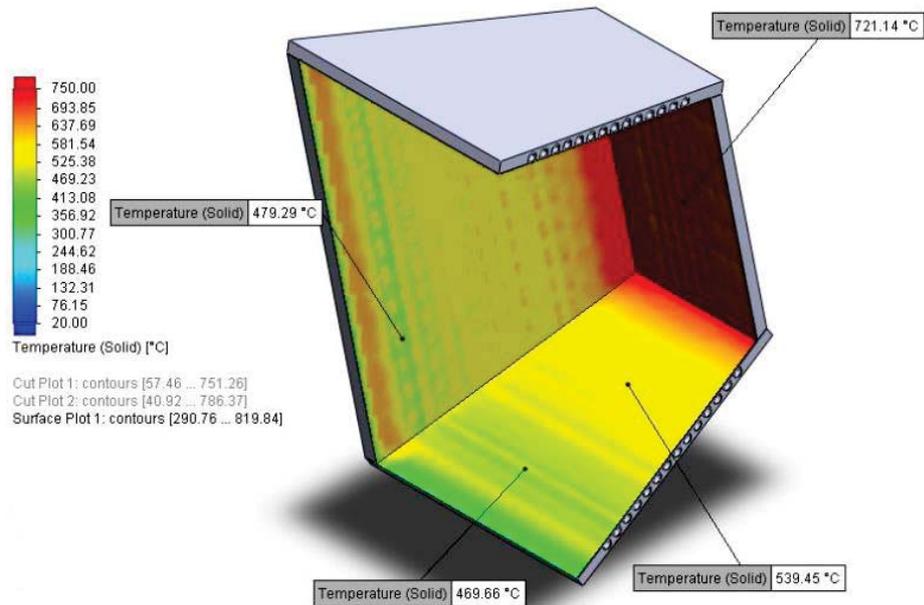


Figura 10.17 Temperatura de las caras internas del modelo 4

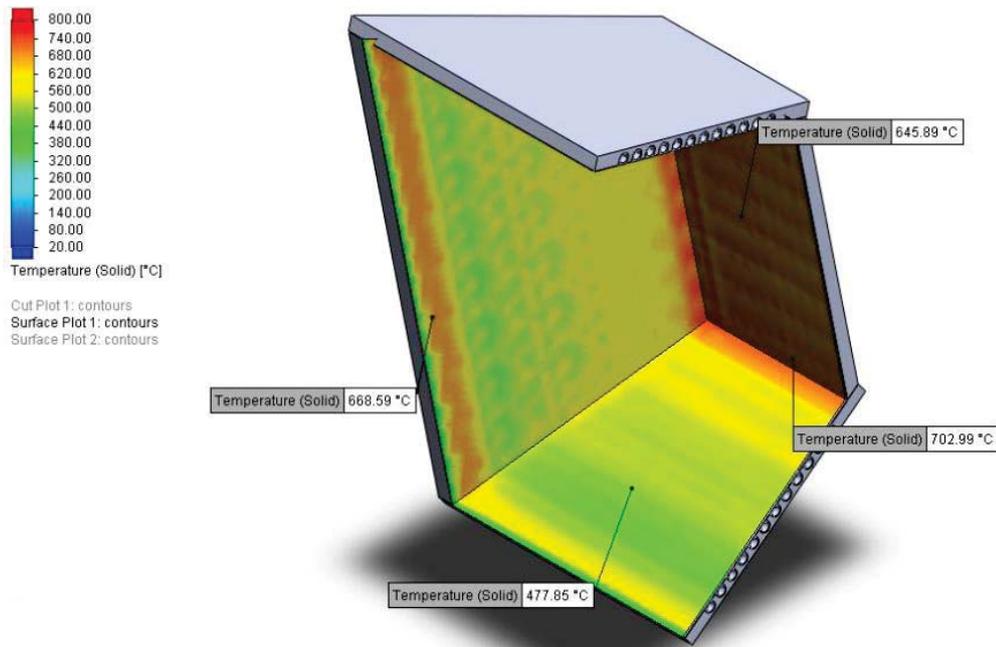


Figura 10.18 Temperatura de las caras internas del modelo 5

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

En la Tabla 10.19 se exponen las temperaturas máximas que sufre cada uno de los modelos.

Tabla 10.19 Temperaturas máximas por modelo analizado

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5
Temperatura máxima (°C)	892.96	850.17	827.98	819.84	789.93

Las Figura 10. 19 y Figura 10. 20 muestran las temperaturas en las paredes internas de los tubos por donde circula el fluido.

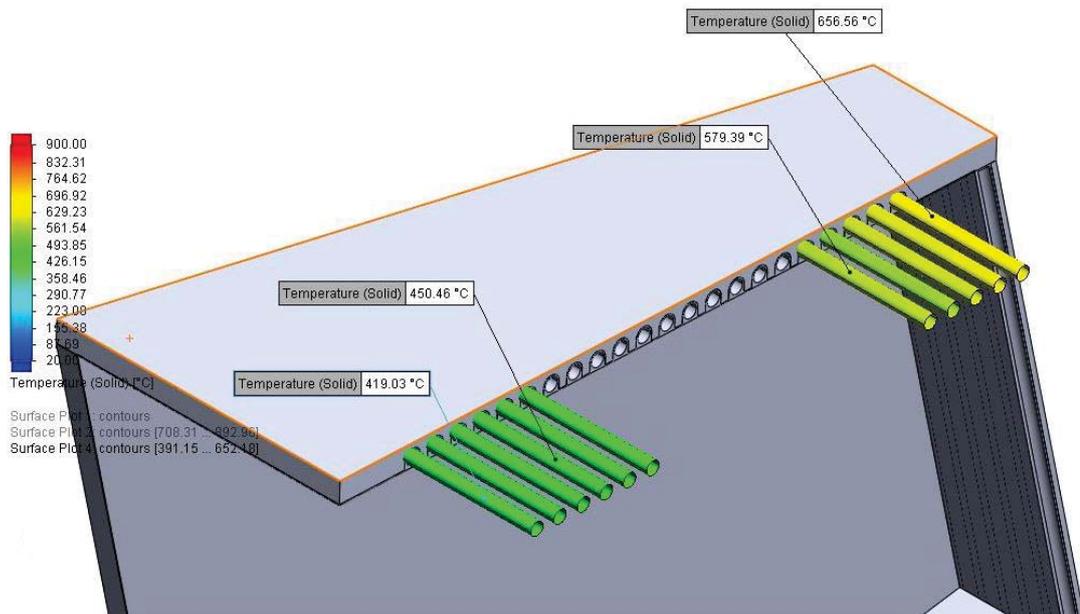


Figura 10. 19 Temperatura de las paredes internas de los tubos en la parte superior del modelo 1

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

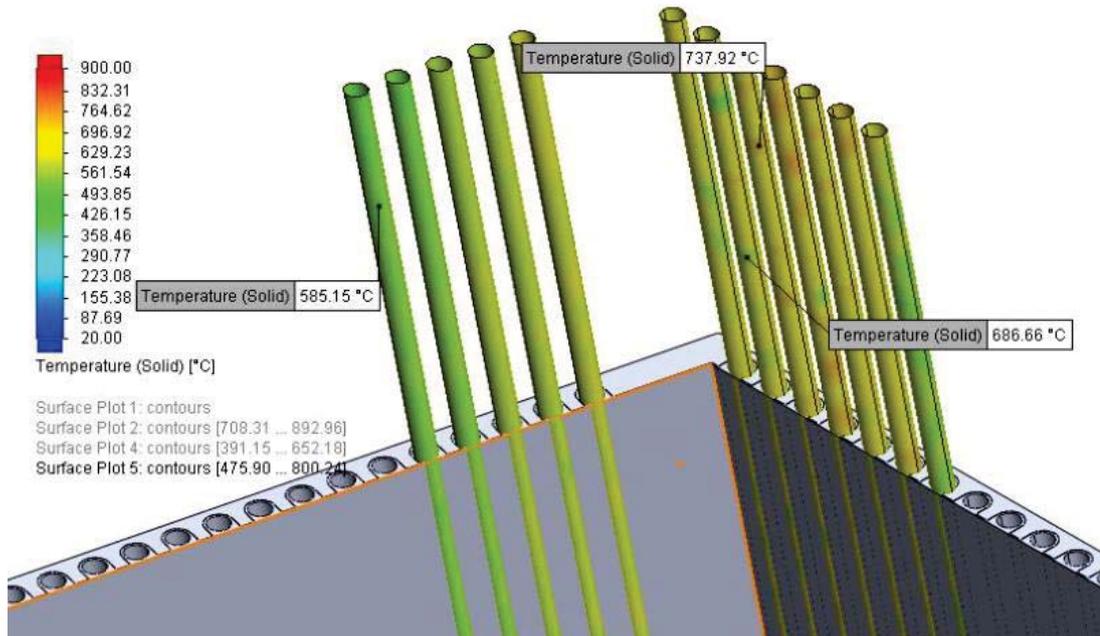


Figura 10. 20 Temperaturas en las paredes internas de los tubos en la parte lateral y superior del modelo 1

En las figuras Figura 10. 21 y Figura 10. 22 se revelan los flujos netos de pérdidas por radiación y convección respectivamente.

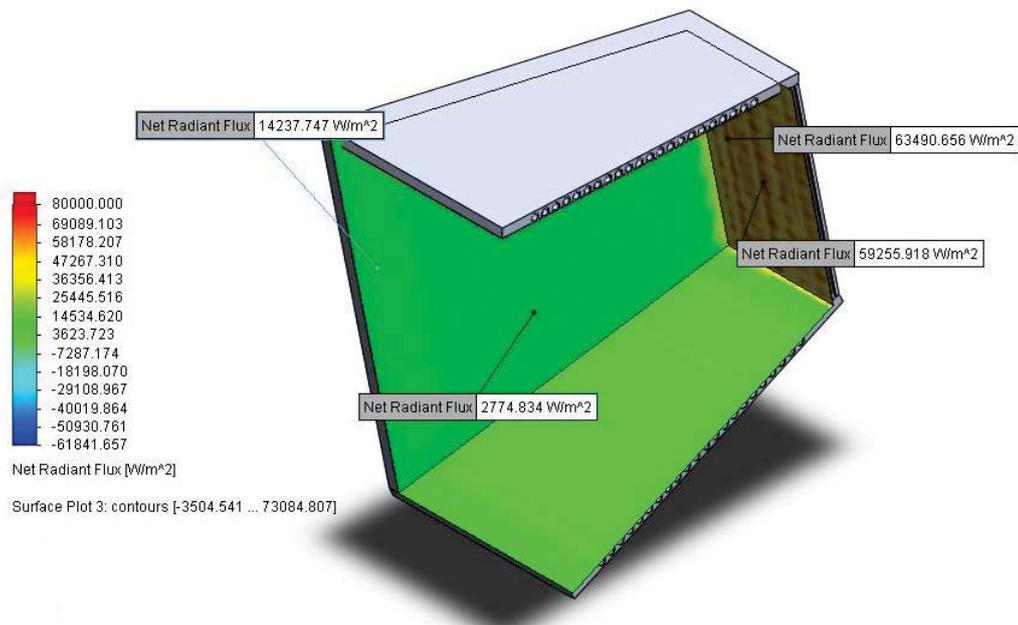


Figura 10. 21 Flujos de pérdidas por radiación en el modelo 1

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

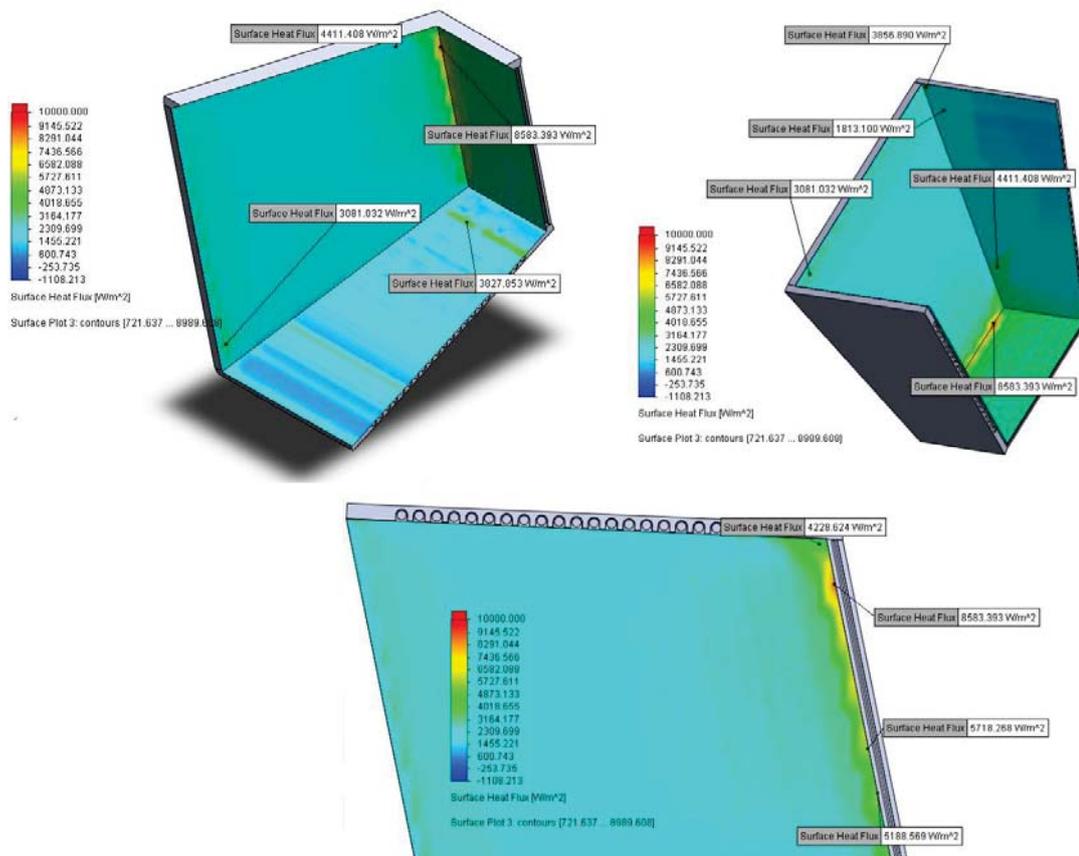


Figura 10.22 Detalle de los flujos de pérdidas por convección en el modelo 1

En las Figura 10.23, Figura 10.24, Figura 10.25 y Figura 10.26 se exponen las temperaturas del fluido en contacto con las caras calientes del receptor, teniendo en cuenta el modelo 1 (4m de profundidad) y el modelo 5 (2m de profundidad).

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

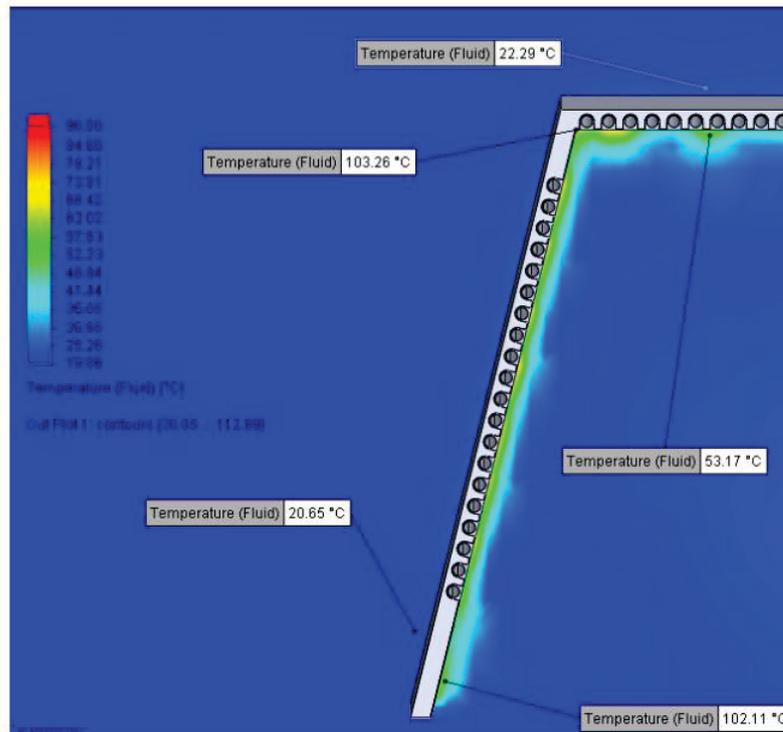


Figura 10.23 Vista en planta del comportamiento del fluido en el modelo 1

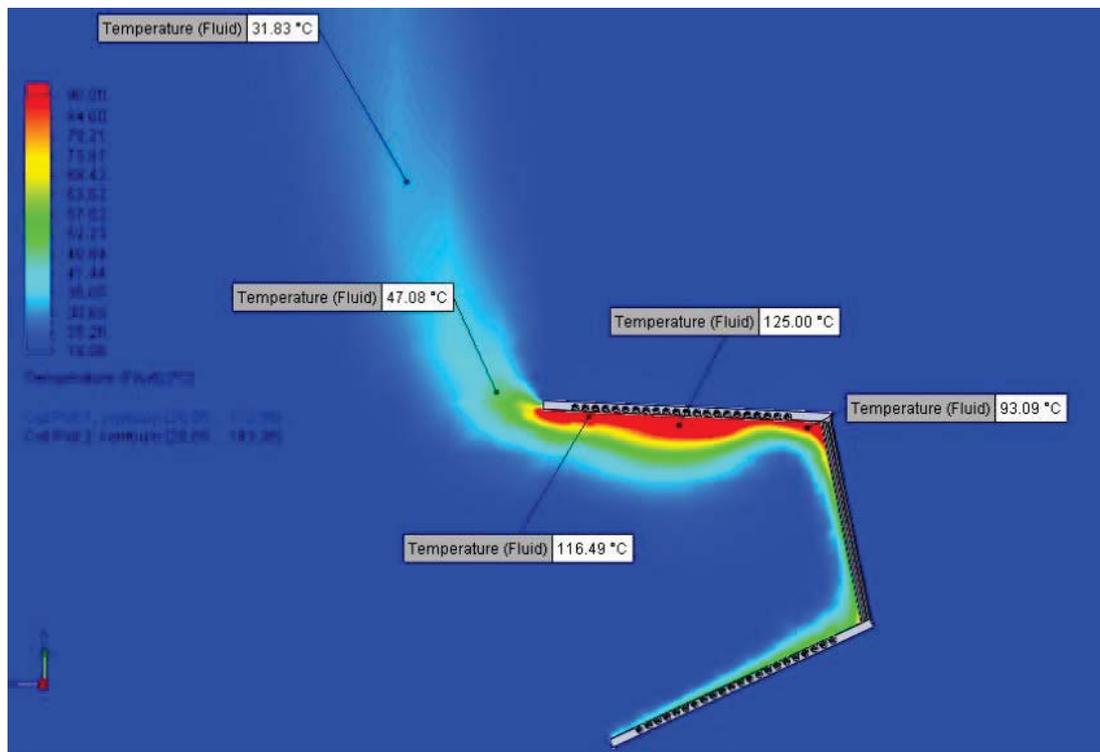


Figura 10.24 Vista lateral del comportamiento del fluido en el modelo 1

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

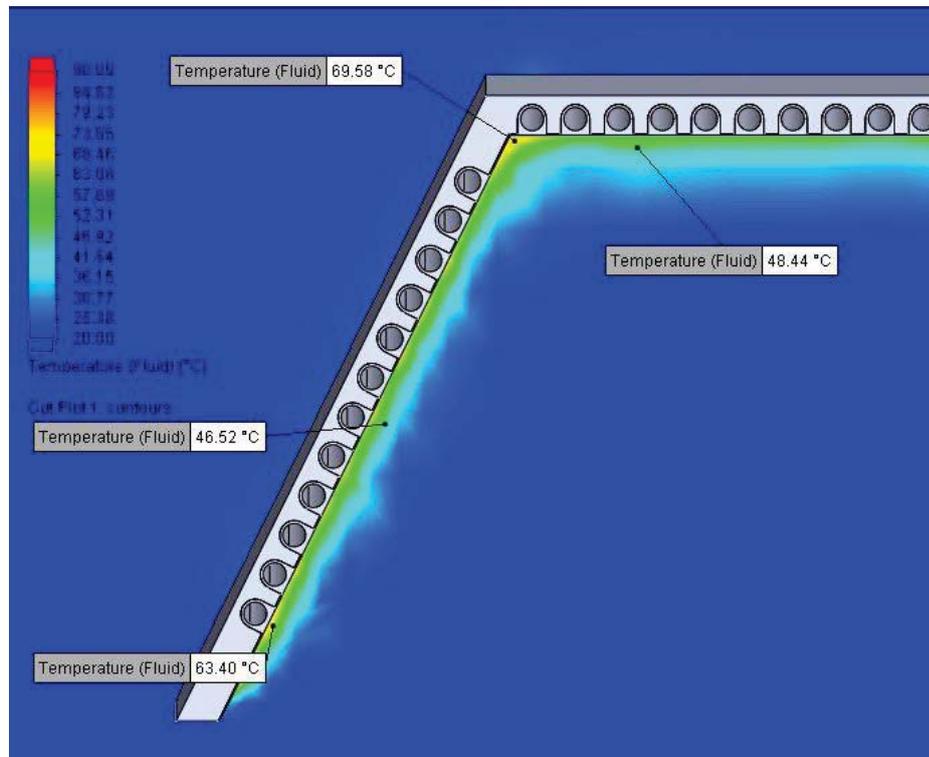


Figura 10. 25 Vista en planta del comportamiento del fluido en el modelo 5



Figura 10. 26 Vista lateral del comportamiento del fluido en el modelo 5

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

Las velocidades de los fluidos se muestran en las Figura 10.27 y Figura 10.28.

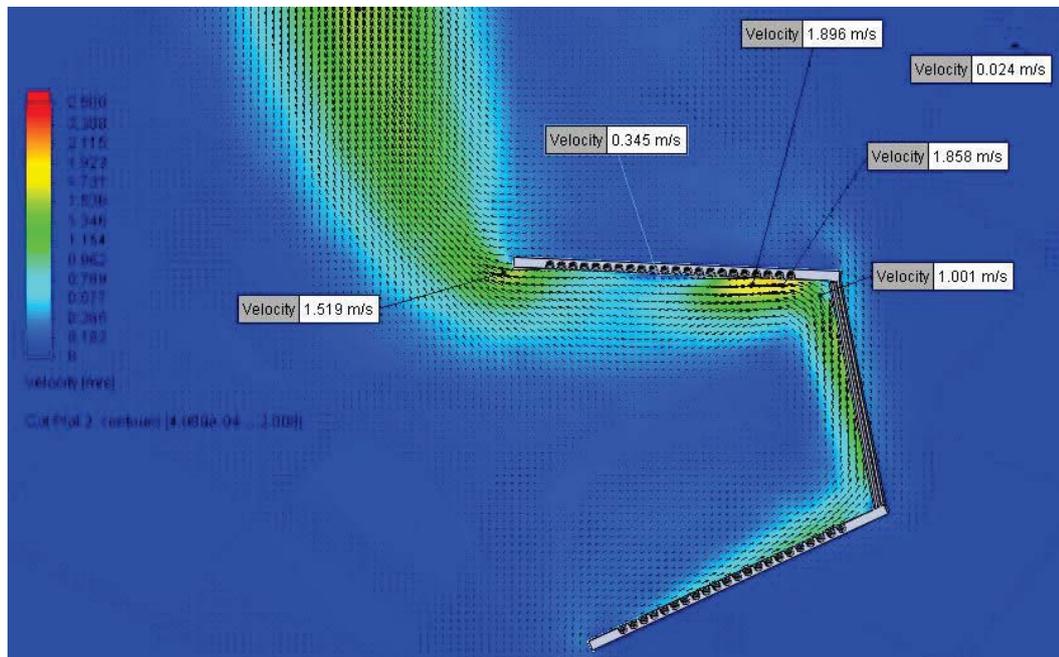


Figura 10.27 Vista lateral de la velocidad del fluido en el modelo 1

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

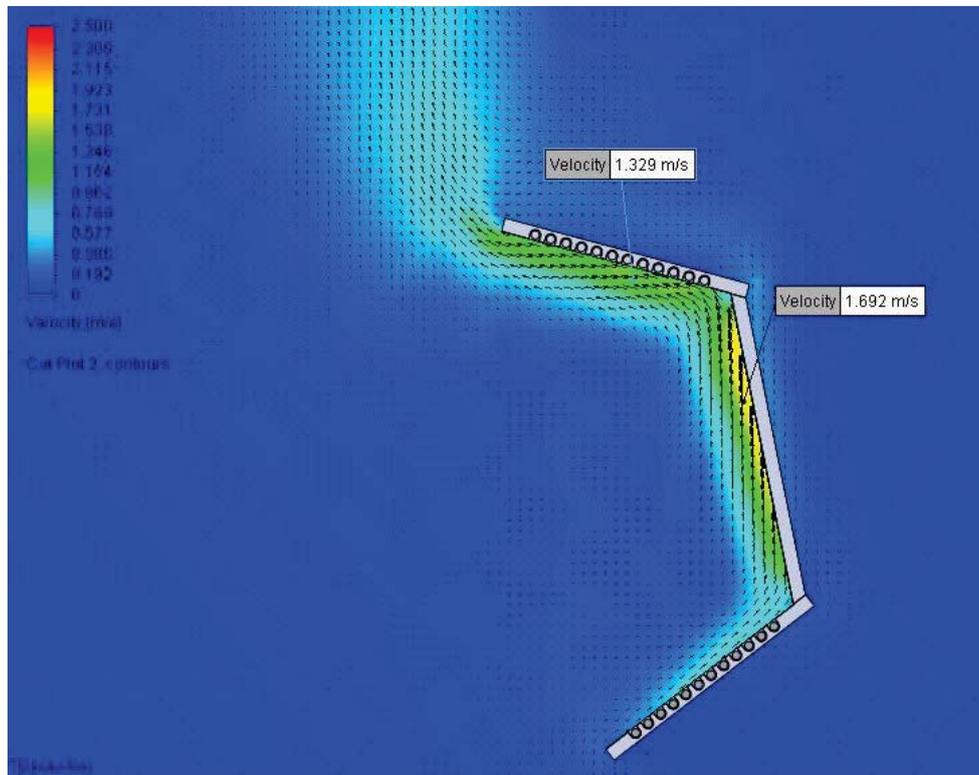


Figura 10.28 Vista lateral de la velocidad del fluido en el modelo 5

En las Figura 10. 29 y Figura 10. 30 se representan gráficamente las pérdidas resultantes debidas a la convección y radiación por cada cara y modelo analizado.

Las Figura 10.31 y Figura 10. 32 representan las pérdidas totales para cada uno de los modelos. En primera instancia distinguiendo entre su origen, es decir, convección y radiación y posteriormente se muestra la suma de las dos en la Figura 10.33.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

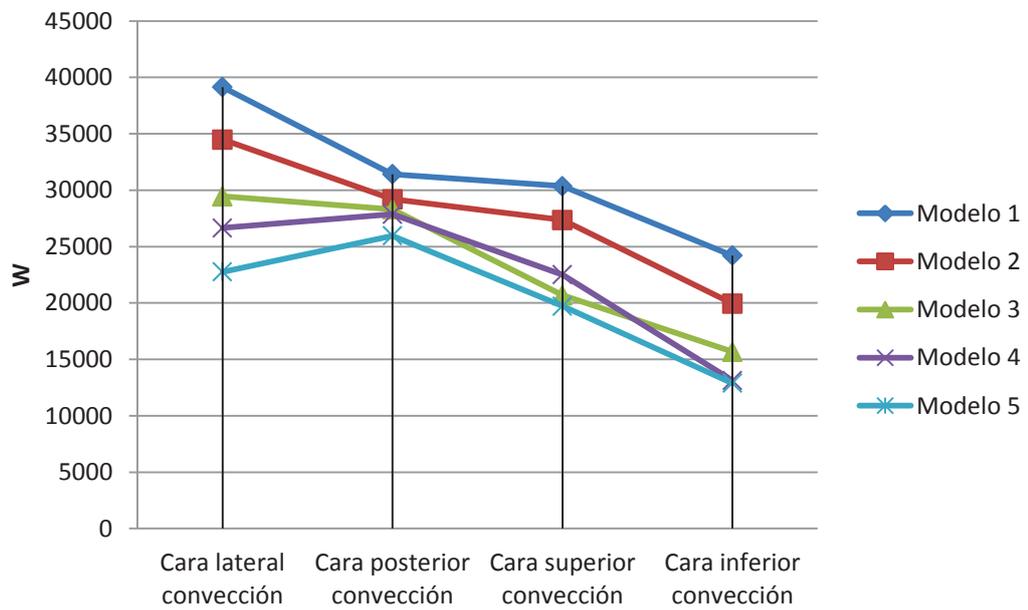


Figura 10. 29 Pérdidas por convección por cara y modelo

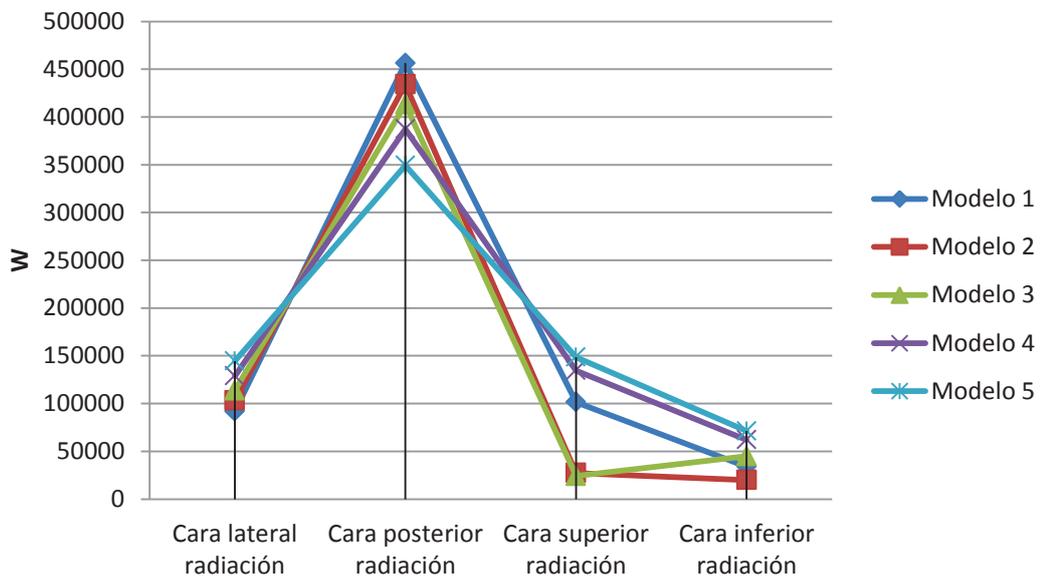


Figura 10. 30 Pérdidas por radiación por cara y modelo

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

Pérdidas totales por convección

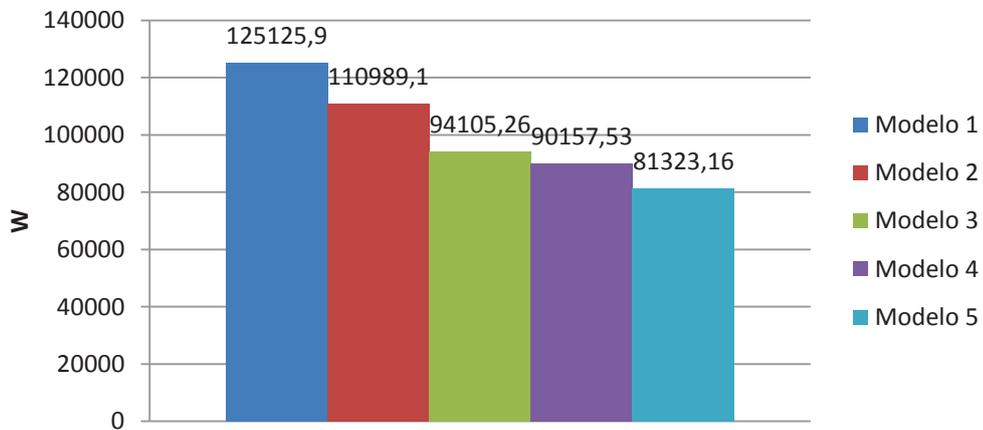


Figura 10.31 Pérdidas totales debidas a la convección por modelo

Pérdidas totales por radiación

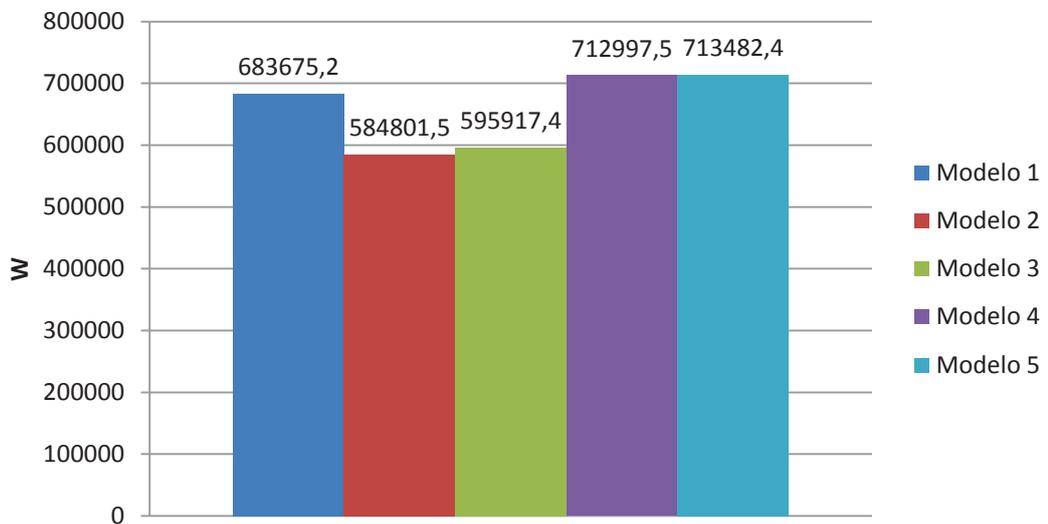


Figura 10. 32 Pérdidas totales debidas a la radiación por modelo

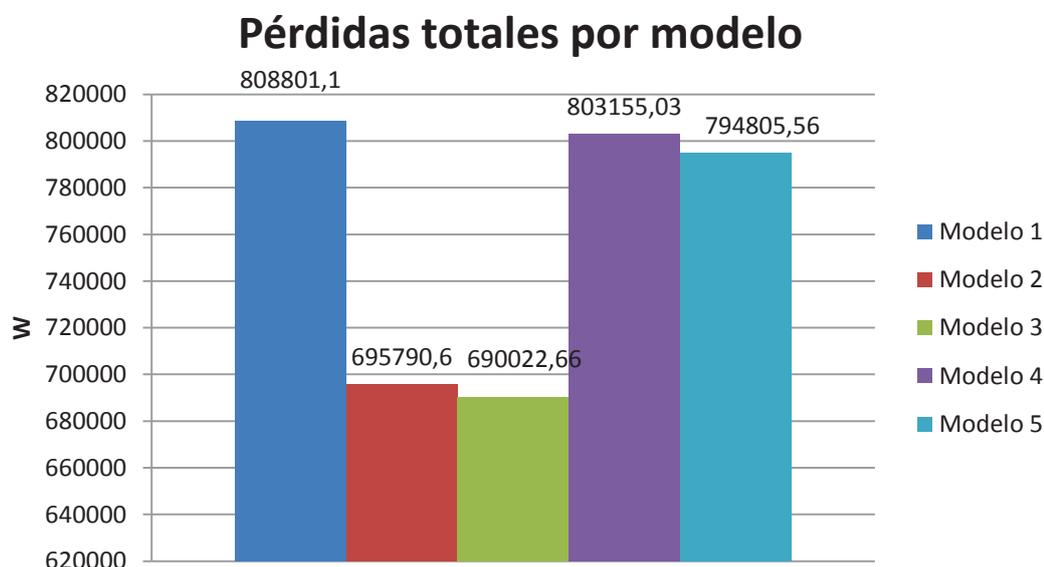


Figura 10.33 Pérdidas totales por modelo

10.7. Conclusiones y Líneas de investigación futuras

En este capítulo se expondrán las conclusiones extraídas de los análisis realizados. Posteriormente se sugerirán futuras líneas de investigación con objeto de mejorar o proseguir con el trabajo ya realizado.

10.7.1. Conclusiones

Este trabajo se ha centrado en la tecnología solar de concentración. En la parte inicial se ha realizado un estado del arte que ha pretendido dar una visión de la realidad de esta energía en la actualidad.

Posteriormente se ha introducido el fundamento teórico de la dinámica de fluidos computacional, lo que enlaza con la finalidad del trabajo, la simulación de unas geometrías parametrizadas referentes a un receptor solar de torre central de cavidad con un software CFD, para ver la influencia de dichos parámetros en las pérdidas térmicas.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

Los resultados de estas simulaciones han sido expuestos y analizados con el objetivo de extraer las conclusiones principales que se exponen a continuación:

- A medida que la profundidad del receptor aumenta, se observa que la temperatura de la cara posterior es más elevada. Eso, que puede ser beneficioso de cara al salto térmico con el fluido de trabajo, no lo puede ser tanto, ya se debe tener en cuenta la temperatura a la que se expone al fluido sobre todo en las inmediaciones de las paredes del tubo, debido a que según el HTF que se utilice podría verse comprometido y sufrir problemas de descomposición. Por otro lado a mayor profundidad pueden existir problemas en lo que a instalación y costes se refiere. Un mayor tamaño y volumen puede dificultar la ejecución de la torre central, tanto conceptualmente como constructivamente, y los costes de instalación pueden verse incrementados.
- Las mayores pérdidas se originan en el modelo número 1 debido principalmente a la radiación. Los valores observados en la cara posterior del receptor son netamente superiores al resto de superficies del mismo. Destacar que en las configuraciones menos profundas, (modelos 4 y 5) las pérdidas por radiación son mayores. En estas, los valores de pérdidas en la cara posterior son sustancialmente menores a los modelos más profundos, debido a la mayor exposición de todas las caras al exterior, las pérdidas son más uniformes en toda la geometría. Sus inferiores pérdidas en convección compensan el resultado final, no obstante, no quedan muy distantes del modelo 1.
- El peso de la radiación es fundamental en este análisis y demuestra que tiene una importancia determinante en evaluar pérdidas de estas características.

- La apertura de la inclinación de las tapas, junto con la reducción de la profundidad del receptor permite que el aire no encuentre dificultades en su recorrido y eso ayuda a que las pérdidas por convección disminuyan. Por contra, en los modelos más profundos, en los que tanto las tapas como las caras están dotadas de poca apertura, encierran el aire, impidiendo una circulación fluida del mismo. Esto provoca una acumulación y recirculación de este, que influye en el incremento de las pérdidas por convección además de generar zonas de calentamiento desiguales.

10.7.2. Líneas de investigación futuras

A la finalización de este trabajo surgen, a juicio del autor, unas líneas de investigación por las que se podrían mejorar los resultados obtenidos u observar otros fenómenos que han quedado fuera del alcance de este análisis.

Algunas de las posibles líneas de investigación se proponen a continuación:

- Para proseguir el camino iniciado en este análisis CFD se propone tener en cuenta más parámetros no incluidos en este trabajo. Uno de ellos que podría variar sustancialmente el resultado de las pérdidas es la influencia de la velocidad del viento.
- En cuanto a las geometrías presentadas, se sugiere la posibilidad de una nueva disposición o configuración del sistema de refrigeración, con el objetivo de mejorar el aprovechamiento de calor y evitar posibles puntos calientes presentes en los modelos. Los diámetros de los tubos también podrían ser objeto de estudio.
- Debido a la complejidad del modelo y a la falta de recursos computacionales se ha optado por la realización de un submodelo para la obtención de los flujos refrigerantes. Se sugiere realizar una

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Análisis de las pérdidas térmicas

Jordi García Portolés

simulación del modelo completo teniendo en cuenta todos los parámetros en un mismo análisis.

- Para el análisis presentado en este trabajo, los datos necesarios del campo de helióstatos han sido supuestos. Con el objetivo de simular o validar las geometrías propuestas en este trabajo se sugiere la utilización de datos reales, correspondientes a un campo de helióstatos existente.

11. Referencias

1. *Global warming, human-induced carbon emissions, and their uncertainties*. **Fang Jing Yun, Zhu Jiang Ling, Wang Shao Peng, Yue Chao & Shen HaiHua**. 10, Beijing : s.n., 2011, SCIENCE CHINA, Vol. 54.
2. **Pachauri, R.K. y Reisinger, A.** *IPCC, 2007: Cambio climático 2007: Informe de síntesis. Contribución de los Grupos de trabajo I, II y III al Cuarto Informe de*. Ginebra, Suiza, : Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, 2008.
3. **IEA, International Energy Agency.** *Redrawing the Energy Climate-map, World Energy Outlook Special Report*. 2012.
4. —. *Redrawing the energy climate-map, World Energy Outlook Special Report*. 2013.
5. **Steffen, Erdle.** *The DESERTEC Initiative. Powering the development perspectives of Southern Mediterranean countries?* Bonn : Published on behalf and with the support of the German Institute of Metrology / Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB), 2010.
6. **U.S., Energy Information Administration.** U.S. Energy Information Administration. *U.S. Energy Information Administration*. [En línea] [Citado el: 25 de Julio de 2013.] <http://www.eia.gov/environment/data.cfm#summary>.
7. **EEA, European Environment Agency.** The European Environment Agency (EEA) is an agency of the European Union. *The European Environment Agency (EEA) is an agency of the European Union*. [En línea] [Citado el: 27 de Julio de 2013.] <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/national-emissions-reported-to-the-unfccc-and-to-the-eu-greenhouse-gas-monitoring-mechanism-7#tab-see-also>.
8. **IEA, International Energy Agency.** IEA. Technology roadmap concentrating solar power 2010. *IEA. International Energy Agency*. [En línea] 11 de Mayo de 2010. [Citado el: 25 de Julio de 2013.] http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/csp_roadmap.pdf.
9. **Foundation, Desertec.** *an overview of the desertec concept. Red paper, 3rd ed.* Hamburgo : s.n.
10. **IEA, International Energy Agency.** *Deploying Renewables 2011, Best and Future Policy Practice* . Paris : Corlet, 2011. ISBN: 978-92-64-12490-5.
11. **IRENA, International Renewable Energy Agency.** *Evaluating policies in support of the deployment of renewable power*. s.l. : IRENA, 2012.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Referencias

Jordi García Portolés

12. —. *Renewable energy technologies: cost analysis series. Volume1: power sector issue 2/5, Concentrating solar power.* s.l. : IRENA, 2012.

13. *Synthetic fuels from biomass using concentrated solar energy - A review.* **Ange Nzihou, Gilles Flamant, Brian Stanmore.** 42, Université de Toulouse, Mines Albi, CNRS, Centre RAPSODEE, Campus Jarlard, F-81013 Albi cedex 09, France : Elsevier, 2012, ENERGY, págs. 121-131.

14. **Solar, Protermo.** *Macroeconomic impact of the Solar Thermal Electricity Industry in Spain.* Sevilla : Protermo Solar, 2011. ISBN: 978-84-8198-855-0.

15. *A review on global solar energy policy.* **K.H. Solangi, M.R. Islamb, R. Saidura, N.A. Rahimb, H. Fayazb.** 15, Kuala Lumpur Malaysia : Elsevier, 19 de Enero de 2011, págs. 2149-2163.

16. *Prospective scenarios for the full solar energy development in Malaysia.* **Kadir, Mohd Zainal Abidin Ab, Yaaseen, Rafeeu y Adam, Nor Mariah.** 14, Serdang, Selangor, Malaysia : Elsevier, 2010, págs. 3023-3031.

17. *Scaling up concentrating solar thermal technology in China.* **Li, Jun.** 13, Paris, France : Elsevier, 20 de Enero de 2009, Renewable and Sustainable Energy Reviews, págs. 2051-2060.

18. *Economic impacts of installing solar power plants in northern Chile.* **del Sol Felipe, Sauma Enzo.** 19, Santiago, Chile : Elsevier, 2013, Renewable and Sustainable Energy Reviews, págs. 489-498.

19. *Solar energy: Trends and enabling technologies.* **Vijay Devabhaktuni, MansoorAlam, Soma Shekara Sreenadh Reddy Depuru.** 19, W.Bancroft St., Toledo, OH : Elsevier, 2013, Renewable and Sustainable Energy Reviews, págs. 555-564.

20. *A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues.* **A. Boudghene Stambouli, Z.Khiat, S.Flazi, Y.Kitamura.** 16, El M'Naouer, Oran : Elsevier, 2012, Renewable and Sustainable Energy Reviews, págs. 4445-4460.

21. *Renewable energy sources in Turkey for climate change mitigation and energy sustainability.* **S. Keles, S.Bilgen.** 16, Trabzon : Elsevier, 2012, Renewable and Sustainable Energy Reviews, págs. 5199-5206.

22. *Concentrated solar power: Current technologies, major innovative issues and applicability to West African countries.* **Py Xavier, Azoumah Yao, Olives Régis.** 18, Perpignan cedex, Ouagadougou 01 : Elsevier, 2013, Renewable and Sustainable Energy Reviews, págs. 306-315.

23. *The potential of harnessing solar radiation in Iran: Generating solar maps and viability study of PV power plants.* **Saeb M. Besarati, Ricardo Vasquez Padilla, D. Yogi Goswami, Elias Stefanakos.** 53, Tampa, Barranquilla : Elsevier, 2013, Renewable Energy, págs. 193-199.
24. *Concentrating solar power – Technology, potential and policy in India.* **Ummadisingu, Amita y Soni, M.S.** 15, Rajasthan : Elsevier, 2011, Renewable and Sustainable Energy Reviews, págs. 5169-5175.
25. *Review of best practices of solar electricity resources applications in selected Middle East and North Africa (MENA) countries.* **Antonis Tsikalakis, T. Tomtsi, N.D. Hatzigrygiou, A. Poullikka, Ch. Malamatenios, E. Giakoumelos, O. Cherkaoui Jaouad, A. Chenak, A. Fayek, T. Matar, A. Yasin.** 15, s.l. : Elsevier, 2011, Renewable and Sustainable Energy Reviews.
26. *Solar energy: Markets, economics and policies.* **Govinda R. Timilsina, Lado Kurdgelashvili, Patrick A. Narbel.** 16, Washington, DC, Newark, Bergen : Elsevier, 2012, Renewable and Sustainable Energy Reviews, págs. 449-465.
27. *Greener energy: Issues and challenges for Pakistan-Solar energy prospective.* **Bhutto, A.W., Bazmi, A.A., Zahedi, G.** Karachi, Skudai, Lahore : Elsevier, 2012, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 16, págs. 2762-2780.
28. *A review on the renewable energy development in Algeria: Current perspective, energy scenario and sustainability issues.* **Stambouli, A.B., Khiat, Z., Flazi, S.b, Kitamura, Y.** 7, ELM'Naouer : s.n., 2012, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 16, págs. 4445-4460.
29. **CSPWorld.** CSP World. *CSP World.* [En línea] [Citado el: 28 de Julio de 2013.] <http://www.csp-world.com/resources/csp-facts-figures>.
30. **Frank Kreith, D.Yogi Goswami.** *Handbook of energy efficiency and renewable energy.* Boca Raton : CRC Press, 2007. ISBN: 0-8493-1730-4(978-0-8493-1730-9:alk.paper).
31. **EASAC, European Academies Science Advisory Council.** *Concentrating solar power: its potential contribution to a sustainable energy future.* Halle : The Clyvedon Press Ltd, 2011. ISBN: 978-3-8047-2944-5.
32. *European Research on Concentrated Solar Thermal Energy.* **Directorate-General for Research European Sustainable energy system.** EUR 20898, Brussels : s.n., 2004.
33. **D, Yogi Goswami, Frank, Kreith y Jan, F Kreider.** *Principles of Solar Engineering, Second Edition.* Philadelphia : Taylor and Francis, 2000.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Referencias

Jordi García Portolés

34. *A Solar Printing Press*. **Nature**. 26, s.l. : nature publishing group, 21 September 1882. ISSN: 0028-0836 EISSN: 1476-4687.
35. **Kryza, Frank**. *The Power of Light*. s.l. : McGraw-Hill, February 20, 2003. 0071425950 / 9780071425957.
36. **John A., Duffie y William A., Beckman**. *Solar Engineering of Thermal Processes*. s.l. : Wiley, 1991. 0471510564, 9780471510567.
37. **C.-J., Winter, R. L., Sizmann y L. L., Vant-Hull**. *Solar Power Plants, Fundamentals, Technology, Systems, Economics*. Berlin, Heidelberg, New York, London, Paris, Tokyo, Barcelona, Budapest : s.n., 2008.
38. Renewable Energy World - World's #1 Renewable Energy Network for news & Information. *sitio web de Renewable Energy World*. [En línea] [Citado el: 26 de 07 de 2013.] <http://www.renewableenergyworld.com/rea/home>.
39. *Advances in the integration of solar thermal energy with conventional and non-conventional power plants*. **Jamel, M.S., Rahman, A. Abd y Shamsuddin, A.H.** Renewable and Sustainable Energy Reviews 20 (2013) 71–81, Centre for Renewable Energy, Universiti Tenaga Nasional, Kajang 43009, Selangor, Malaysia : Elsevier, 2012.
40. [En línea] Marzo de 2013. [Citado el: 26 de Julio de 2013.] <http://www.atmosferis.com/centrales-solares-termoelectricas/>.
41. *Instantaneous performance of the first Integrated Solar combined cycle system in Algeria*. **Behar, Omar, y otros, y otros**. Energy Procedia 6 (2011) 185–193, Algeria : Elsevier, 2011. 10.1016/j.egypro.2011.05.022.
42. *Prediction of the annual performance and perspective of Hassi R'Mel solar thermal power plant SPP1, ICRE12*. **Behar, Omar, Khellaf, Abdallah y Mohammedi, Kamal**. Algeria : Elsevier, 2012. 10.1016/j.rser.2013.02.017.
43. *Scaling up hybrid solar gas turbine: simulation and results, SEN2012*. **Omar, Behar, Abdallah, Kellaf y Kamal, Mohammedi**. Algeria : Alger, 2012.
44. *Analytical Study of an Innovated Solar Power Tower*. **Mustafa, M. A., Abdelhady, S. y Elweteedy, A.A.** 2(6): 273-278, Cairo : s.n., 2012, Vol. International Journal of Energy Engineering2012. 10.5923/j.ijee.20120206.01.
45. http://www.google.org/pdfs/google_heliostat_project.pdf. [En línea]
46. <http://www.sollab.eu/psa.html>. [En línea]
47. <http://www.dlr.de/dlr/desktopdefault.aspx/tabid-10002/>. [En línea]

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Referencias

Jordi García Portolés

48. *TARGET ALIGNED HELIOSTAT FIELD LAYOUT*. **Buck, Dr. Reiner, Pfahl, Andreas y Roos, Thomas H.** 1st Southern African Solar Energy Conference : s.n., 2012.
49. *An optimized model and test of the China's first high temperature parabolic trough solar receiver*. **Gon, Guangjie, y otros, y otros.** 2230-2245, Nanjing : Elsevier, 2010, Vol. Solar Energy 84.
50. *Numerical investigation of thermal performance of heat loss of parabolic trough receiver*. **Xiong, Yaxuan, y otros, y otros.** 53, Beijing : Technological Sciences, 2010, Vol. 2. 10.1007/s11431-009-0279-x.
51. *Volumetric receivers in Solar Thermal Power Plants with Central Receiver System technology: A review*. **Marín, Antonio Lávila.** 85, Madrid : Elsevier, 2011. :10.1016/j.solener.2011.02.002.
52. *Review of study on solid particle solar receivers*. **Tan, Taide y Chen, Yitung.** 14, Las Vegas : Elsevier, 2009. 1364-0321.
53. *Proposal of a fluid flow layout to improve the heat transfer in the active absorber surface of solar central cavity receivers*. **Montes, M.J., y otros, y otros.** 35, Madrid : Elsevier, 2011. 1359-4311.
54. *Liquid sodium versus Hitec as a heat transfer fluid in solar thermal central receiver systems*. **Boerema, Nicholas, y otros, y otros.** Australia : Elsevier, 2012, Vol. 86. 0038-092X.
55. *Solar One Conversion Project Materials*. **DeLaquil, P., Kelly, B. y Lessley, R.** San Francisco : Elsevier, 1991.
56. *Survey of thermal energy storage for parabolic trough power plants*. **Herrmann, U. y Kearney, D.W.** Germany, United States : Elsevier, 2002.
57. *Buffer storage for direct steam generation*. **Steinmann, Wolf-Dieter y Eck, Markus.** Stuttgart : Elsevier, 2006, Vol. 80. 0038-092X/.
58. *Advanced thermal energy storage technology for parabolic trough*. **Tamme, R., Laing, D. y Steinmann, W.-D.** Stuttgart : Elsevier, 2004.
59. *Packed-bed thermal storage for concentrated solar power –Pilot-scale demonstration and industrial-scale design*. **Zanganeh, G., y otros, y otros.** Switzerland : Elsevier, 2012, Vol. 86. 0038-092X/.
60. *A review of the applications of nanofluids in solar energy*. **Mahiana, Omid, y otros, y otros.** Thailand : Elsevier, 2012, Vol. 57. 0017-9310/.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Referencias

Jordi García Portolés

61. *Enhancement of charging and discharging rates in a latent heat storage system by use of PCM with different melting temperatures.* **Watanabe, T., Kikuchi, H. y Kanzawa, A.** Tokyo : Elsevier, 1991, Vol. 13.
62. *State of the art on high temperature thermal energy storage for power generation. Part 1—Concepts, materials and modellization.* **Gil, A, y otros, y otros.** Zaragoza : Elsevier, 2010, Vol. 14. 1364-0321.
63. *State of the art on high-temperature thermal energy storage for power generation. Part 2—Case studies.* **Medrano, Marc, y otros, y otros.** 14, Lleida : Elsevier, 2010. 1364-0321.
64. *Dynamic characteristics of a direct-heated supercritical carbon-dioxide Brayton cycle in a solar thermal power plant.* **Singh, Rajinesh, y otros, y otros.** Australia : Elsevier, 2013, Vol. 50. 0360-5442.
65. **ASSOCIATION, EUROPEAN SOLAR THERMAL ELECTRICITY. SOLAR THERMAL ELECTRICITY EUROPEAN INDUSTRIAL INITIATIVE (STE-EII).** BRUSSELS : s.n., 2010.
66. **Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety.** *Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power .* Stuttgart : s.n., 2006.
67. **Richter, Dr. Christoph, y otros, y otros.** *Solar Paces. Annual report 2011.* 2011.
68. **Commission, European.** *Concentrating Solar Power .* Luxembourg : s.n., 2007. ISBN 978-92-79-05355-9.
69. **Pitz-Paal, R, Dersch, J y Milow, B.** *European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping (ECOSTAR).* 2005.
70. *Solar thermoelectric power generation in Cyprus: Selection of the best system.* **Kalogirou, Soteris A.** 49, Cyprus : Elsevier, 2013.
71. <http://www.wikipedia.com>. [En línea]
72. <http://www.brightsourceenergy.com>. [En línea]
73. **Kolb, Gregory J., y otros, y otros.** *Heliostat Cost Reduction Study.* California : SANDIA REPORT, 2007.
74. <http://www.powerfromthesun.net/book.html>. [En línea]
75. **Romero, Manuel, Buck, Reiner y Pacheco, James E.** *An Update on Solar Central Receiver Systems, Projects, and Technologies.* 2002. 10.1115/1.1467921.
76. <http://csptoday.com>. [En línea]
77. <http://www.nrel.gov>. [En línea]

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Referencias

Jordi García Portolés

78. *A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications*. **Tian, Y. y Zhao, C.Y.** 104, United Kingdom, Shanghai : Elsevier, 2013.
79. <http://www.himin.com/english/news/showarticle.asp?articleid=116>. [En línea]
80. http://link.springer.com/chapter/10.1007%2F978-3-540-75997-3_354?LI=true. [En línea]
81. http://aceii.org/EventAgendas/CSP%20in%20China_EN%20Summary.pdf. [En línea]
82. http://energy.sandia.gov/?page_id=11934. [En línea]
83. **ESTELA**. *Solar Thermal Electricity 2025*. 2010.
84. <http://magnet.consortia.org.il/ConSolar//Gideon/ConclusionReview.HTML>. [En línea]
85. http://www.ctaer.com/sites/default/files/files/Ficha%20instalacion%20GV_ENpdf. [En línea]
86. **Korzynietz, Roman, Quero, Manuel y Uhlig, Ralf**.
<http://cms.solarpaces2012.org/proceedings//http://cms.solarpaces2012.org/proceeding>.
[En línea] SOLUGAS – FUTURE SOLAR HYBRID TECHNOLOGY.
87. <http://www.abengoa.es/htmlsites/boletines/en/junio2008/solar.html>. [En línea]
88.
http://www.abengoa.es/export/sites/abengoa_corp/resources/pdf/en/gobierno_corporativo/informes_anuales/2010/2010_Volume1_AR_8.pdf. [En línea]
89. <http://www.scoop.it/t/csp-concentrated-solar-power/p/3637239964/eu-solaris-the-european-csp-research-mega-facility-kicks-off-csp-world-concentrated-solar-power-news>. [En línea]
90. *Mathematical formulation of a graphical method for a no-blocking heliostat field layout*. **Siala, F.M.F y Elayeb, M.E.** 23, Tripoli : Elsevier, 2001.
91. *Methodology for generation of heliostat field layout in central receiver systems based on yearly normalized energy surfaces*. **Marcelino Sánchez, Manuel Romero**. 80, Madrid : Elsevier, 2006.
92. *Optimization procedure for design of heliostat field layout of a 1MWe solar tower thermal power plant*. **Wei, Xiudong, y otros, y otros**. China : s.n., 2008, Vol. Solid State Lighting and Solar Energy Technologies. 2008SPIE.6841E..33W.
93. *A new method for the design of the heliostat field layout for solar tower power plant*. **Wei, Xiudong, y otros, y otros**. 35, China : s.n., 2010, Vol. Elsevier.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Referencias

Jordi García Portolés

94. *Tracking and ray tracing equations for the target-aligned heliostat for solar tower power plants*. **Xiudong, Wei, y otros, y otros**. 36, China : Elsevier, 2011.
95. *Wei Et Al. A New Code for the Design and Analysis of the Heliostat Field Layout for Power Tower System*. **Xiudong, Wei, y otros, y otros**. 84, China : Elsevier, 2010.
96. *Ray tracing and simulation for the beam-down solar concentrator*. **Xiudong, Wei, y otros, y otros**. 50, China : Elsevier, 2013.
97. **Wang, Zhifeng, Wei, Xiudong y Lu, Zhenwu**. *Design of Heliostats Field for the Scale of 1MW Solar Power Tower Plant*. China : Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2012 Asia-Pacific, 2012. 978-1-4577-0545-8.
98. *Thermo-economic Optimisation of the Heliostat Field of Solar Tower Thermal Power Plants*. **Augsburger, Germain y Favrat, Daniel**. s.l. : Proceedings of the 23rd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, 2010.
99. *Preliminary design of surrounding heliostat fields*. **Collado, Francisco J**. 34, Zaragoza : Elsevier, 2009.
100. *Optimal Heliostat Layout for Concentrating Solar Tower Systems*. **Motoaki, Utamura, y otros, y otros**. China : s.n., 2007. 978-3-540-76693-3.
101. *Shadow of heliostat field in the solar tower power plant*. **Wang, R.-T., Wei, X.-D**. 38, China : Elsevier, 2009.
102. *Advances in Artificial Intelligence, IBERAMIA 2002 - 8th Ibero-American Conference on AI, Proceedings*. **López-Martínez, M, Vargas, M y Rubio, F**. Seville : s.n., 2002, Vol. 2527. 354000131X;978-354000131-7.
103. *Wind dynamics testing on Dahan heliostat*. **Zhifeng, Wang, y otros, y otros**. s.l. : In: Proceedings of ISES solar world congress, 2007. Solar energy and human settlement.
104. *Report of the first prototype of non-imaging focusing heliostat and its application in high temperature solar furnace*. **Chen, Y.T., y otros, y otros**. 6, Malaysia : Issue, 2006, Vol. 72. 0038092X.
105. *Design and evaluation of solar's heliostat fields*. **Schell, Steve**. 85, Pasadena : Issue, 2009, Vol. 4.
106. *Reflectance measurement in solar tower heliostats fields*. **Fernández-Reche, J**. 7, Almeria : Elsevier, 2006, Vol. 80. 0038092X.
107. *One-point fitting of the flux density produced by a heliostat*. **Collado, F.J**. 4, Zaragoza : elsevier, 2010, Vol. 84.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Referencias

Jordi García Portolés

108. *Heliostat field optimization: A new computationally efficient model and biomimetic layout*. **Noone, Corey J., Torrilhon, Manuel y Mitsos, Alexander**. 2, Aachen : Elsevier, 2012, Vol. 86.
109. *CRS4-2: A numerical code for the calculation of the solar power collected in a central receiver system*. **Leonardi, E. y D'Aguanno, B.** 8, Italy : Elsevier, 2011, Vol. 36.
110. *Improving the optical efficiency of a concentrated solar power field using a concatenated micro-tower configuration*. **Amos, Danielli, Yoss, i Yatir y Oded, Mor**. 5, Israel : Elsevier, 2011, Vol. 85.
111. *Heliostat field layout optimization for high-temperature solar thermochemical processing*. **Pitz-Paal, Robert, Botero, Nicolas Bayer y Steinfeld, Aldo**. 2, Switzerland : Elsevier, 2011, Vol. 85.
112. *Quick evaluation of the annual heliostat field efficiency*. **Collado, F.J.** 4, Zaragoza : Elsevier, 2008, Vol. 82.
113. *A review of optimized design layouts for solar power tower plants with campo code*. **Guallar, Jesús y F.J., Collado**. Zaragoza : Ceon biblioteka Nauki, 2013.
114. *Report on the second prototype of non-imaging focusing heliostat and its application in food processing*. **Chen, Y.T., y otros, y otros**. 3, China : Elsevier, 2005, Vol. 79.
115. **Mehos, M., y otros, y otros**. *Solar Power and Chemical Energy Systems*. Alemania : Solarpaces, 2006.
116. *Modelling of the receiver transient flux distribution due to cloud passages on a solar tower thermal power plant*. **Augsburger, G. y Favrat, D.** 1, Lausanne : Elsevier, 2013, Vol. 87.
117. *Solar radiation attenuation in solar tower plants*. **Ballestrín, J. y Marzo, A.** 1, Almeria : Elsevier, 2012, Vol. 86.
118. *Atmospheric transmission model for a solar beam propagating between a heliostat and a receiver*. **Pitman, C.L. y Vant-Hull, L.L.** Houston : Energy Citations Database, 1982.
119. *Comparison Study of Two Different Sun-Tracking Methods in Optical Efficiency of Heliostat Field*. **Chong, K.-K. y Tan, M. H.** Kuala Lumpur : Panagiotis Lianos, 2011, Vol. 2012. 10.1155/2012/908364.
120. *Comparison of Two Sun Tracking Methods in the Application of a Heliostat Field*. **Chen, Y. T., y otros, y otros**. s.l. : J. Sol. Energy Eng., 2004, Vol. 126.
121. *Range of motion study for two different sun-tracking methods in the application of heliostat field*. **K.K., Chong y M.H., Tan**. 85, Kuala Lumpur : Elsevier, 2011.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Referencias

Jordi García Portolés

122. *NON-IMAGING, FOCUSING HELIOSTAT*. **Y. T., CHEN, y otros, y otros**. 3, Johor : Elsevier, 2001, Vol. 71.
123. *Research on tracking precision of the heliostat*. **Liang, W. y Wang, Z.** 3, Shangdong : Elsevier, 2007.
124. *Theoretical derivation of heliostat tracking errors distribution*. **Badescu, Viorel**. 82, Romania : elsevier, 2008.
125. *Sensor-controlled heliostat with an equatorial mount*. **Kosuke, Aiuchi, y otros, y otros**. 80, Japan : Elsevier, 2006.
126. *VSHOT: A Tool for Characterizing Large, Imprecise Reflectors*. **Scott A. Jones, Daniel R. Neal, James K. Gruetzner, Richard M. Houser, Robert M. Edgar**. Colorado : s.n., 1996.
127. *Study of residual aberration for non-imaging focusing heliostat*. **Chen YT, Chong KK, Lim BH, Lim CS**. 79, Selangoor : Elsevier, 2003.
128. *Central Receiver Test Facility, Albuquerque, New Mexico*. **Moeller, C. E., y otros, y otros**. Albuquerque : Elsevier, 1980, Vol. 25.
129. *Sensor-controlled heliostat with an equatorial mount*. **Kosuke, Aiuchi, y otros, y otros**. 80, Tokyo : Elsevier, 2006.
130. *A novel procedure for the optical characterization of solar concentrators*. **Arqueros, F., Jiménez, A. y Valverde, A.** 72, Almeria : Elsevier, 2003.
131. *Automated high resolution measurement of heliostat slope errors*. **Ulmer, Steffen, y otros, y otros**. 85, Cologne : Elsevier, 2011.
132. *An artificial vision-based control system for automatic heliostat positioning offset correction in a central receiver solar power plant*. **Berenguel, M., y otros, y otros**. 76, España : Elsevier, 2004.
133. *Computer programming to calculate the variations of characteristic angles of heliostats as a function of time and position in a central receiver solar power plant*. **Mehrabian, M.A. y Aseman, R.D.** Proceedings of ISES solar world congress: solar energy and human settlement 2007 : s.n., 2007.
134. *Real-Time Simulation of CESA-I Central Receiver Solar Thermal Power Plant*. Madrid : Proceedings 7th Modelica Conference, 2009.
135. *Heliostat-field gain-scheduling control applied to a two-step solar hydrogen production plan*. **Roca, Lidia, Calle, Alberto de la y Yebra, Luis J.** 103, Tabernas : Elsevier, 2012.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Referencias

Jordi García Portolés

136. *Dual-receiver concept for solar towers*. **Buck, R., y otros, y otros**. 10, Stuttgart : Elsevier, 2006, Vol. 80.
137. *Ultra-refractory ceramics for high-temperature solar absorbers*. **Sani, E., y otros, y otros**. 65, Italy : Elsevier, 2011.
138. *Inherent limitations of volumetric solar receivers*. **Kribus, A., Ries, H. y Spirkel, W.** 118, s.l. : Journal of Solar Energy Engineering, 1996.
139. *Theoretical and numerical investigation of flow stability in porous materials applied as volumetric solar receivers*. **Becker, M., y otros, y otros**. 80, Germany : Elsevier, 2006.
140. *Analysis of air return alternatives for CRS-type open volumetric receiver*. **Marcos, Ma. Jesús, Romero, Manuel y Palero, Silvia**. 29, Madrid : Elsevier, 2004.
141. *Heat transfer simulation in a thermochemical solar reactor based on a volumetric porous receiver*. **Villafán-Vidales, H.I., y otros, y otros**. 31, Mexico : Elsevier, 2011.
142. *Coupled radiation and flow modeling in ceramic foam volumetric solar air receivers*. **Zhiyong, Wu, y otros, y otros**. 85, China, Francia : Elsevier, 2011.
143. *Porous materials as open volumetric solar receivers: Experimental determination of thermophysical and heat transfer properties*. **Fend, Thomas, y otros, y otros**. 29, Koln : Elsevier, 2004.
144. *Numerical investigations on a pressurized volumetric receiver: Solar concentrating and collecting modelling*. **He, Y.L., y otros, y otros**. Shaan xi : Elsevier, 2012, Vol. 44.
145. *Receiver for solar-hybrid gas turbine and combined cycle systems*. **Buck, R., y otros, y otros**. France : Proceedings of 9th SolarPACES international symposium on solar concentrating technologies, 1999.
146. **Buck, R., Lüpfert, E. y Tellez, F.** *Receiver for Solar-Hybrid Gasturbine and CC Systems (REFOS)*. Sydney : s.n., 2000.
147. *Numerical simulation of convective heat transfer between air flow and ceramic foams to optimise volumetric solar air receiver performances*. **Wu, Z., y otros, y otros**. France, China : Elsevier, 2011, Vol. 54.
148. *Experimental determination of the volumetric heat transfer coefficient between stream of air and ceramic foam*. **B., YOUNIS L. y R., VISKANTA**. 6, West Lafayette : Elsevier, 1993, Vol. 36. 0017-9310.
149. *Regenerative thermal storage in atmospheric air system solar power plants*. **W., FRICKER H.** 5-6, Rickenbach : Elsevier, 2004, Vol. 29. 0360-5442.

150. *Suitability of ultra-refractory diboride ceramics as absorbers for solar energy applications.* **Sciti, D., y otros, y otros.** France, Italy : Elsevier, 2013, Vol. 109.
151. *Two novel high-porosity materials as volumetric receivers for concentrated solar radiation.* **Fend, T., y otros, y otros.** International Solar Energy Society World Congress 2003; Gothenburg; Sweden; 14 June 2003 through 19 June 2003; Code 63463 : s.n., 2003.
152. *Experimental analysis of the pressure drop and heat transfer through metal foams used as volumetric receivers under concentrated solar radiation.* **Albanakis, C., y otros, y otros.** Greece, France : Elsevier, 2009, Vol. 33.
153. *Experimental and numerical studies of the pressure drop in ceramic foams for volumetric solar receiver applications.* **Zhiyong, W., y otros, y otros.** China, France : Elsevier, 2010, Vol. 87.
154. *Heuristic knowledge-based heliostat field control for the optimization of the temperature distribution in a volumetric receiver.* **García-Martín, F.J., y otros, y otros.** Spain : Elsevier, 1999, Vol. 66.
155. *Optimization of nanofluid volumetric receivers for solar thermal energy conversion.* **Lenert, A. y Wang, E.N.** Cambridge, USA : Elsevier, 2012, Vol. 86.
156. *A new modelling method and unified code with MCRT for concentrating solar collectors and its applications.* **Cheng, Z.D., He, Y.L. y Cui, F.Q.** Shaan xi : Elsevier, 2013, Vol. 101.
157. *Numerical investigations on coupled heat transfer and synthetical performance of a pressurized volumetric receiver with MCRT-FVM method.* **Cheng, Z.D., He, Y.L. y Cui, F.Q.** Shaan xi : Elsevier, 2013.
158. *Analytical model for the design of volumetric solar flow receivers.* **Veeraragavan, A., y otros, y otros.** 4, Saudi Arabia, United States : Elsevier, 2012, Vol. 55.
159. *DEVELOPMENT OF A "VOLUME HEAT-TRAP" TYPE SOLAR COLLECTOR USING A FINE-PARTICLE SEMITRANSSPARENT LIQUID SUSPENSION (FPSS) AS A HEAT VEHICLE AND HEAT STORAGE MEDIUM.* **ARAI, N., ITAYA, Y. y HASATANI, M.** 1, Nagoya : Elsevier, 1984, Vol. 32.
160. *The duct selective volumetric receiver: Potential for different selectivity strategies and stability issues.* **Garcia-Casals, X. y Ajona, J.I.** 4-6, Spain : Elsevier, 1999, Vol. 67.
161. *Experimental and numerical evaluation of the performance and flow stability of different types of open volumetric absorbers under non-homogeneous irradiation.* **Pitz-Paal, R., y otros, y otros.** 3-4, Köln : Elsevier, 1997, Vol. 60.
162. *Pressure loaded volumetric ceramic receiver.* **Pritzkow, W.E.C.** 1-4, Stuttgart : Elsevier, 1991, Vol. 24.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Referencias

Jordi García Portolés

163. *Thermal performance of solar concentrator/cavity receiver systems*. **Harris, J.A. y Lenz, T.G.** 2, United States : Elsevier, 1985, Vol. 34.
164. *Discussion of mechanical design for pressured cavity-air-receiver in solar power tower system*. **Zhilin, F., y otros, y otros**. International Solar Energy Society Solar World Congress 2007, ISES 2007; Beijing; China; 18 September 2007 through 21 September 2007; Code 96356 : Elsevier, 2007.
165. *Simulation and analysis of the central cavity receiver's performance of solar thermal power tower plant*. **Yu, Q., Wang, Z. y Xu, E.** 1, Beijing : Elsevier, 2012, Vol. 86.
166. *Thermal performance simulation of a solar cavity receiver under windy conditions*. **Fang, J.B., y otros, y otros**. 1, Xian : Elsevier, 2011, Vol. 85.
167. *Numerical simulation study on the heat transfer characteristics of the tube receiver of the solar thermal power tower*. **Yang, X., y otros, y otros**. 1, China : Elsevier, 2012, Vol. 90.
168. *Central collector solar energy receivers*. **Yang, X., y otros, y otros**. 1, s.l. : Elsevier, 1976, Vol. 18.
169. *Thermal model and thermodynamic performance of molten salt cavity receiver*. **Li, X., y otros, y otros**. 5, Beijing : Elsevier, 2010, Vol. 35.
170. *Numerical study of transient and steady-state natural convection and surface thermal radiation in a horizontal square open cavity*. **Hinojosa, J.F., y otros, y otros**. 2, Mexico : Elsevier, 2005, Vol. 48.
171. *Numerical study of heat transfer by natural convection and surface thermal radiation in an open cavity receiver*. **Montiel Gonzalez, M., Hinojosa Palafox, J. y Estrada, C.A.a.** 4, Mexico : Elsevier, 2012, Vol. 86.
172. *Experimental Measurements of Heat Transfer Coefficient in a Partially/Fully Opened Tilted Cavity*. **Chakroun, W., Elsayed, M.M. y Al-Fahed, S.F.** Kuwait : Solar Energy, 1997, Vol. 119.
173. *Numerical simulation study on the heat transfer characteristics of the tube receiver of the solar thermal power tower*. **Yang, X., y otros, y otros**. 1, China : Elsevier, 2012, Vol. 90.
174. *A New Correlation for Predicting the Free Convection Loss from Solar Dish Concentrating Receivers*. **Paitoonsurikarn, S. y Lovegrove, K.** 3, 2009, Vol. 45.
175. *Combined natural convection-conduction and radiation heat transfer in a discretely heated open cavity*. **Dehghan, A.A. y Behnia, M.** 1, Australia, Iran : Elsevier, 1996, Vol. 118.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Referencias

Jordi García Portolés

176. *FLUX-ON METHOD FOR DETERMINING THERMAL LOSSES FROM SOLAR CENTRAL RECEIVERS*. **Boehm, R., Nakhaie, H. y Bergan, N.E.** Solar Engineering - 1987, Proceedings of the ASME-JSME-JSES Solar Energy Conference.; Honolulu, HI, USA; ; Code 9591 : s.n., 1987.
177. **Carasso, M. y Becker, M.** Solar Thermal Central Receiver Systems: Volume 3: Performance Evaluation Standards for Solar Central Receivers (v. 3). [aut. libro] Meir Carasso y Manfred Becker. *Solar Thermal Central Receiver Systems*. s.l. : Springer, 1991.
178. *Numerical investigation of natural convection heat loss in modified cavity receiver for fuzzy focal solar dish concentrator*. **Sendhil Kumar, N. y Reddy, K.S.** 7, Chennai : Elsevier, 2007, Vol. 81.
179. *An analysis of convective losses from cavity solar central receivers*. **Clausing, A. M.** 4, Illinois : Solar Energy, 1981, Vol. 27.
180. *CONVECTIVE LOSSES FROM CAVITY SOLAR RECEIVERS - COMPARISONS BETWEEN ANALYTICAL PREDICTIONS AND EXPERIMENTAL RESULTS*. **Clausing, A.M.** 1, s.l. : Elsevier, 1983, Vol. 105. 01996231.
181. *Experimental investigation of natural convection heat loss from a model solar concentrator cavity receiver*. **Taumoefolau, T., y otros, y otros.** 2, Canberra : Elsevier, 2004, Vol. 126. 01996231.
182. *Thermal model and thermodynamic performance of molten salt cavity receiver*. **Li, X., y otros, y otros.** 5, s.l. : Elsevier, 2010, Vol. 35.
183. *Development of an Optimal Control Strategy for the Themis Solar Plant: Part I—Themis Transient Model*. **Ferriere, A., Bonduelle, B. y Amouroux, M.** Font-Romeu, Perpignan : ASME, 1989.
184. *Thermal performance simulation of a solar cavity receiver under windy conditions*. **Fang, J.B., y otros, y otros.** 1, China : Elsevier, 2011, Vol. 85.
185. *A Multistage Solar Receiver:: The Route To High Temperature*. **Kribus, A., y otros, y otros.** 1-3, Israel : Elsevier, 199, Vol. 67.
186. *A cavity-receiver containing a tubular absorber for high-temperature thermochemical processing using concentrated solar energy*. **Melchior, T., y otros, y otros.** 11, Switzerland, United States : Elsevier, 2088, Vol. 47.
187. *A cone concentrator for high-temperature solar cavity-receivers*. **Hahm, T., Schmidt-Traub, H. y Leßmann, B.** 1, Dortmund : Elsevier, 1999, Vol. 65.
188. *Modelling the convective flow in solar thermal receivers*. **Yeh, K.C., Hughes, G. y Lovegrove, K.** Canberra : ANZSES, 2005.

189. *An experimental study: Thermal performance of molten salt cavity receivers.* **Zhang, Q., y otros, y otros.** China : Elsevier, 2013.
190. *Experimental investigation of natural convection heat loss from a model solar concentrator cavity receiver.* **Taumoefolau, T., y otros, y otros.** 2, Australia : Elsevier, 2004, Vol. 126.
191. *An experimental and computational study of the heat loss characteristics of a trapezoidal cavity absorber.* **D. J., Reynolds, y otros, y otros.** 1, Australia : Elsevier, 2004, Vol. 76.
192. *Investigations on heat losses from a solar cavity receiver.* **Prakash, M., Kedare, S.B. y Nayak, J.K.** 2, India : Elsevier, 2009, Vol. 83.
193. *Experimental and theoretical analysis of a dynamic test method for molten salt cavity receiver.* **Zhang, Q., y otros, y otros.** China : Elsevier, 2013, Vol. 50.
194. *Convective heat transfer in the laminar–turbulent transition region with molten salt in a circular tube.* **Wu, Yu-ting, y otros, y otros.** 33, Beijing : s.n., 2009, Experimental Thermal and Fluid Science, págs. 1128–1132.
195. *Heat transfer analysis of a novel pressurized air receiver for concentrated solar power via combined cycles.* **Hischier, I., y otros, y otros.** s.l. : Proceedings of the ASME Summer Heat Transfer Conference 2009, 2009.
196. *An alternative method for calculation of semi-gray radiation heat transfer in solar central cavity receivers.* **Teichel, H., y otros, y otros.** USA : Elsevier, 2012, Vol. 86.
197. *Proceedings of 1968 aviation and space conference.* **Beckman, WA.** New York : ASME, 1968.
198. *Unified treatment for thermal radiation transfer processes.* **Gebhart, B.** s.l. : ASME, 1957. paper No.57-A-34.
199. *COMBINED RADIATION AND NATURAL CONVECTION IN A RECTANGULAR CAVITY WITH A TRANSPARENT WALL AND CONTAINING A NON-PARTICIPATING FLUID.* **BEHNIA, M., REIZES, J.A. y DE VAHL DAVIS, G.** Australia : INTERNATIONAL JOURNAL FOR NUMERICAL METHODS IN FLUIDS, 1990, Vol. 10.
200. *Effect of aperture position and size on natural convection heat loss of a solar heat-pipe receiver.* **Wua, Shuang-Ying, Xiao, Lan y Li, You-Rong.** China : Elsevier, 2011, Vol. 31.
201. *Convective heat loss from upward and downward facing cavity solar receivers: measurements and calculations.* **Leibfried, U. y Ortjohann, J.** s.l. : Elsevier, 1995, Vol. 117.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Referencias

Jordi García Portolés

202. *Numerical investigation of start-up performance of a solar cavity receiver.* **Fang, J.B., Tu, N. y Wei, J.J.** China : Elsevier, 2013, Vol. 53.
203. *Interaction of surface radiation with free convection in a square cavity.* **Balaji, C. y Venkateshan, S.P.** s.l. : International Journal of Heat and Fluid Flow, 1993.
204. *DYNAMIC ANALYSIS AND CONTROL OF A SOLAR POWER PLANT--I.* **MAFFEZZONI, C. y PARIGI, F.** 2, Mylan : Elsevier, 1982, Vol. 28.
205. *Simulation of an integrated steam generator for solar tower.* **Ben-Zvi, R., Epstein, M. y Segal, A.** Israel : Elsevier, 2012, Vol. 86.
206. **Winfield Crocker, Adam.** *Coupled fluid flow and radiation modeling of a small particle solar receiver.* San Diego : s.n., 2012.
207. Sandia National Laboratories. *Sitio de Sandia National Laboratories.* [En línea] 2012. [Citado el: 19 de Septiembre de 2013.] <http://energy.sandia.gov/?p=11228>.
208. *Thermal simulation of a single particle in a falling-particle solar receiver.* **Grena, Roberto.** Roma : Elsevier, 2009, Vol. 83.
209. *Computational fluid dynamics modeling of gas particle flow within a solid particle solar receiver.* **Chen, H., y otros, y otros.** s.l. : Journal of Solar Energy Engineering, 2007, Vol. 129.
210. *Numerical Modeling of a Solid Particle Solar Central Receiver.* **Evans, G.H., y otros, y otros.** California : Sandia report, 1985.
211. *A predictive CFD model for a falling particle receiver/reactor exposed to concentrated sunlight.* **Meier, A.** Switzerland : Elsevier, 1999, Vol. 54.
212. *Technical feasibility study of a solid particle solar central receiver for high temperature applications.* **Hruby, J.M.** USA : U.S. department of energy, 1986.
213. *A study of solid particle flow characterization in solar particle receiver.* **Kim, Kibum, y otros, y otros.** USA, Republic of Korea : Elsevier, 2009, Vol. 83.
214. *Experimental and simulation study on wind affecting particle flow in a solar receiver.* **Kim, Kibum, Moujaes, Samir F. y Kolb, Gregory J.** USA : Elsevier, 2010, Vol. 84.
215. *Experimental evaluation of a non-isothermal high temperature solar particle receiver.* **Bertocchi, Rudi, Karni, Jacob y Kribus, Abraham.** Israel : Elsevier, 2004, Vol. 29.
216. *Heat transfer in a directly irradiated solar receiver/reactor for solid-gas reactions.* **Kleina, Hanna Helena, y otros, y otros.** 10, Israel : Elsevier, 2010, Vol. 81.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Referencias

Jordi García Portolés

217. *Wind effect on the performance of solid particle solar receivers with and without the protection of an aerowindow.* **Tan, Taide, y otros, y otros.** USA : Elsevier, 2009, Vol. 83.
218. *A hybrid solar and chemical looping combustion system for solar thermal energy storage.* **Jafarian, Mehdi, Arjomandi, Maziar y Nathan, Graham J.** Australia : Elsevier, 2013, Vol. 103.
219. **Hong, H. y Jin, H.A.** *A Novel Solar Thermal Cycle with Chemical Looping Combustion.* s.l. : International Journal of Green Energy, 2005.
220. **Hong, H., Jin, H. y Liu, B.** *A novel solar hybrid gas turbine combined cycle with inherent CO2 separation using chemical looping combustion by solar heat source.* s.l. : journal of Solar Energy Engineering, 2006.
221. *Thermal performance prediction of a solar hybrid gas turbine.* **Barigozzi, G., y otros, y otros.** Italy : Elsevier, 2012, Vol. 86.
222. **Sinai, JCS y Fisher, U.** *Adaptation and modification of gas turbines for solar energy applications.* USA : ASME turbo expo 2005, 2005.
223. *Test and evaluation of a solar powered gas turbine system.* **Heller, P., y otros, y otros.** Spain, Israel : Elsevier, 2006, Vol. 80.
224. *Solar hybrid gas turbine based power tower systems (REFOS).* **Buck, R., y otros, y otros.** s.l. : Journal Solar Energy Engineering, 2002, Vol. 124.
225. *Gas Turbine "Solarization"-Modifications for Solar/Fuel Hybrid Operation.* **Fisher, U., y otros, y otros.** 3, 2004, Vol. 126.
226. **Dickey, B.** *Test results from a concentrated solar microturbine brayton cycle integration.* s.l. : ASME conferenceproceedings, 2011.
227. *Solar hybrid steam injection gas turbine (STIG) cycle.* **Livshits, Maya y Kribus, Abraham.** Israel : Elsevier, 2012, Vol. 86.
228. *A hybrid power generation system utilizing solar thermal energy with CO2 recovery based on oxygen combustion method.* **Pak, P.S., Hatikawa, T. y Suzuki, Y.** 6-9, Japan : Elsevier, 1995, Vol. 36.
229. *A CO2-capturing hybrid power-generation system with highly efficient use of solar thermal energy.* **Pak, P.S., Suzuki, Y. y Kosugi, T.** Japan : s.n., 1997.
230. *Assessment of the potential improvement due to multiple apertures in central receiver systems with secondary concentrators.* **Schmitz, M., y otros, y otros.** 1, Germany : Elsevier, 2006, Vol. 80.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Referencias

Jordi García Portolés

231. *Solar field efficiency and electricity generation estimations for a hybrid solar gas turbine project in France.* **Garcia, P., y otros, y otros.** 1, France : Elsevier, 2008, Vol. 130.
232. *Studies of the direct input of solar energy to a fossil-fueled central station steam power plant.* **Zoschak, R.J. y Wu, S.F.** 5, United States : Elsevier, 1975, Vol. 17.
233. *Nonrenewable energy cost and greenhouse gas emissions of a 1.5MW solar power tower plant in China.* **G.Q, Chena, y otros, y otros.** 15, Beijing : s.n., 2010, Renewable and Sustainable Energy Reviews, págs. 1961–1967.
234. *Energy cost and greenhouse gas emissions of a Chinese solar tower power plant.* **Yang, Q., y otros, y otros.** China : Elsevier, 2011.
235. *Modeling and dynamic simulation of the collector and receiver system of 1MWe DAHAN solar thermal power tower plant.* **Yu, Q., y otros, y otros.** Beijing : Elsevier, 2012, Vol. 43.
236. *Modeling and simulation of 1 MW DAHAN solar thermal power tower plant.* **Xu, E., y otros, y otros.** 2, Beijing : Elsevier, 2011, Vol. 36.
237. *Modeling and simulation of the pioneer 1 MW solar thermal central receiver system in China.* **Yao, Z., y otros, y otros.** 11, China : Elsevier, 2009, Vol. 34.
238. *Theoretical Simulation investigation of the pioneer 1 MW Solar Power.* **Yao, Zhihao, y otros, y otros.** Beijing, Jilin, Daejeon : s.n., 2007, SOLAR THERMAL SYSTEMS AND APPLICATIONS, Vol. 5.
239. **Wang, Z., y otros, y otros.** The desing of a 1 MW solar thermal tower plant in Beijing, China. [aut. libro] Yuwen Zhao. D. Yogi Goswami. *Proceedings of ISES World Congress 2007 (Vol.1-Vol.5)* . s.l. : Springer-Verlag, 2007.
240. *Modelling and Simulation of Central Receiver Solar Thermal Power Plants.* **Yebra, L.J., y otros, y otros.** s.l. : Proceedings of the 44th IEEE conference on decision and control, and the European controll conference, 2005.
241. **Moon, M.H., y otros, y otros.** System Performance Estimation for a Solar Tower Power Plant. [aut. libro] Y. Goswami y Y. Zhao. *Proceedings of ISES World Congress 2007 (Vol. I – Vol. V)*. s.l. : Springer Berlin Heidelberg, 2009.
242. *Solar tower power plant in Germany and future perspectives of the development of the technology in Greece and Cyprus.* **Alexopoulos, S. y Hoffschmidt, B.** Jülich : Elsevier, 2010, Vol. 35.
243. *Optimized Control of Hot-Gas Cycle for Solar Thermal Power Plants.* **Gal, J., y otros, y otros.** Como : Proceedings 7th Modelica Conference,, 2009.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Referencias

Jordi García Portolés

244. *The Solar Power Tower Jülich A solar thermal power plant for test and demonstration of air receiver technology.* **Hennecke, K., y otros, y otros.** Germany : s.n., 2007.
245. *Optimal concentration and temperatures of solar thermal power plants.* **McGovern, K. y William, J.** s.l. : Energy Conversion and Management, 2012.
246. *Biomass and central receiver system (CRS) hybridization: Volumetric air CRS and integration of a biomass waste direct burning boiler on steam cycle.* **Coelho, B., y otros, y otros.** 10, Germany, Portugal : Elsevier, 2012, Vol. 86.
247. *Energy and exergy analysis of solar power tower plants.* **Xu, C., y otros, y otros.** s.l. : Applied Thermal Engineering, 2011.
248. *Hybrid modeling of central receiver solar power plants.* **Alvarez, J.D., y otros, y otros.** 4, Spain : Elsevier, 2009, Vol. 17.
249. *Modeling and Simulation of a Solar Tower Power Plant with Open Volumetric Air Receiver.* **Ahlbrink, N., Belhomme, B. y Pitz-Paal, R.** Como : Proceedings 7th Modelica Conference, 2009.
250. *Solar-fossil HYBRID system analysis: Performance and economics.* **Griffith, L.V. y Brandt, H.** 3-4, United States : Elsevier, 1984, Vol. 33.
251. *SOLAR AIDED POWER GENERATION FROM COAL FIRED POWER STATIONS: "THERMSOLV" SOFTWARE.* **Hu, E., Baziotopoulos, C. y Li, Y.** Australia : s.n., 2002.
252. *Optimal design and integration of solar systems and fossil fuels for sustainable and stable power outlet.* **Tora, E.A. y El-Halwagi, M.M.** 4, United States : Elsevier, 2009, Vol. 11.
253. *Dynamic simulation of thermal energy storage system of Badaling 1 MW solar power tower plant.* **X., Ershu, y otros, y otros.** 1, China : Elsevier, 2012, Vol. 39.
254. *Solar gas turbine systems: Design, cost and perspectives.* **Schwarzbözl, P., y otros, y otros.** 10, Germany , Israel, Spain, Switzerland : Elsevier, 2006, Vol. 80.
255. *A solar-driven combined cycle power plant.* **Kribus, A., y otros, y otros.** 2, Israel, United States : Elsevier, 1998, Vol. 62.
256. *Economic evaluation of solar-only and hybrid power towers using molten-salt technology.* **Kolb, G.J.** 1, United States : Elsevier, 1998, Vol. 62.
257. *Economic analysis of integrated solar combined cycle power plants : A sample case: the economic feasibility of an ISCCS power plant in Egypt.* **HORN, M., FÜHRING, H. y RHEINLÄNDER, J.** Germany : SolarPACES 2002 : International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies No11, 2004.

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Referencias

Jordi García Portolés

258. *Codes for solar flux calculation dedicated to central receiver system applications: A comparative review*. **Garcia, P., Ferriere, A. y Bezian, J.-J.** 3, France : Elsevier, 2008, Vol. 82.
259. *Solar retrofit to combined cycle power plant with thermal energy storage*. **Bonadies, M.F., y otros, y otros.** s.l. : Proceedings of the ASME Turbo Expo, 2010.
260. *Design and operational aspects of gas and steam turbines for the novel solar hybrid combined cycle SHCC®*. **Heide, S., y otros, y otros.** Glasgow : Proceedings of the ASME Turbo Expo, 2010.
261. *Electricity and potable water from a solar tower power plant*. **Rheinländer, J., y otros, y otros.** 1-4, Germany : Elsevier, 1998, Vol. 14.
262. *Strategies in tower solar power plant optimization*. **Ramos, A. y Ramos, F.** 9, France, Spain : Elsevier, 2012, Vol. 86.
263. *Thermoeconomic optimization of a combined-cycle solar tower power plant*. **Spelling, J., y otros, y otros.** 1, Switzerland , Sweden : Elsevier, 2012, Vol. 41.
264. *SMUD Kokhala power tower stugy*. **Price, H.W. y Beebe, H.I.** San Antonio : Porc. of the 1996 international solar energy conference, 1996.
265. **Fontanals García, Alfred.** *Tesis doctoral: Caracterització del flux a causa de la interacció rotor-estator en turbomàquines mitjançant CFD*. Barcelona : s.n., 2012.
266. *SIMULACION DE FLUIDOS UTILIZANDO COMPUTADORES: una moderna herramienta para el estudio y análisis de fluidos*. **Orrego, Msc. Santiago.** Medellín : s.n., 2009.
267. *An introduction to computacional fluid dynamics. The finite volume method* . **H.K., Versteeg y W., Malalasekera.** Londres : Longman Scientific & Technical, 1995. ISBN 0-470-23515-2.
268. **Hinze, J.O.** *Turbulence*. s.l. : Mc. GrawHill, 1975. ISBN 0070290377.
269. **Incropera, Frank.P y De Witt, David P.** *Fundamentos de transferencia de Calor*. Ciudad de México : Pearson, 1999. 0-471-30460-3.
270. *Molten salts database for energy applications*. **Serrano-López, R., Fradera, J. y Cuesta-López, S.** Burgos : El Sevier, 2013.
271. *SOLGATE Solar hybrid gas turbine electric power system*. **Comisión, Europea.** Bruselas : s.n., 1998-2002.
272. *Heliostat field optimization: A new computationally efficient model*. **Corey J. Noone, Manuel Torrilhon, Alexander Mitsos.,** 86, Department of Mechanical Engineering,

Análisis de las pérdidas térmicas en un receptor de cavidad, en instalación solar de torre central

Referencias

Jordi García Portolés

Massachusetts Institute of Technology, 77 Massachusetts Ave., Cambridge, MA 02139, USA : s.n., 2012, Solar Energy, págs. 792-803.

273. *Thermal performance of solar concentrator/cavity receiver systems*. **James A. Harris, Terry G. Lenz.** 2, Mechanical Engineering Department, Colorado State University, Fort Collins, CO 80523, U.S.A : s.n., 1985, Solar Energy, Vol. 34, págs. 135-142.

274. *An Analysis of Convective Losses From Cavity Solar Receivers*. **Clausing, A. M.** 4, Department of Mechanical Engineering, University of Illinois at UC, Urbana, IL 61801, U.S.A. : s.n., 1981, Solar Energy, Vol. 27, págs. 295-300.