



Departamento de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

**Evaluación experimental de los
tubos receptores de una planta
termosolar de tecnología
cilindroparabólica. Impacto en la
producción eléctrica de una planta
comercial.**

TESIS DOCTORAL

Guillermo Espinosa Rueda

Sevilla 2020

Tesis Doctoral
Ingeniería Industrial

Evaluación experimental de los tubos
receptores de una planta termosolar de
tecnología cilindroparabólica. Impacto
en la producción eléctrica de una planta
comercial.

Autor:

Guillermo Espinosa Rueda

Tutor y director:

David Tomás Sánchez Martínez

Co-director:

Manuel Gallas Torreira

Departamento de Ingeniería Energética

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

2020

ii

Tesis doctoral: Evaluación experimental de los tubos receptores de una planta termosolar de tecnología cilindroparábólica. Impacto en la producción eléctrica de una planta comercial.

Autor: Guillermo Espinosa Rueda

Tutor y director: David Tomás Sánchez Martínez

Co-director: Manuel Gallas Torreira

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

*Dedicado a Lucía y a
mi familia por su apoyo
incondicional.*

Agradecimientos

El trabajo que se plasma en esta tesis es fruto del esfuerzo y del tiempo personal que he dedicado durante un periodo de 5 años, pero es preciso reconocer que la culminación de esta tesis no habría sido posible sin la participación de todas las personas y entidades que me han acompañado a lo largo de este camino o que directamente han colaborado en su desarrollo. Por estos motivos, mis más sinceros agradecimientos:

A David Sánchez por acogerme con los brazos abiertos para tutelar y dirigir esta tesis, y por su sostenida exigencia durante los meses más complicados.

A Abengoa, por la oportunidad que me brindó, proporcionando el marco adecuado con los recursos necesarios para realizar los trabajos de investigación. En particular a Noelia Martínez por su liderazgo en mi desempeño profesional y a Manuel Gallas por abrirme las puertas para la realización de la tesis.

Al Grupo de Tecnologías Fotónicas de la Universidad de Zaragoza y al Instituto de Ciencia de Materiales de Sevilla por su colaboración en el desarrollo de los equipos empleados en los trabajos descritos en esta tesis.

A José Luis Navarro, compañero de fatigas, por su participación activa y por los cientos de horas que nos hemos pasado evaluando tubos a la luz del sol y de la luna.

Y por último a Lucía y a mi familia, que me han acompañado durante todo este camino demostrándome un apoyo altruista e incondicional tanto en épocas de calma como de tempestad.

Resumen

Los tubos receptores son elementos clave en las plantas termosolares de tecnología cilindro parabólica, puesto que en ellos tiene lugar la conversión de energía solar en energía térmica, y por tanto, cabe esperar que su rendimiento tenga un impacto directo sobre la producción de energía eléctrica.

El rendimiento de los tubos receptores está determinado por las condiciones de contorno y por sus propiedades ópticas, térmicas y mecánicas. Sin embargo, estas propiedades sufren una serie de degradaciones a lo largo de la vida útil de los tubos debido a los procesos habituales de operación y al entorno físico en el que se ubican las planta termosolares, disminuyendo el rendimiento de los tubos receptores.

Debido a la poca o nula información experimental existente en la literatura esta tesis se plantea con el objetivo de estudiar la evolución de las prestaciones de los tubos receptores instalados en campo solar tras varios años de operación. Posteriormente, se calcula el impacto que los resultados obtenidos ejercen sobre la producción eléctrica final de una planta comercial.

Para conseguir estos objetivos, la tesis comienza con un análisis del estado del arte.

En el capítulo 3 se exponen los equipos de medida que se utilizan para realizar la evaluación de los tubos receptores. Algunos de los equipos son desarrollos específicos con una participación personal directa.

Posteriormente, en el capítulo 4, se aborda la caracterización del ensuciamiento que

experimentan los tubos receptores en operación. Para ello se desarrolla una metodología que permite obtener valores de ensuciamiento representativos para una planta comercial de 50 MW.

En el capítulo 5 se aborda el estudio de la degradación óptica irreversible que sufren tanto la cubierta de vidrio como el coating selectivo del tubo absorbedor.

A continuación, en el capítulo 6, se caracteriza de forma experimental el estado de vacío que presentan los receptores instalados en campo solar.

Por último, en el capítulo 7 se desarrolla el modelo analítico completo de una planta termosolar de 140 MW, que permite simular la operación de la misma durante toda su vida útil. Este modelo incorpora un bloque referente al campo solar con un grado de detalle muy avanzado y que permite particularizar todas las propiedades de los tubos instalados en el campo solar. Las variables estudiadas en los capítulos anteriores y que caracterizan el comportamiento de los tubos receptores, se trasladan a este modelo para analizar el impacto sobre la producción eléctrica.

Índice

Agradecimientos	viii
Resumen	x
Índice	xii
Índice de Figuras	xviii
Notación	xxvi
1 Introducción	1
1.1 <i>Antecedentes</i>	3
1.2 <i>Motivación</i>	7
1.3 <i>Objetivos</i>	10
1.4 <i>Estructura del trabajo</i>	10
2 Estado del arte	13
2.1 <i>Energía termosolar de alta concentración</i>	13
2.1.1 Tecnología cilindro-parabólica	16
2.1.2 Tecnología de receptor central	19
2.1.3 Tecnología Fresnel	21
2.1.4 Tecnología de disco parabólico	22
2.1.5 Sistemas beam-down	24
2.2 <i>El tubo receptor para la tecnología CCP</i>	25
2.2.1 Descripción	25
2.2.2 Balance energético. Modelo termodinámico.	32
2.2.3 Definición de rendimiento. Parámetros de influencia.	49
2.2.4 Tubos comerciales	50
2.3 <i>Degradación del tubo receptor en campo solar</i>	56

2.3.1	Pérdida de transmisividad	57
2.3.2	Pérdida del vacío en el espacio anular	68
2.4	<i>Caracterización del tubo receptor</i>	77
2.4.1	Evaluación óptica	78
2.4.2	Evaluación térmica	81
2.4.3	Evaluación del espacio anular	90
2.5	<i>Discusión</i>	93
2.6	<i>Conclusiones</i>	97
3	Equipos de medida desarrollados y utilizados	99
3.1	<i>Mini Incus</i>	100
3.1.1	Descripción	101
3.1.2	Cálculo del resultado	104
3.1.3	Incertidumbre de la medida	106
3.2	<i>Plasmasol</i>	110
3.2.1	Descripción	110
3.2.2	Calibración	113
3.3	<i>Thermohook</i>	116
3.3.1	Incertidumbre de la medida	117
3.4	<i>Cámara termográfica</i>	119
4	Evaluación experimental del ensuciamiento	121
4.1	<i>Procedimiento</i>	121
4.2	<i>Resultados</i>	126
4.2.1	Campaña de otoño	126
4.2.2	Campaña de verano	131
4.3	<i>Discusión</i>	137
4.4	<i>Conclusiones</i>	143
5	Evaluación experimental de la degradación óptica	147
5.1	<i>Procedimiento</i>	148
5.2	<i>Resultados</i>	154
5.2.1	Transmisividad	155
5.2.2	Degradación del <i>coating</i> absorbedor	157
5.2.3	Garantía del fabricante	160
5.3	<i>Discusión</i>	161
5.3.1	Transmisividad	161
5.3.2	Absortividad	162

5.3.3	Garantía del fabricante	163
5.4	<i>Conclusiones</i>	165
6	Evaluación térmica de los tubos receptores	167
6.1	<i>Procedimiento</i>	168
6.1.1	Primera fase: selección de tubos receptores	169
6.1.2	Segunda fase: evaluación térmica de los tubos en condiciones operativas	173
6.1.3	Tercera fase: evaluación del gas anular	173
6.1.4	Estimación de las pérdidas térmicas imputables a la degradación del vacío	174
6.1.5	Ecuación de pérdida de vacío proporcionada por el fabricante	175
6.2	<i>Resultados</i>	176
6.2.1	Primera fase: selección de tubos receptores	176
6.2.2	Segunda fase: evaluación térmica de los tubos en condiciones operativas	177
6.2.3	Tercera fase: evaluación del gas anular	178
6.2.4	Estimación de las pérdidas térmicas imputables a la degradación del vacío	182
6.2.5	Ecuación de pérdida de vacío proporcionada por el fabricante.	184
6.3	<i>Discusión</i>	184
6.3.1	Primera fase: selección de tubos receptores	184
6.3.2	Segunda fase: evaluación térmica de los tubos en condiciones operativas	185
6.3.3	Tercera fase: evaluación del gas anular	185
6.3.4	Estimación de pérdidas térmicas causadas por la degradación del vacío	187
6.3.5	Ecuación de pérdida de vacío proporcionada por el fabricante	188
6.4	<i>Conclusiones</i>	188
7	Impacto de la degradación del tubo sobre la producción anual	191
7.1	<i>Descripción del modelo</i>	191
7.1.1	<i>Script principal</i>	193
7.1.2	<i>Función <code>fdegrad_setting.m</code></i>	195
7.1.3	<i>Función <code>fsolar_power_plant.m</code></i>	195
7.1.4	<i>Función <code>solar_field_solver.m</code></i>	198

7.1.5	Función <i>loop_solver.m</i>	198
7.1.6	Función <i>tube_solver.m</i>	200
7.1.7	Función <i>fhtf_pump.m</i>	201
7.1.8	Función <i>fBOP.m</i>	204
7.1.9	Función <i>fcash_flow.m</i>	205
7.2	<i>Procedimiento</i>	206
7.2.1	Condiciones de contorno	207
7.2.2	Validación	210
7.3	<i>Casos analizados y resultados</i>	218
7.3.1	Operación sin degradación	218
7.3.2	Operación real de la planta	219
7.3.3	LCOE vs. estrategia de limpieza	220
7.3.4	LCOE vs. reemplazo de tubos	223
7.3.5	Peor escenario: 1 camión de limpieza y sin reemplazo de tubos	225
7.4	<i>Discusión</i>	226
7.4.1	Impacto de la estrategia de limpieza	227
7.4.2	Impacto de la estrategia de reemplazo de tubos receptores	229
7.5	<i>Conclusiones</i>	231
8	Conclusiones	235
8.1	<i>Conclusiones específicas</i>	235
8.2	<i>Conclusiones generales</i>	237
	Referencias	241
	Patentes	255
	Artículos publicados	257
	Anexo I: Medidas de la evaluación del ensuciamiento	259
	<i>Campaña de otoño</i>	259
	<i>Campaña de verano</i>	263
	Anexo II: Evaluación de la degradación	269
	<i>Especificaciones técnicas del tubo PTR70 Schott de primera generación</i>	269
	<i>Medidas</i>	270
	Anexo III: Medidas térmicas de los tubos receptores	275
	Anexo IV: Performance Model de la Planta Termosolar	278

<i>Script principal</i>	278
<i>Función fdegrad_setting.m</i>	289
<i>Función fsolar_power_plant.m</i>	291
<i>Función fcash_flow.m</i>	294
<i>Función solar_field_solver.m</i>	298
<i>Función fBOP.m</i>	301
<i>Función fh_tfpump.m</i>	306
<i>Función loop_solver.m</i>	309
<i>Función tube_solver.m</i>	314
<i>Función thterminol.m</i>	320
<i>Función density.m</i>	321
<i>Función fK_incidence.m</i>	321
<i>Función fh_12conv.m</i>	323
<i>Función k_321H.m</i>	323
<i>Función epsilon_schott.m</i>	324
<i>Función fh_brac_cond.m</i>	324
<i>Función fh_34conv.m</i>	327
<i>Función fh34_rad.m</i>	332
<i>Función k_borosilicate.m</i>	332
<i>Función fh_56conv.m</i>	333
<i>Función fh_57rad.m</i>	335

Índice de Figuras

Figura 1-1. Demanda total de energía primaria y producto interior bruto en los países indicados entre 1971-2012.	4
Figura 1-2. Mix energético mundial.	5
Figura 1-3. Evolución de la capacidad de generación mundial 2014-2040.	6
Figura 1-4. Consumo mundial de renovables en la generación de electricidad.	6
Figura 1-5. Esquema del proceso de generación de energía eléctrica en una planta termosolar de CCP sin almacenamiento.	8
Figura 2-1: Eficiencia de una planta CSP típica.	14
Figura 2-2. Diseño de un sistema cilindro-parabólico.	17
Figura 2-3. Diseño de un sistema de receptor central.	20
Figura 2-4. Diseño de un colector lineal de tecnología Fresnel.	22
Figura 2-5. Diseño de un sistema de disco Stirling.	23
Figura 2-6. Diagrama esquemático e imagen de un sistema CSP beam-down.	24
Figura 2-7. Arquitectura del tubo receptor	25
Figura 2-8. Composición del <i>coating</i> selectivo.	26
Figura 2-9. Curva de reflectividad de un <i>coating</i> selectivo para tubos receptores que trabajan a 400 °C.	27
Figura 2-10. Elemento <i>bellow</i> que une el tubo absorbedor con la cubierta de vidrio.	

.....	29
Figura 2-11. Soldadura vidrio-metal	29
Figura 2-12. Interpretación del color del <i>getter</i> evaporable.....	31
Figura 2-13. <i>Getter</i> no evaporable.	32
Figura 2-14. Flujos energéticos en la sección transversal de un tubo con y sin vidrio.	33
Figura 2-15. Ejemplos del elemento <i>bracket</i> que soporta el tubo receptor.	44
Figura 2-16. Unión del elemento <i>bracket</i> al tubo receptor.....	45
Figura 2-17. Esquema del modelo de transmisión de calor bidimensional.	46
Figura 2-18. Deposición de polvo y suciedad sobre un tubo receptor.	58
Figura 2-19. Proceso de cementación del polvo con la humedad.	59
Figura 2-20. Evolución de la reflectividad en un espejo expuesto a la intemperie sin limpiza artificial.	61
Figura 2-21. (a) Limpieza con agua a presión y cepillado; (b) Limpieza con agua a presión.	62
Figura 2-22. Vista transversal de un sistema EDS.....	64
Figura 2-23. Imágenes SEM de vidrio de control (izq.) y expuesto (dcha.) dañado por exposición a la intemperie.....	66
Figura 2-24. Robots Fanuc y Erichsen 494 utilizados para el cepillado automático. 66	
Figura 2-25. Impacto de la limpieza sin agua y de la dureza de las cerdas del cepillo sobre la degradación de un espejo polimérico.....	67
Figura 2-26. Abrasión generada por limpieza con cepillo duro, medio y suave de izquierda a derecha respectivamente.	67
Figura 2-27. Degradación progresiva que sufren dos <i>coatings</i> "a" y "b" depositados sobre un vidrio al ser frotados con una goma abrasiva.....	68
Figura 2-28. Rendimiento del tubo receptor con pérdida del vacío anular.	69
Figura 2-29. Rendimiento del tubo receptor para diferentes condiciones de vacío y	

con viento (0, 5, 10 y 20 millas por hora).....	70
Figura 2-30. Estructura molecular del óxido difenilo y del bifenilo.....	71
Figura 2-31. Formación de polifenilos e hidrógeno a partir de radicales de hidrógeno (izq.). Descomposición del DPO (drcha.).....	71
Figura 2-32. Conversión catalítica del DPO en dibenzofurano.....	72
Figura 2-33. Cantidad de hidrógeno permeado en el espacio anular a lo largo de 25 años.....	73
Figura 2-34. Pérdidas térmicas en un receptor por pérdida de vacío causada por aire, hidrógeno o helio.....	74
Figura 2-35. Fractura de la soldadura vidrio metal.....	76
Figura 2-36. Cabezal óptico del sistema de evaluación óptica del tubo receptor.....	79
Figura 2-37. Transmisividad y reflectividad de un receptor Schott PTR70.....	79
Figura 2-38. Esquema de los circuitos del cabezal óptico para la evaluación de la reflectividad y transmisividad del tubo receptor.....	80
Figura 2-39. Espectros de transmisividad y reflectividad solar de los tubos receptores analizados.....	80
Figura 2-40. Banco de evaluación de pérdidas térmicas desarrollado por Cener.....	82
Figura 2-41. Esquema del sistema para el calentamiento del receptor.....	82
Figura 2-42. Pérdidas térmicas de un tubo Schott PTR70.....	83
Figura 2-43. Emisividad del absorbedor calculada a partir de las pérdidas térmicas del PTR70 de Schott.....	83
Figura 2-44. (a) Sistema de evaluación de tubos SolaRec y (b) sistema descrito en [86].	85
Figura 2-45. Sistema de evaluación de tubos ElliRec.....	85
Figura 2-46. (a) Esquema y (b) imagen del sistema de evaluación de tubos descrito en [88].	86

Figura 2-47. (a) vista externa y (b) vista interna del sistema de evaluación de tubos en laboratorio.....	88
Figura 2-48. Sistema de evaluación de tubos montado en campo solar.	89
Figura 2-49. (a) Evaluación en campo usando y (b) cabezal de medida del dispositivo de evaluación de temperaturas del tubo receptor.	90
Figura 2-50. Temperatura de vidrio en función de la temperatura de HTF y de la condición del espacio anular.....	91
Figura 2-51. Temperatura de vidrio de los tubos evaluados en función de la temperatura de HTF.	92
Figura 2-52. Esquema del sistema para analizar el gas anular de un tubo receptor.	93
Figura 3-1. Equipo Mini Incus evaluando un tubo receptor en campo.	101
Figura 3-2. Espectro solar y longitudes de onda evaluadas por el Mini Incus.....	102
Figura 3-3. (a) vista frontal y (b) vista lateral de los circuitos ópticos y haces de luz sobre el tubo receptor.	103
Figura 3-4. Sistema de evaluación de concentricidad del Mini Incus.....	104
Figura 3-5. Interpolación con splines de los valores de transmisividad.	105
Figura 3-6. Extrapolación para obtener la curva de transmisividad en 300-2500 nm.	106
Figura 3-7. Distribución de 600 medida de transmisividad sobre el mismo tubo en diferentes condiciones de luz y temperatura.	107
Figura 3-8. Distribución de 600 medidas de reflectividad sobre el mismo tubo en diferentes condiciones de luz y temperatura.	107
Figura 3-9. Comparación en transmisividad entre las medidas 1, 2 y 3 realizadas con el Mini Incus, y la medida realizada sobre el mismo tubo con el equipo referencia.	109
Figura 3-10. Comparación en reflectividad entre las medidas 1, 2 y 3 realizadas con el Mini Incus, y la medida realizada sobre el mismo tubo con el equipo referencia.	110
Figura 3-11. Esquema del sistema Plasmasol con un set-up experimental para su	

calibración.	111
Figura 3-12. Vista del aplicador de radiofrecuencia.	112
Figura 3-13. Rangos de presión de encendido de plasma con Plasmasol.	114
Figura 3-14. Espectros de emisión de argón a diferentes presiones.	115
Figura 3-15. Espectro de emisión de la mezcla 80% hidrógeno – 20 % aire a 1 mbar.	115
Figura 3-16. Relación de los picos característicos para hidrógeno y argón a diferentes presiones.	116
Figura 3-17. Operario evaluando un tubo receptor con el ThermoHook.	117
Figura 3-18. Cámara termográfica ThermCam P25.	119
Figura 4-1. Plano de la composición de colectores en la planta solar.	123
Figura 4-2. Puntos evaluados en cada tubo receptor.	124
Figura 4-3. Evolución de la transmisividad global de planta durante la campaña de otoño.	129
Figura 4-4. Evolución de la transmisividad en otoño en función del tipo de colector.	130
Figura 4-5. Evolución de la reflectividad del conjunto de colectores de la planta (reflectividad global) durante la campaña de evaluación otoñal.	131
Figura 4-6. Evolución de la transmisividad global de planta durante la campaña de verano.	133
Figura 4-7. Evolución de la transmisividad en verano en función del tipo de colector.	135
Figura 4-8. Evolución de la reflectividad global de planta de los tubos receptores durante la campaña de verano.	136
Figura 4-9. (a) tubo receptor tras limpieza por dilución; (b) dos de las zonas seleccionadas tras aplicar la limpieza a mano en contraste con la superficie del tubo tras limpieza por dilución.	136

Figura 4-10. Incremento de la transmisividad producido por la lluvia.	140
Figura 5-1. Recomendaciones del fabricante para la limpieza de los tubos.....	149
Figura 5-2. Configuración de un lazo y temperaturas características de operación de cada colector.	150
Figura 5-3. Mapa de colectores de la planta solar estudiada, con un número sobre aquellos a los que pertenecen los tubos escogidos para la evaluación.....	152
Figura 5-4. Distribución de transmisividad de la muestra evaluada.	155
Figura 5-5. Curvas de transmisividad promedio de los receptores según su posición en el campo solar.	156
Figura 5-6. Transmisividad de los 80 receptores evaluados en función de su posición en el campo solar.	157
Figura 5-7. Distribución de absorptividad de la muestra evaluada.	158
Figura 5-8. Curvas de absorptividad media de los receptores según su posición en el campo solar.....	159
Figura 5-9. Absorptividad de los 80 receptores evaluados en función de su posición en el campo solar.....	160
Figura 5-10. Distribución de la “eficiencia” (w) de la población de tubos evaluados.	161
Figura 5-11. Comparación entre eficiencia óptica ($\tau\alpha$) y parámetro de eficiencia proporcionado por el fabricante (w).....	164
Figura 6-1. Imagen termográfica de la evaluación de tubos.....	170
Figura 6-2. Distribución de receptores y composición de la muestra seleccionada en función de la relación de temperatura de vidrio.....	177
Figura 6-3. Temperaturas registradas para la muestra de tubos en condiciones operativas.....	178
Figura 6-4. Plasma generado en un tubo receptor.....	179
Figura 6-5. Registro del espectro de emisión del plasma generado en un receptor.	180

Figura 6-6. Temperatura del tubo de vidrio en función de la presión anular y para las condiciones de contorno dadas en la segunda fase de evaluación.	181
Figura 6-7. Presión anular, emisividad térmica y pérdidas térmicas típicas en condiciones de operación (HTF a 343 °C) de los receptores para cada R_{TV}	182
Figura 6-8. Pérdidas térmicas típicas para un tubo receptor referencia bajo las condiciones de contorno especificadas.	183
Figura 7-1. Diagrama de Sankey con los flujos de energía que se consideran en la resolución del comportamiento de la planta termosolar.	192
Figura 7-2. Formato del balance económico de la planta considerado por el modelo.	192
Figura 7-3. Diagrama de flujo del <i>script</i> principal (a la izquierda), de la función <i>fdegrad_setting.m</i> (arriba a la derecha) y la función <i>fcash_flow.m</i> (abajo a la derecha).	194
Figura 7-4. Diagrama de flujo de las funciones <i>fsolar_power_plant.m</i> (a la izquierda), <i>solar_field_solver.m</i> (arriba a la derecha) y <i>fBOP.m</i> (abajo a la derecha).	197
Figura 7-5. Diagramas de flujo de las funciones <i>loop_solver.m</i> (izquierda) y <i>tube_solver.m</i> (derecha).	199
Figura 7-6. Diagrama de flujo de la función <i>fttf_pump.m</i>	204
Figura 7-7. Esquema del bloque de potencia de la central de referencia (Thermoflex).	205
Figura 7-8. Evolución de la temperatura del fluido térmico a lo largo de un lazo.	211
Figura 7-9. Balance energético en la sección transversal media de un tubo receptor.	212
Figura 7-10. Pérdidas térmicas y rendimiento de un tubo receptor a diferentes temperaturas de operación.	213
Figura 7-11. Diagrama de Sankey de flujos de energía en la operación de la planta termosolar.	215
Figura 7-12. Evolución mensual de la energía eléctrica neta generada a lo largo de un	

año.....	216
Figura 7-13. Variación del LCOE con la frecuencia de limpieza en Sevilla.....	222
Figura 7-14. Variación del LCOE con la frecuencia de limpieza en Atacama.	222
Figura 7-15. Variación del LCOE con la frecuencia de reemplazo de tubos en Sevilla.	224
Figura 7-16. Variación del LCOE con la frecuencia de reemplazo de tubos en Atacama.....	225
Figura 7-17. Sensibilidad del LCOE respecto a la frecuencia de limpieza para una planta ubicada en Sevilla.	228
Figura 7-18. Camiones de limpieza necesarios para aplicar una determinada frecuencia de limpieza.....	229
Figura 7-19. Sensibilidad del LCOE respecto a la frecuencia de reemplazo de tubos receptores.	230

Notación

Abreviaturas

ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASNT	Abengoa Solar New Technologies, S.A.
BOP	Block of power
CAPEX	Capital expenditure
CCP	Colector cilindro-parabólico
CO ₂	Dióxido de carbono
CSIC	Centro Superior de Investigaciones Científicas
CSP	Concentrated solar power
DNI	Direct normal irradiance
DPO	Diphenyl oxide
EDS	Electro dynamic screen
EPC	Engineering, procurement and construction
GDV	Generación directa de vapor
GMTS	Grupo de Motores Térmicos
HTF	Heat transfer fluid / fluido caloportador
ICMS	Instituto de Ciencia de los Materiales de Sevilla
IEA	International Energy Agency
IFOV	Instantaneous field of view
IPCC	International Panel on Climate Change

I+D	Investigación y desarrollo
LCOE	Levelized cost of electricity
LED	Light emitting diode
MINECO	Ministerio de Economía, Industria y Competitividad
NEG	Non evaporable getter
O&M	Operación y mantenimiento
PTR	Parabolic trough receiver
PVD	Physical vapour deposition
Q1	Cuartil 1
SEGS	Solar Electric Generation Systems
SEM	Scanning electron microscope
STE	Solar thermoelectric energy
US	Universidad de Sevilla
UZ	Universidad de Zaragoza

1 INTRODUCCIÓN

LA tesis doctoral que se presenta en estas páginas bajo el título **“Evaluación experimental de los tubos receptores de una planta termosolar de tecnología cilindroparabólica. Impacto en la producción eléctrica de una planta comercial”** pertenece a la línea de investigación “Sistemas de Conversión de Energía y Producción de Potencia”, del Grupo de Motores Térmicos (GMTS) en el Departamento de Ingeniería Energética, con sede en la Escuela Superior de Ingenieros de la Universidad de Sevilla (US).

Esta tesis se dedica al estudio del rendimiento real con el que operan los tubos receptores instalados en el campo solar de plantas comerciales, a través de la caracterización de los fenómenos de degradación que actúan sobre ellos, y del impacto que dicha variación de rendimiento respecto del valor nominal tiene sobre las prestaciones de una planta comercial. El tubo receptor es, por motivos técnicos y económicos, el elemento más crítico del campo solar en plantas de tecnología cilindro-parabólica. En él tiene lugar la conversión de energía solar en energía térmica y, por tanto, resulta relevante conocer el comportamiento real de dichos componentes en operación y su impacto sobre la producción eléctrica. Este trabajo viene a satisfacer la ausencia de información existente sobre este tema, debido en parte a la dificultad técnica que presenta la evaluación de las propiedades ópticas y térmicas de los tubos receptores instalados en campo solar.

La contribución fundamental de esta tesis se basa en los tres artículos y dos patentes publicados que se enumeran a continuación:

- Espinosa-Rueda, G., Martínez-Sanz, N., Izquierdo-Nuñez, D., OstaLombardo, M., 2016. “A novel portable device to measure transmittance and reflectance of parabolic trough receiver tubes in the field”. *Journal of Solar Energy Engineering* 138(6), 061003.
- Espinosa-Rueda, G., Navarro-Hermoso, J.L., Martínez-Sanz, N., GallasTorreireira, M., 2016. “Degradation of receiver tube optical performance after four years of operation”. *Solar Energy* 135, 122-129.

- Espinosa-Rueda, G., Navarro-Hermoso, J.L., Martínez-Sanz, N., GallasTorreira, M., 2016. "Vacuum evaluation of parabolic trough receiver tubes in a 50 MW concentrated solar power plant". *Solar Energy* 139, 36-46.
- Martínez Sanz, N., Espinosa Rueda, G., Izquierdo Núñez, D., Osta Lombardo, M., López Mainar, M., Heras Vila, C., Salinas Ariz, I., Forcada Pardo, S., Alonso Esteban, R., "Spectrophotometer for the characterisation of receivers of solar collectors". Patent WO 2015/036631 A1, 19 Marzo 2015.
- Espinosa Rueda, G., Martínez Sanz, N., Navarro Hermoso, J. L., Castellero Durán, P., Yubero Valencia, F., Barranco Quero, A., Cotrino Bautista, J., Espinós Manzorro, J. P., Rodríguez González-Elípe, A., "System and method for analysing the gas present in the interannular space in tubular solar receivers". Patent WO 2016/166396 A1, 20 Octubre 2016.

El trabajo presentado en esta tesis tiene una parte experimental que se ha desarrollado con la colaboración y participación de Abengoa Solar New Technologies (ASNT). Los equipos de evaluación que han permitido obtener los resultados de esta tesis se han desarrollado en el marco de un programa de I+D dirigido a la caracterización de la tecnología termosolar. En concreto, se han desarrollado en el marco del proyecto Solventa (programa Innpacto), financiado por el Ministerio de Economía, Industria y Competitividad (MINECO). Además, en este proyecto han participado las Universidades de Zaragoza (UZ) a través del Grupo de Tecnologías Fotónicas (GTF) y el Instituto de Ciencia de Materiales de Sevilla (ICMS) perteneciente al Centro Superior de Investigaciones Científicas (CSIC). Como resultado del mencionado proyecto de I+D se han generado dos patentes que protegen la propiedad intelectual de los equipos en el ámbito nacional e internacional.

Una vez desarrollados los equipos, y con el objetivo de caracterizar la degradación óptica y térmica reales de los tubos receptores en operación, se proyectaron y ejecutaron diversas campañas de evaluación en plantas comerciales de tecnología cilindro-parabólica de Abengoa. La información obtenida en dichos estudios es analizada en detalle a lo largo de esta tesis. Además, esta información ha sido publicada en revistas técnicas mediante los tres artículos antes mencionados.

También se ha realizado la divulgación de estos resultados en congresos científico-técnicos internacionales como el ASME 9th International Conference on Energy Sustainability (Boston, USA, 2015) y SolarPaces Concentrated Solar Power and

Chemical Energy Systems (Las Vegas, USA, 2013 y Cape Town, South Africa, 2015).

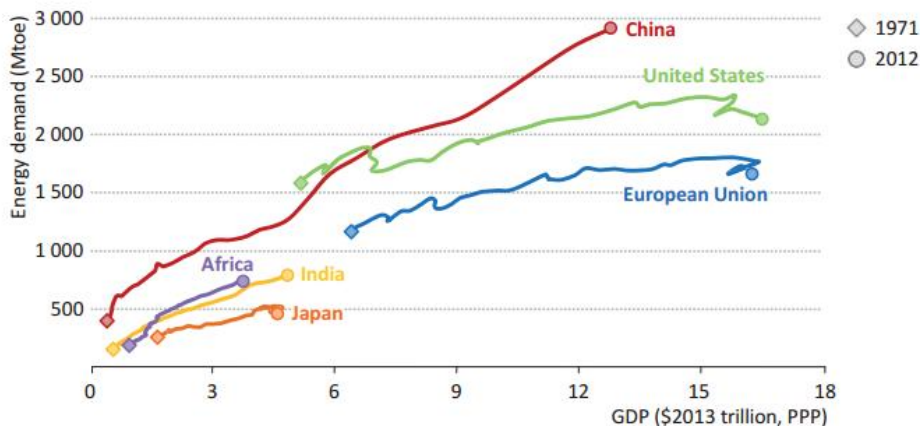
Por último, este trabajo también comprende una sección dedicada a la simulación y modelado de la producción energética. Esta parte consiste en la elaboración de un modelo termodinámico del comportamiento de una planta de producción de potencia con la tecnología mencionada, que permite la integración del modelado de detalle del elemento tubo receptor en el campo solar (mencionado anteriormente) y del bloque de potencia que convierte la energía térmica generada por el campo en energía mecánica/eléctrica que es exportada a red. De esta forma, se consigue evaluar la relevancia real del problema estudiado en la primera parte de la tesis desde el punto de vista del comportamiento (producción eléctrica) y rentabilidad de una central termosolar comercial.

1.1 Antecedentes

El mundo está en un momento crítico en sus esfuerzos para combatir el cambio climático. Desde 1995, la emisión de gases de efecto invernadero ha aumentado más de un 25% y la concentración en la atmósfera de estos gases se ha visto incrementada de forma estable hasta las 435 partes por millón equivalentes de dióxido de carbono (CO_2), según datos de 2012 [1]. Según los datos publicados por el Panel Internacional sobre el Cambio Climático (IPCC), la temperatura global media se ha incrementado en $0.85\text{ }^\circ\text{C}$ en el periodo comprendido entre 1880 y 2012, y es altamente probable que la influencia humana haya sido la causa dominante de ese calentamiento desde mitad del siglo XX [2]. Este mismo organismo concluye que, bajo la ausencia de acciones urgentes y verdaderamente comprometidas, el cambio climático tendrá un impacto severo e irreversible en todo el mundo. El compromiso internacional de mantener el incremento en las temperaturas promedio a largo-plazo por debajo de $2\text{ }^\circ\text{C}$ en relación a los niveles pre-industriales requerirá reducciones sostenidas y sustanciales en las emisiones globales.

En este mismo contexto, y a pesar de las incertidumbres inevitables, hay ciertas características que son ya evidentes sobre la evolución del mercado energético mundial en las décadas venideras. Entre estas características se reconoce un aumento continuo en el consumo de energía mundial, motivado principalmente por un crecimiento continuo de la población mundial y por el desarrollo del continente asiático y otras economías emergentes, dada la relación directa que existe entre

crecimiento económico y consumo energético (Figura 1-1). Además de estos hechos, la evolución del sistema energético estará motivada por las decisiones individuales que tomen los países más influyentes, como Estados Unidos, y de los acuerdos que se tomen sobre desafíos globales, como es el caso del cambio climático.



Note: Mtoe = million tonnes of oil equivalent.

Figura 1-1. Demanda total de energía primaria y producto interior bruto en los países indicados entre 1971-2012 [3].

Para analizar el escenario a futuro del mercado energético, la Agencia Internacional de la Energía (IEA) considera tres escenarios [3]. El primero de ellos es continuista y no incluye nuevas políticas energéticas; el segundo es el escenario central y en él se consideran tanto las políticas ya existentes como la ejecución de las planeadas; por último, el tercero es el más ambicioso y en él se consideran las medidas necesarias para cumplir con el objetivo a largo plazo de mantener el calentamiento global en valores inferiores a 2 °C. De aquí en adelante, en este documento sólo se considerará el escenario central y los datos aportados serán relativos al mismo.

Si bien, el ritmo de crecimiento de la energía primaria demandada se ralentiza en las décadas venideras en relación al pasado, ésta seguirá creciendo a un ritmo promedio del 1.1 % hasta 2040, lo que habrá supuesto para esa fecha un incremento del 37% respecto a la actualidad. El mix energético estimado para esa fecha es el que se presenta en la Figura 1-2.

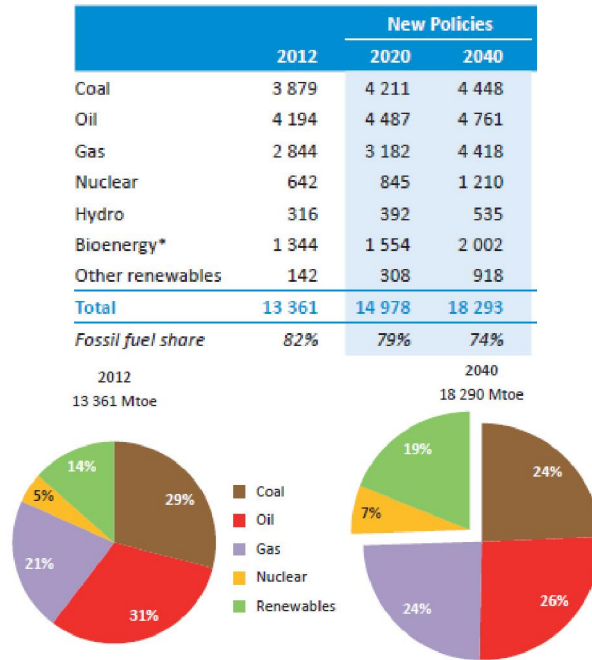


Figura 1-2. Mix energético mundial [3].

Lo expuesto anteriormente, junto con los objetivos de emisiones que se desean conseguir, se traduce en la obligación de transformar el sector energético, responsable de aproximadamente dos tercios de las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por el hombre [4].

Es obvio que, en dicha transformación del sector energético, las energías renovables deberán desempeñar un papel protagonista. Se prevee, por tanto, que su uso aumente de forma considerable debido a los incentivos económicos y fiscales, los avances tecnológicos, los precios proyectados de los combustibles fósiles y el aumento de los precios de CO₂. En términos de capacidad instalada bruta, las renovables pasarían de los 1705 gigawattios (GW) en 2014 hasta los 4550 GW en 2040, lo que supone más del 50% sobre el total de las nuevas adhesiones (Figura 1-3).

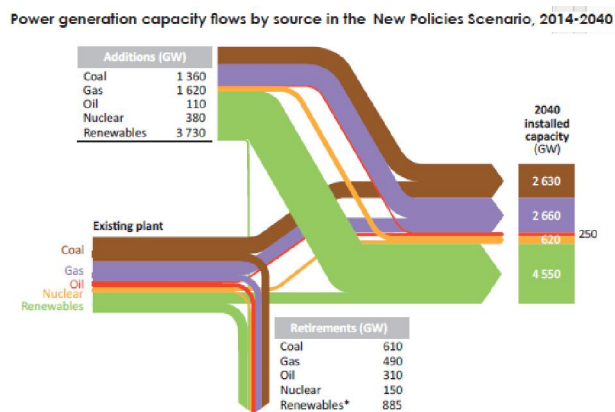


Figura 1-3. Evolución de la capacidad de generación mundial 2014-2040 [3].

Como se podía observar en la Figura 1-2, la presencia mundial de renovables en la energía primaria demandada alcanza el 19% en 2040, en contraste con el 14% de 2012. El sector de producción de potencia es el que más contribuye a este aumento, pasando su participación de un 21% en 2012 al 33% en 2040. La aportación de las energías renovables a la generación de energía eléctrica en la actualidad, a medio y largo plazo se muestra en la siguiente Figura 1-4.

	2012	New Policies	
		2020	2040
Electricity generation (TWh)	4 807	7 263	13 229
Bioenergy	442	764	1 569
Hydro	3 672	4 553	6 222
Wind	521	1 333	3 345
Geothermal	70	120	378
Solar PV	97	449	1 291
Concentrating solar power	5	41	357
Marine	1	3	66
<i>Share of total generation</i>	<i>21%</i>	<i>26%</i>	<i>33%</i>

Figura 1-4. Consumo mundial de renovables en la generación de electricidad [3].

La generación de electricidad a partir de energía solar se mantiene la cuarta en contribución sobre la generación total, si bien es la que más crece en términos relativos. En los últimos años, este tipo de generación ha avanzado significativamente en cuanto a capacidad instalada, mejoras tecnológicas, precio de

la energía, en rendimiento y en el desarrollo de su modelo de negocio. Sin embargo, son necesarios más avances para conseguir un aumento mayor de su contribución en la generación global con costes aceptables para el consumidor final. Para ello, la energía solar habrá de ser en última instancia competitiva en coste con la generación fósil en un escenario en el que se reduzcan los incentivos fiscales pero también aumenten las penalizaciones a la generación fósil por emisiones de CO₂.

La expansión masiva de la generación de electricidad a partir de energía solar para mediados de siglo es un componente esencial en cualquier estrategia realista para combatir el cambio climático. De hecho, en los últimos años, el coste de la energía solar ha caído sustancialmente y la capacidad instalada ha aumentado muy rápidamente. No obstante, a pesar de este crecimiento, sólo representa el 1% de la generación eléctrica en los Estados Unidos a día de hoy [5]. Es más, si no se impone un precio considerable sobre las emisiones de dióxido de carbono, es muy probable que la expansión de la energía solar no llegará a niveles apropiados para combatir el cambio climático a un coste tolerable sin cambios significativos en las políticas energéticas gubernamentales.

En la energía solar se distinguen dos tipos de tecnología para la generación de electricidad: la fotovoltaica y la energía termosolar de alta concentración (CSP o STE). Actualmente la fotovoltaica supone el 95% de la generación eléctrica a partir de energía solar, si bien el crecimiento proyectado de la CSP es muy superior, alcanzando el 33% de la generación solar en 2040. Este crecimiento potencial se debe a las ventajas que proporciona esta tecnología frente a la fotovoltaica y que son, principalmente, la capacidad de almacenamiento y gestión de la energía, así como la mejora del rendimiento con operación a altas temperaturas.

1.2 Motivación

En una planta termosolar de alta concentración basada en tecnología de sistemas cilindro-parabólicos y sin almacenamiento, como es el caso de la planta estudiada en esta tesis, la producción de energía eléctrica a partir del recurso solar sigue un proceso como el que se ilustra en la siguiente Figura 1-5:

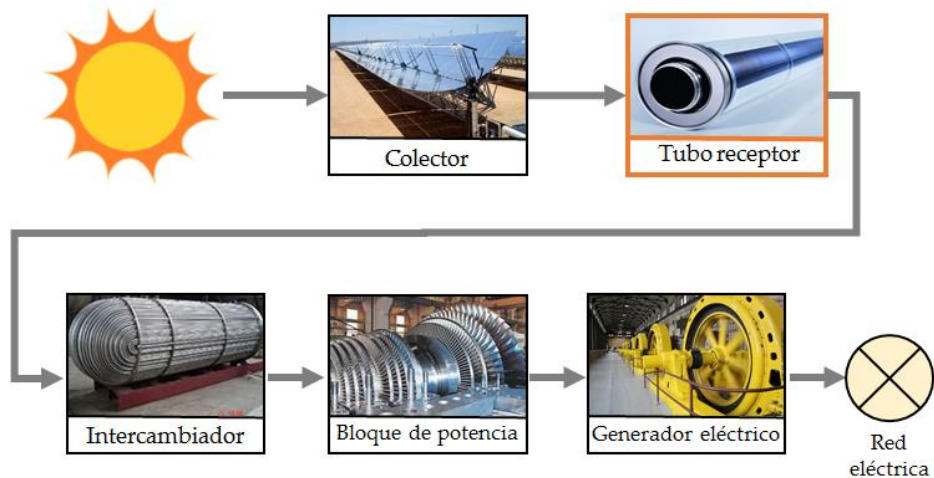


Figura 1-5. Esquema del proceso de generación de energía eléctrica en una planta termosolar de CCP sin almacenamiento.

Como se puede observar en la ilustración anterior, el proceso de generación de energía eléctrica se puede dividir en cinco bloques principales: concentrador, elemento receptor, intercambiador de calor, bloque de potencia y generador eléctrico.

Los elementos concentradores consisten en colectores parabólicos formados por espejos con una alta reflectividad que recogen la energía solar y la concentran sobre los elementos receptores. La eficiencia de estos colectores se cuantifica a través de la precisión en el seguimiento solar, del error geométrico de la parábola que forman y de la reflectividad de sus espejos. Estos parámetros son en general conocidos y existe metodología descrita en la literatura para su caracterización.

En los elementos o tubos receptores se realiza la conversión de energía solar concentrada en energía térmica que es absorbida por un fluido, típicamente aceite sintético. Para ello, los tubos presentan una constitución específicamente diseñada para maximizar la absorción de la energía solar y disminuir las pérdidas térmicas al ambiente. Debe tenerse en cuenta que, por su cometido, estos tubos trabajan a la intemperie durante toda su vida operativa, estando expuestos a diversos fenómenos de degradación que van mermando su rendimiento. No obstante, a pesar de la relevancia de este fenómeno, no existen referencias en la literatura sobre el estudio

de estos procesos de degradación de los tubos receptores y sobre su impacto sobre las prestaciones de la planta.

El fluido térmico sirve como vehículo para transferir la energía térmica al siguiente bloque, el intercambiador de calor, cuya finalidad es la de transmitir la energía térmica desde el fluido que circula por los tubos receptores hacia el fluido que se usará en el bloque de potencia: vapor de agua. El intercambiador de calor presenta un rendimiento elevado, superior al 90% en términos de balance de energía, si bien éste depende de la carga con la que se opera. Los procesos de degradación que experimenta este equipo están relacionados principalmente con el *fouling* o ensuciamiento acumulado sobre sus superficies de intercambio de calor. Estos procesos están bien caracterizados en la industria se tienen en cuenta en la fase de diseño para sobredimensionar el equipo.

El bloque de potencia recibe el vapor en condiciones de alta temperatura y presión y extrae la energía portada por el mismo convirtiéndola en trabajo mecánico a través de un conjunto complejo de equipos que son principalmente un sistema de turbinas, una serie de bombas, un condensador y un conjunto de precalentadores y recalentadores. El comportamiento de los sistemas que conforman el bloque de potencia es bien conocido, al ser de aplicación en plantas convencionales de carbón, si bien se siguen estudiando conceptos innovadores que permitan mejorar las prestaciones de esta parte de la planta. En una planta convencional, el rendimiento del conjunto se sitúa en el entorno del 40% y está limitado principalmente por la temperatura de trabajo del fluido térmico empleado en el campo solar.

Por último, el generador eléctrico es el encargado de transformar la energía mecánica entregada por la turbina en energía eléctrica. El rendimiento de este sistema es cercano al 100%.

Como conclusión, el proceso de generación de energía eléctrica en una central termosolar de CCP está bien definido y caracterizado en todos los subprocesos que lo componen, con las excepciones de la degradación que experimenta la turbina de vapor, cuya caracterización aún introduce mucha incertidumbre, y los procesos de degradación que afectan a los tubos receptores.

Respecto a los tubos receptores, a pesar de su relevancia, el comportamiento de estos elementos en el campo solar durante su vida operativa se encuentra vagamente descrito y no está caracterizado en la literatura. Esto se debe probablemente a la ausencia de medios de caracterización existentes para medir la eficiencia y

degradación de la misma en los tubos receptores a lo largo de la vida útil de la planta.

En base a esta conclusión esta tesis tiene como objetivo de estudio el descrito en el siguiente apartado.

1.3 Objetivos

El objetivo principal de esta tesis es doble: i) evaluación de la degradación que experimentan los tubos receptores en campo solar durante la operación de una planta comercial; ii) evaluación del impacto de dicha degradación sobre la producción de energía de la planta en condiciones de operación características.

Como objetivos específicos se fijan los siguientes:

1. Caracterizar el ensuciamiento de los tubos receptores en el campo solar.
2. Evaluar la degradación óptica irreversible que experimentan los tubos receptores en campo solar.
3. Evaluar el estado de vacío de los tubos receptores que conforman el campo solar.
4. Cuantificar el impacto que los tres fenómenos anteriores tienen sobre la producción anual de la planta comercial analizada.

1.4 Estructura del trabajo

El trabajo presentado en esta tesis se estructura en seis bloques principales que se describen brevemente a continuación.

Al capítulo introductorio donde se describe la motivación y objetivos del trabajo, le sigue el capítulo 2 del estado del arte. En este capítulo se introduce la energía solar de concentración y sus variantes, se describe el elemento tubo receptor, los fenómenos de degradación que experimenta, así como las posibilidades de evaluación de los mismos que están descritas en la literatura.

En el capítulo 3 se presentan los equipos desarrollados y/o utilizados para realizar las evaluaciones experimentales descritas en los capítulos 4, 5 y 6.

Los siguientes capítulos 4, 5 y 6 tienen un carácter fundamentalmente experimental.

En ellos se presentan tres trabajos independientes de evaluación de los fenómenos de degradación que actúan sobre los tubos receptores. En cada uno de ellos se describe el procedimiento o metodología aplicada en las evaluaciones y se presentan y discuten sus resultados. En particular, el capítulo 4 se dedica a la evaluación del ensuciamiento, el capítulo 5 a la degradación irreversible de la cubierta de vidrio y el capítulo 6 al estudio del estado de vacío que presentan los tubos en una planta comercial tras varios años de operación.

Por último, en el capítulo 7 se cuantifica el impacto que la degradación observada en los tres capítulos anteriores tiene sobre la producción de energía eléctrica en la planta comercial bajo estudio. Para ello se desarrolla un modelo propio de simulación del campo solar que permite la configuración detallada de los tubos receptores. Dicho modelo se acopla a un modelo del bloque de potencia, incluidos elementos auxiliares del mismo, implementado con las herramientas empleadas habitualmente en la industria.

2 ESTADO DEL ARTE

EN este capítulo se realiza una descripción del estado del arte relativo al tema de estudio de esta tesis. Para ello, se comienza describiendo los conceptos más generales de los sistemas de energía solar de concentración para ir centrando el estudio, de forma progresiva, en aspectos más concretos de la tecnología y finalizar con el tema específico que se estudia en esta tesis.

2.1 Energía termosolar de alta concentración

La energía termosolar de alta concentración (CSP, por sus siglas en inglés), también conocida como energía solar termoelectrica (STE), consiste en la generación de electricidad a partir del calentamiento de un fluido mediante la concentración de energía solar. Para ello, se utilizan espejos colectores que direccionan y concentran los rayos solares sobre un fluido caloportador alcanzando temperaturas típicamente entre los 250 y los 600 °C. Este fluido, que puede ser un aceite sintético, sales fundidas o vapor, se usa posteriormente para generar electricidad, bien mediante la expansión directa en una turbina, bien transfiriendo el calor a otro fluido (vapor) que se manda a turbina.

Existen diversas soluciones que combinan distintas geometrías de los espejos, métodos de seguimiento solar y alternativas para proveer energía útil, pero todos ellos trabajan bajo el mismo principio: hacer trabajar un motor térmico, normalmente una turbina de vapor, para generar electricidad que posteriormente se inyecta en la red de distribución.

La tecnología CSP tiene una serie de características que la hacen muy atractiva como medio de generación de energía eléctrica. La primera es que, al igual que la fotovoltaica, la CSP ofrece la oportunidad de explotar un recurso tan rico y ampliamente distribuido como es la energía solar. La segunda, y quizás más importante, es que permite el almacenamiento de energía térmica, constituyendo una fuente de energía renovable gestionable. La tercera es su capacidad de

hibridación con combustibles fósiles. Estas dos últimas características dotan a la CSP de una flexibilidad que le permite garantizar el despacho de energía eléctrica de forma estable, continua y adaptada a la demanda del mercado eléctrico, especialmente para satisfacer los picos de consumo a última hora de la tarde, primera hora de la mañana e incluso en periodo nocturno. Además, esta capacidad de gestión permite compensar las intermitencias en la generación eléctrica de otras renovables tales como la energía eólica.

Para ilustrar de forma general la eficiencia de esta tecnología, en la Figura 2-1 se muestran los flujos de energía (suministrada, aprovechada y perdida) en un sistema típico de CSP desde la incidencia de la energía solar hasta la inyección de energía eléctrica en la red [5]. En este ejemplo, menos de la mitad (42%) del total de la energía solar incidente es entregada al generador de vapor en forma de calor debido a las pérdidas asociadas con los espejos concentradores y los tubos receptores. Por las características del ciclo Rankine (ciclo empleado típicamente en plantas CSP), sólo el 40% de esta energía térmica capturada se convierte en electricidad lo que significa que, una vez descontados los autoconsumos de la planta, la energía eléctrica neta inyectada en la red representa sólo el 16% de la energía solar incidente.

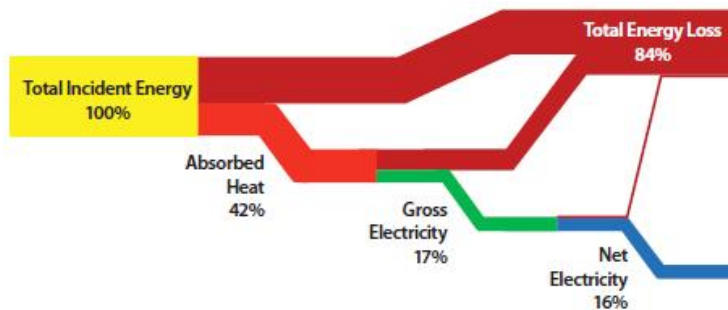


Figura 2-1: Eficiencia de una planta CSP típica [5].

Este ejemplo ilustra de forma clara el rango tan sustancial que existe para mejorar la eficiencia global en la CSP. Los dos procesos que más afectan a la eficiencia global de las plantas CSP son la captación de energía solar y su conversión en energía térmica en los colectores solares y la conversión de energía térmica en mecánica en el bloque de potencia. Las pérdidas en la conversión de energía solar a térmica se pueden reducir a través de sistemas reflectores mejorados y mediante un diseño de tubos receptores con menos pérdidas convectivas y radiativas, mientras que diseños que

permitan fluidos de trabajo a mayor temperatura podrán mejorar la eficiencia de la conversión de energía térmica en mecánica.

Actualmente, existen cinco tipos principales de tecnologías CSP que, bien están siendo explotados comercialmente, bien están en una etapa de estudio y desarrollo con potencial para llegar a ser comerciales: colector cilindro-parabólico, torre solar, Fresnel, beam-down y disco parabólico. Estos sistemas se describen en los apartados 0 a 2.1.5. De entre todas ellas, la tecnología de colectores cilindro-parabólicos domina la capacidad total instalada, con una cuota del 85% [6].

Aunque la CSP aún se encuentra en sus etapas tempranas de desarrollo, ha experimentado un crecimiento notorio durante la última década, en la que la producción de electricidad con esta tecnología ha crecido a un ritmo anual del 16.7%, con una producción proyectada en 2040 de 360 TWh [6]. La capacidad total instalada ha aumentado rápidamente desde 2010 debido a una reducción de costes significativa en los últimos años. En 2015, se alcanzaron los 5 GW instalados con la conexión a la red de varias plantas de gran escala. De esta capacidad, apenas 1.8 GW cuenta con almacenamiento [7]. Sin embargo, se espera que en torno al 80% de la nueva capacidad a instalar en los años venideros cuente con tecnología de almacenamiento energético. En cuanto a su dispersión geográfica, alrededor del 61% de las plantas operativas de esta tecnología se encuentran en España, mientras que el 18% están en Estados Unidos. En los tres últimos años, el interés ha girado desde los mercados tradicionales a los emergentes como Oriente medio, India, China, Sudáfrica, Marruecos y Chile, debido a su gran recurso solar y al compromiso político con la energía solar de estos países [8].

Lo expuesto anteriormente significa que aún hay un margen de mejora importante para avanzar en la reducción de costes basados en el volumen de instalación y en las mejoras tecnológicas. Como ejemplo de lo anterior, la experiencia comercial de las primeras nueve plantas SEGS (Solar Electric Generation Systems) en California, construidas entre 1986 y 1992 y operando en continuo desde entonces, muestran que los costes de generación en 2004 habían caído unos dos tercios respecto a los iniciales. Las primeras unidades de 14 MW proveían electricidad a 44 c\$/kWh cayendo hasta los 17 c\$/kWh en la última unidad de 80 MW [6]. La caída del coste de generación se debe a las mejoras tecnológicas, el escalado de las plantas, incremento de presiones de operación, incorporación de almacenamiento térmico, desarrollo de nuevos fluidos caloportadores (HTF) y mejoras en la operación y mantenimiento (O&M).

Las altas temperaturas son, en concreto, un objetivo de desarrollo importante para todas las tecnologías de CSP dado que con ellas se aumenta el rendimiento tanto del almacenamiento térmico como del ciclo de potencia, reduciendo el coste nivelado de la energía (*Levelised Cost of Electricity*). En este sentido, la CSP presenta uno de los mayores potenciales de reducción de costes junto con la solar fotovoltaica y la eólica. En concreto, para la tecnología de CCP se estima un potencial para la una reducción de costes de entre el 20 y el 45% en 2025 [9].

Los esfuerzos para mejorar los sistemas CSP van dirigidos al aumento de la eficiencia en la conversión de energía solar en electricidad reduciendo a la vez los costes de inversión. Para ello, el *roadmap* de desarrollo de la CSP establece una serie de acciones o hitos principales que, en el caso de la tecnología cilindro-parabólica, son las siguientes:

- Uso de sales fundidas como HTF en sistemas a gran escala
- Desarrollo de reflectores de bajo coste y peso
- Incremento de energía incidente en los tubos receptores mediante sistemas ópticos innovadores.

2.1.1 Tecnología cilindro-parabólica

Esta tecnología consiste en filas o lazos de espejos colectores con forma de parábola extruida que recogen la energía solar y la concentran sobre un tubo receptor ubicado en la línea focal de dicha parábola. Un fluido caloportador, normalmente aceite sintético, fluye a través de los tubos absorbiendo el calor. El fluido caliente se usa después para generar vapor en un intercambiador de calor que, en última instancia, es empleado en un ciclo de Rankine donde genera electricidad mediante el accionamiento de una turbina de vapor acoplada a un generador eléctrico. Tanto los espejos parabólicos como los tubos con el fluido térmico realizan el seguimiento solar en un eje (un grado de libertad en el seguimiento de la posición del sol). En la Figura 2-2 se muestra un diagrama esquemático de un sistema cilindro-parabólico así como una foto de una instalación real de este tipo de tecnología.

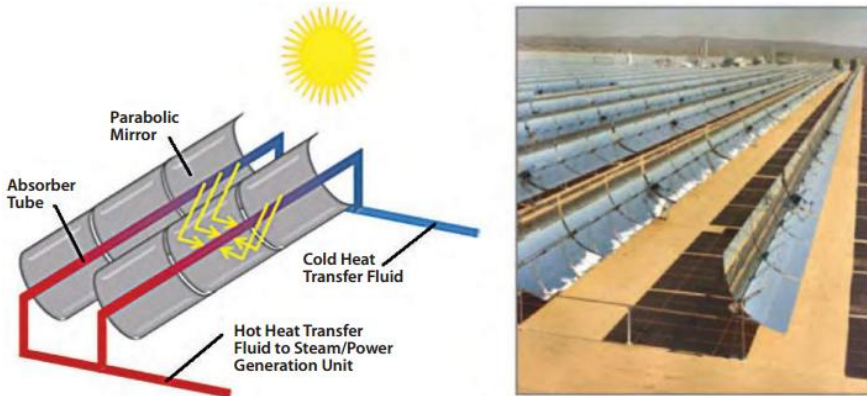


Figura 2-2. Diseño de un sistema cilindro-parabólico [5].

Con este tipo de sistemas, se consigue una concentración solar de aproximadamente 50x sobre los tubos receptores alcanzando temperaturas de entre 350 y 550 °C. La mayoría de plantas, no obstante, utilizan aceite sintético como fluido caloportador y tienen por tanto limitada la temperatura de operación a 400°C, límite de operación a partir del cual el aceite comienza a degradarse. Se han desarrollado soluciones alternativas como es generación directa de vapor (GDV). En este caso se usa directamente agua como fluido caloportador, consiguiendo vapor sobrecalentado a unos 550 °C.

Los colectores cilindro-parabólicos son la tecnología de concentración más madura en la actualidad y su uso está ampliamente extendido en todo el mundo, particularmente en España y Estados Unidos que cuentan con 2370 MW y 1836 MW en operación respectivamente. La capacidad de las plantas va desde los 5 hasta los 280 MW con y sin almacenamiento de energía térmica.

A pesar de ser la tecnología CSP más madura, son varios los inconvenientes que presenta. El primero y más significativo es el coste que viene dado por la cantidad de espejos y tubos receptores necesarios para incrementar la temperatura del fluido térmico. Como se puede observar en la Tabla 2-1, el coste asociado al campo solar supone alrededor del 65% sobre el total de la planta (el porcentaje exacto depende de la localización de la planta) [9]. Además, desde un punto de vista termodinámico, la eficiencia global que se obtiene con esta tecnología (14%) es más baja que con otras debido a que el fluido térmico opera a temperaturas relativamente bajas (hasta 400°C normalmente) para evitar la degradación del aceite. Otros problemas de esta

tecnología son las pérdidas convectivas y radiativas que se dan en el sistema, así como las tensiones mecánicas y las fugas en las uniones móviles.

	Share (%)
Estructural y civil	5
Preparación del campo solar y otros trabajos civiles en campo solar	1
Cimentación del pilón de los colectores solares	2
Bloque de potencia y estructuras de la isla de potencia	2
Campo solar	64
Tubos receptores	10
Espejos concentradores	14
Estructuras soporte de metal	20
Motores, electrónica y control	2
Tuberías de HTF entre colectores	1
Codos rotatorios de las tuberías con HTF	2
Llenado inicial de HTF	3
Transporte, construcción y puesta en marcha	11
Sistema de HTF, incluidos los intercambiadores de calor	9
Tanques e intercambiadores de calor de HTF	5
Bombas de HTF	2
Transporte, construcción y puesta en marcha	2
Bloque de potencia	23
Turbina de vapor	7
Sistema de refrigeración incluido el condensador	7
Sistema de combustible gas	1
Isla de potencia	1
Tratamiento de aguas	0
Protección contra incendios	1
Instalación eléctrica	4
Transporte, construcción, puesta en marcha y otros	2

Total	100
-------	-----

Tabla 2-1: desglose de costes para una planta de CCP sin almacenamiento en la región de Oriente Medio y norte de África [9].

Esta tecnología sigue actualmente en desarrollo con el objetivo de aumentar su eficiencia y reducir los costes de inversión. Para ello, el *roadmap* de desarrollo de la CSP [10] establece una serie de acciones o hitos principales que, en el caso de la tecnología cilindro-parabólica, son las siguientes:

- Desarrollo de nuevos fluidos caloportadores con un límite térmico de trabajo superior. En esta línea, se plantea el uso de sales fundidas como HTF en sistemas lineales a gran escala.

- Desarrollo de reflectores de bajo coste y peso, por ejemplo *thin films*. Por sus propias características (ausencia de vidrio), esta tecnología redundaría en el aumento de la energía solar reflejada y en la disminución del peso de la estructura del colector.

- Incremento de energía en los tubos receptores que se ven afectados por pérdidas energéticas de origen óptico y térmico. Para conseguir este objetivo es fundamental tener un conocimiento preciso y cuantificado de los fenómenos que afectan al rendimiento de los tubos. La presente tesis doctoral se enmarca en esta línea de trabajo.

2.1.2 Tecnología de receptor central

Esta tecnología, también conocida como tecnología de torre, consiste en un conjunto de heliostatos que dirigen la radiación solar hacia un punto focal en la parte superior de una torre (Figura 2-3). Dado que la ubicación de la torre es fija, los heliostatos cuentan con un sistema de seguimiento en dos ejes que permite dirigir los rayos solares a un colector central, también llamado receptor, ubicado en la parte superior de la torre. La altura de la torre depende de la geometría del campo solar y de las restricciones impuestas para evitar bloqueos (ópticos) entre los heliostatos. La energía térmica se puede generar mediante producción directa o indirecta de vapor. Para producir vapor de forma directa se hace circular agua a través del receptor en donde se produce su saturación y posterior sobrecalentamiento. Cuando se produce vapor de forma indirecta se utilizan sales fundidas para refrigerar el receptor y posteriormente se extrae el calor absorbido por este fluido en un intercambiador de

calor.

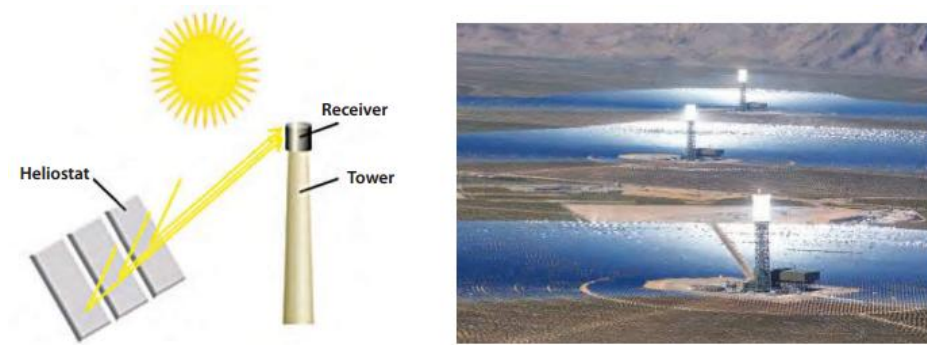


Figura 2-3. Diseño de un sistema de receptor central [5].

Esta tecnología concentra la radiación solar en un punto en lugar de en una línea, consiguiendo ratios de concentración un orden de magnitud superior a los del CCP. Esta es su principal ventaja, puesto que permite alcanzar mayores temperaturas en el fluido térmico lo que redundará directamente en el incremento de la eficiencia global de la planta. Como ejemplo, las torres que usan sales fundidas como fluido caloportador trabajan a temperaturas de hasta $565\text{ }^{\circ}\text{C}$ a partir de las que comienzan a degradarse las sales. Si se consigue trabajar con gas o aire a presión, la temperatura de trabajo puede elevarse hasta los $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$, pudiendo usarse este fluido directamente en una turbina de gas. Esta solución incrementa el rendimiento del ciclo igualándolo a las instalaciones convencionales de gas y ciclos combinados siempre que se cuente con un apoyo de combustible fósil, típicamente gas natural, que permita elevar la temperatura de operación del motor hasta los 1500 o $1600\text{ }^{\circ}\text{C}$ habituales en los motores modernos. Sin embargo, aún no existe una planta comercial de este tipo, principalmente, por la falta de una turbina que se adapte a los requerimientos.

La mayor temperatura de trabajo de la tecnología de torre tiene otra implicación positiva, que es la posibilidad de añadir almacenamiento térmico de forma más eficiente que en CCP puesto que se necesita menor volumen de sales, reduciendo así el coste del sistema de almacenamiento.

Por otro lado, el potencial aumento de eficiencia de esta tecnología viene acompañado habitualmente de una mayor complejidad y coste. En la práctica, ambos sistemas, de concentración lineal y puntual, se han adoptado en función de la

elección del promotor y/o de los requerimientos técnico-económicos específicos de cada proyecto.

Entre las desventajas o limitaciones de esta tecnología están las que se comentan a continuación. El seguimiento solar en dos ejes, requisito de esta tecnología, hace que los heliostatos sean mecánica y ópticamente más complejos y costosos que un CCP. Además, el tamaño del campo solar tiene un límite impuesto tanto por la divergencia de la energía solar reflejada por los heliostatos como por la pérdida de eficiencia que provoca la absorptividad atmosférica a largas distancias. En cuanto al receptor, aún no se domina con precisión el control del flujo solar sobre el mismo. Esto, unido a los transitorios por nubes, genera importantes gradientes de temperatura en la superficie del receptor lo que hace que se originen tensiones mecánicas muy fuertes que en ocasiones ponen en peligro la integridad del equipo. En general, los costes tanto de construcción como de operación y mantenimiento en esta tecnología son superiores a los de CCP.

2.1.3 Tecnología Fresnel

Esta tecnología es una simplificación de los colectores cilindro-parabólicos, siendo por tanto un sistema de concentración lineal (en dos dimensiones).

La tecnología Fresnel consiste en un conjunto de espejos planos o ligeramente curvados que concentran la energía solar sobre el tubo receptor que permanece inmóvil en la línea focal (Figura 2-4). La principal ventaja de esta tecnología es su simplicidad y capacidad de usar componentes de bajo coste. Este sistema acepta el uso de agua como fluido caloportador, generando vapor saturado de forma directa. Por tanto, con esta tecnología se elimina el uso de los intercambiadores del generador de vapor típico en sistemas de generación indirecta. También se puede conseguir vapor sobrecalentado hasta unos 500 °C como se ha demostrado en plantas piloto. Con la tecnología Fresnel se consigue una mayor apertura (mayor ratio de superficie espejada por metro cuadrado) y la disposición física de los espejos resulta en una reducción sustancial de las cargas de viento en comparación con un CCP. Esta tecnología es más simple que los cilindro-parabólicos tanto en diseño como en construcción, haciéndola más barata tanto desde el punto de vista de la inversión como de la operación y el mantenimiento.



Figura 2-4. Diseño de un colector lineal de tecnología Fresnel [5].

La desventaja principal viene dada por una menor capacidad de absorción de la energía solar, debido a la menor movilidad de este sistema. Como consecuencia, las temperaturas de trabajo del fluido caloportador son menores en la práctica lo que repercute directamente sobre la eficiencia global de la instalación.

La desventaja principal viene dada por una menor capacidad de absorción de la energía solar, debido a la menor movilidad de este sistema. Como consecuencia, las temperaturas de trabajo del fluido caloportador son menores, lo que se traduce en una reducción de la eficiencia global de la instalación.

Por los motivos comentados, esta tecnología se considera como una alternativa de bajo coste de los colectores cilindro-parabólicos que, además de para producir electricidad, puede ser usada para la producción de vapor de procesos industriales.

2.1.4 Tecnología de disco parabólico

Esta tecnología CSP usa un conjunto de espejos dispuestos conjuntamente formando un disco paraboloide para concentrar la energía solar sobre en su punto focal , donde se ubica un motor térmico (Figura 2-5). El principal problema de la tecnología de

disco parabólico es que se requiere un motor individual para cada disco, lo cual eleva los costes de inversión así como los de O&M. Además, actualmente no existe una opción simple de almacenamiento de energía para esta tecnología, lo que supone una desventaja importante.

La mayoría de los desarrollos de este tipo utilizan un motor Stirling para la generación de energía, aunque existen diseños con otras alternativas como son las turbinas de gas de pequeña potencia.

En el caso de los diseños con motor Stirling, cada unidad puede proveer una potencia de salida de entre 10-25 kW, siendo una tecnología modular. La eficiencia de un motor Stirling se aproxima a la máxima eficiencia termodinámica teórica que puede conseguirse con una máquina térmica, el rendimiento de Carnot. Como consecuencia, este diseño presenta la eficiencia de conversión potencialmente más alta de todas las tecnologías CSP.



Figura 2-5. Diseño de un sistema de disco Stirling [5].

En el caso del uso de turbinas de gas como motor térmico de generación, se puede destacar el Proyecto OMSoP, en el cual ha participado el Grupo de Motores Térmicos de Sevilla. Este Proyecto está enmarcado en el programa europeo FP7 y tiene por

objetivo el desarrollo de un prototipo de disco parabólico con micro turbina de gas capaz de producir electricidad en el rango de 3-10 kW, y que ha sido probado con éxito en Italia.

Por último, y debido a los costes asociados con la tecnología de discos parabólicos, también se puede mencionar la actividad de investigación y desarrollo entorno al uso de micro-turbinas Brayton como sustituto de los motores Stirling. Las micro-turbinas Brayton son notoriamente más baratas pero presentan una menor eficiencia: entre 25% y 33% en comparación con el 45% de los motores Stirling más eficientes.

2.1.5 Sistemas beam-down

Los sistemas CSP de beam-down consisten en un conjunto de heliostatos sobre el terreno que reflejan la luz solar sobre un elemento reflector secundario, ubicado en altura. Este segundo elemento reflector reenvía a su vez la energía solar concentrada hacia el receptor ubicado bajo él sobre el terreno (Figura 2-6). En este caso, se utilizan receptores más cerrados que en la tecnología de torre, puesto que el conjunto de haces solares que recibe tiene una divergencia mucho menor en su conjunto. Esto implica que la pérdida térmica por convección se ve notablemente disminuida, aumentando la temperatura de trabajo y por tanto el rendimiento termodinámico. Además, este sistema elimina los altos costs asociados con ubicar el receptor sobre una torre que ronda los 100 metros de altura.

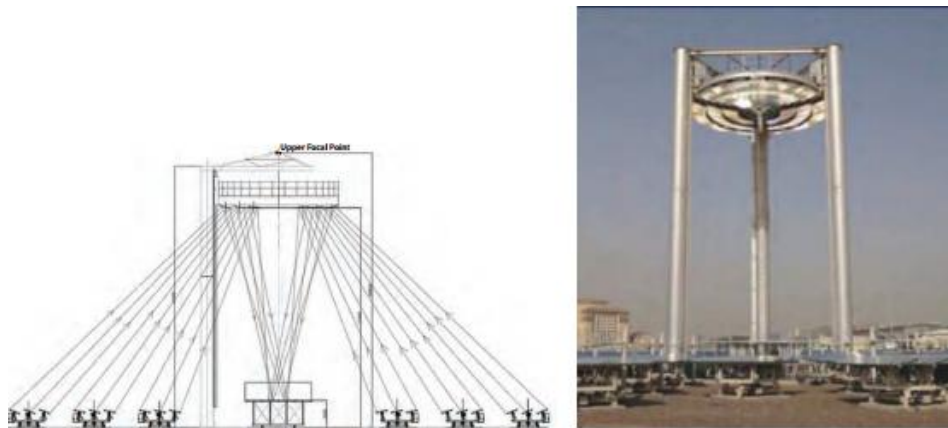


Figura 2-6. Diagrama esquemático e imagen de un sistema CSP beam-down [5].

La tecnología de beam-down aún no se ha implementado de forma comercial, sino en plantas de I+D. Actualmente, las dificultades técnicas a las que se enfrentan este tipo de sistemas están relacionadas con los diseños geométricos, la fabricación y el control del sistema reflector secundario, así como los problemas relativos a su reflectividad y tensión térmica que ha de soportar por el calentamiento del reflector secundario.

2.2 El tubo receptor para la tecnología CCP

El tubo receptor es, con toda probabilidad, uno de los elementos más relevantes de la tecnología solar de colectores cilindro-parabólicos. En él se produce la conversión de energía solar concentrada en energía térmica que es, a su vez, absorbida por el fluido caloportador que circula por su interior a modo de refrigerante. En términos económicos también es uno de los elementos más costosos de la planta solar, como se podía observar en la Tabla 2-1.

2.2.1 Descripción

La función del tubo receptor es única y exclusivamente la de transformar la energía solar en energía térmica, y su anatomía está diseñada con el objetivo de llevar a cabo este proceso de la forma más eficiente posible desde un punto de vista energético. Para ello, de forma general, un tubo receptor está compuesto de los elementos que se describen a continuación.

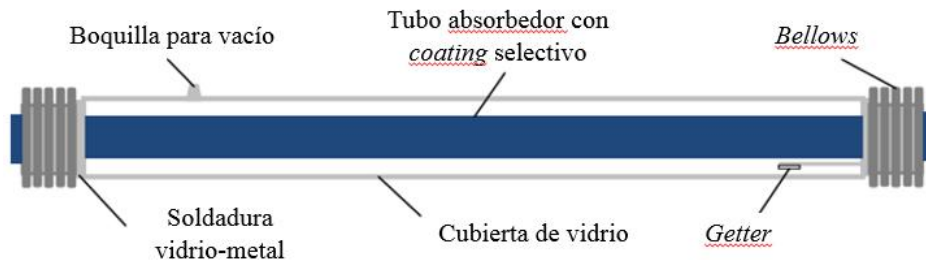


Figura 2-7. Arquitectura del tubo receptor .

2.2.1.1 Tubo absorbedor

Se trata del tubo interior del receptor. Su función es convertir la energía solar en energía térmica y absorberla con la mayor eficiencia posible. La energía absorbida es transferida en su mayoría al fluido caloportador que fluye por el interior de los tubos, aumentando su temperatura.

El tubo absorbedor consiste generalmente en un tubo de acero inoxidable, normalmente 316L o 321H, recubierto en su cara externa por un *coating* o recubrimiento selectivo de alta absortividad (α) y baja emisividad (ϵ). El grosor del tubo es variable en función de la presión de trabajo. Así, los tubos comerciales que trabajan con aceite sintético como fluido caloportador presentan un grosor de pared de unos 3 mm mientras que, para trabajar con vapor sobrecalentado, son necesarios unos 4 mm.

El recubrimiento o *coating* selectivo (Figura 2-8) está formado por varias capas de cermets que se proyectan sobre el tubo mediante procesos de *sputtering* o deposición física de vapor (PVD). Los cermets son materiales compuestos formados por materiales cerámicos como el óxido de aluminio (Al_2O_3) y metales como pueden ser el molibdeno (Mo), cobre (Cu), níquel (Ni), titanio (Ti) [11]. Sobre el tubo absorbedor se proyecta en primer lugar una capa bajo emisiva o reflectante en el infrarrojo, que suele ser un metal tipo cobre, plata (Ag), oro (Au) o aluminio (Al), y que le aporta al tubo la baja emisividad requerida para minimizar las pérdidas por radiación emitida. Sobre esta capa se deposita el cermet, que proporciona una alta absorción de la radiación solar. Por último, se crea una última capa antirreflejante que puede ser un óxido de aluminio o un óxido de silicio.

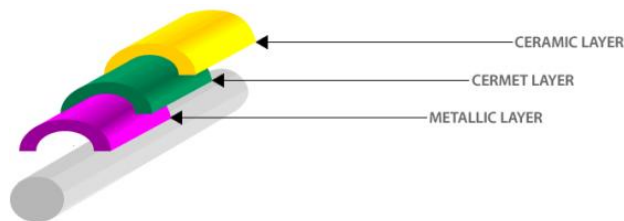


Figura 2-8. Composición del *coating* selectivo.

Con este tipo de recubrimientos se persigue obtener una absortividad selectiva, de forma que sea lo más alta posible en las longitudes de onda correspondientes al espectro solar (en torno al 96-97%) y, al mismo tiempo, lo más baja posible en el rango

de emisión del cuerpo negro a la temperatura de trabajo del tubo receptor. Con esta última maniobra, y en base a la ley de Kirchhoff de radiación térmica, se consigue minimizar la emisividad (hasta aproximadamente 0.1 a 400 °C) y por tanto las pérdidas radiantes. En la Figura 2-9 se muestra la curva típica de reflectividad (complementaria a la absorptividad en un cuerpo opaco) de un *coating* selectivo para tubos receptores que trabajan a 400 °C.

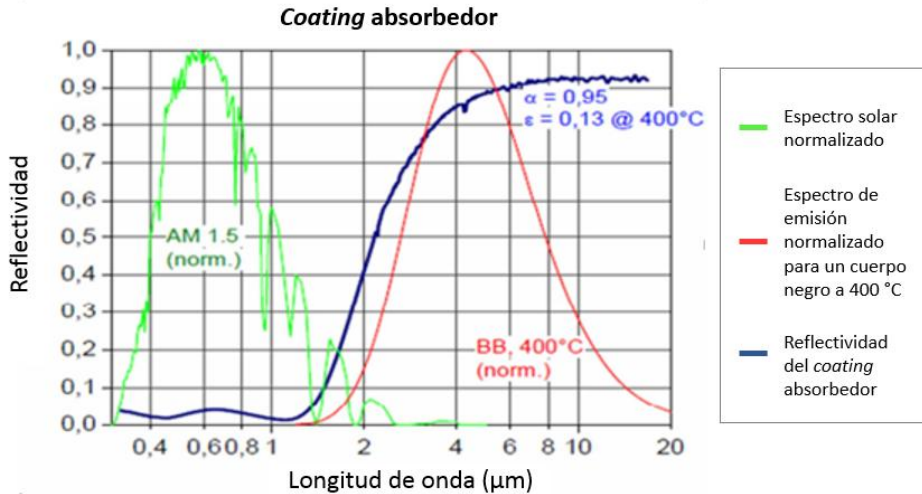


Figura 2-9. Curva de reflectividad de un *coating* selectivo para tubos receptores que trabajan a 400 °C.

Como consecuencia, la composición exacta del *coating* selectivo depende de la temperatura de trabajo de los tubos receptores, dado que el espectro de emisión del absorbedor variará en función de dicho parámetro.

2.2.1.2 Espacio anular

El espacio anular es el espacio que existe entre el tubo absorbedor y el tubo exterior. En este espacio se crea una atmósfera de vacío con una presión del orden de 10^{-3} mbar con un doble objetivo: proteger el *coating* selectivo y minimizar las pérdidas térmicas por convección del absorbedor.

El recubrimiento selectivo se degrada en contacto con aire, reacción que se ve acelerada con la temperatura del absorbedor. La cámara de vacío que envuelve al absorbedor evita esta degradación.

2.2.1.3 Tubo exterior

El tubo exterior es un tubo de vidrio cuya función es posibilitar la creación del vacío en el espacio anular. Por tanto, el tubo exterior protege el *coating* selectivo y minimiza las pérdidas térmicas del tubo absorbedor. La principal característica de este elemento es su alta transmisividad óptica (τ) en las longitudes de onda del espectro solar, de forma que la pérdida de energía solar al atravesar este tubo en dirección al absorbedor sea mínima.

Para conseguir las prestaciones deseadas, el vidrio utilizado es borosilicato, tipo pyrex, con un grosor de unos 3 mm. Este material presenta una transmisividad muy alta de en torno al 92%, con una absorción del 2% y una reflexión del 6%. Para aumentar aún más la transmisividad, al tubo exterior se le aplica un recubrimiento antireflectivo de sol-gel mediante un procedimiento de *dip-coating*. Con este recubrimiento se logran valores de transmisividad de entre el 96% y el 97%, reduciendo la reflexión solar al 1-2%.

Este tubo incorpora una ojiva de evacuación a través de la cual se consigue el vacío en el espacio anular. Para ello, se calienta el tubo durante unas 12 horas para que tanto el acero como el *coating* selectivo del absorbedor desorban las moléculas de gas que tengan incorporadas en su estructura. Durante este calentamiento se utiliza una bomba de vacío que extrae los gases a través de la ojiva de evacuación. Al final de este proceso, se funde la ojiva a la vez que se estrangula, quedando sellada la cámara de vacío.

2.2.1.4 Bellows

Los *bellows* son los fuelles metálicos que se encuentran en ambos extremos del tubo receptor (Figura 2-10). Este elemento sirve de unión entre el tubo exterior de borosilicato y el tubo interior de acero. El *bellow* se une al absorbedor mediante una soldadura metal-metal y se incrusta en el tubo exterior de vidrio mediante la soldadura vidrio-metal que se describe en el siguiente apartado 2.2.1.1. Su función principal es compensar la expansión térmica diferencial entre ambos tubos. Por este motivo, este elemento se fabrica en kovar, material que presenta un coeficiente de expansión térmica del mismo orden que el borosilicato: $5.13 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$ frente $3.25 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$. Además, el uso de este componente permite la expansión libre del tubo absorbedor sobresaliendo de la cubierta de vidrio, de modo que los tubos receptores pueden soldarse entre sí uniendo sus absorbedores.

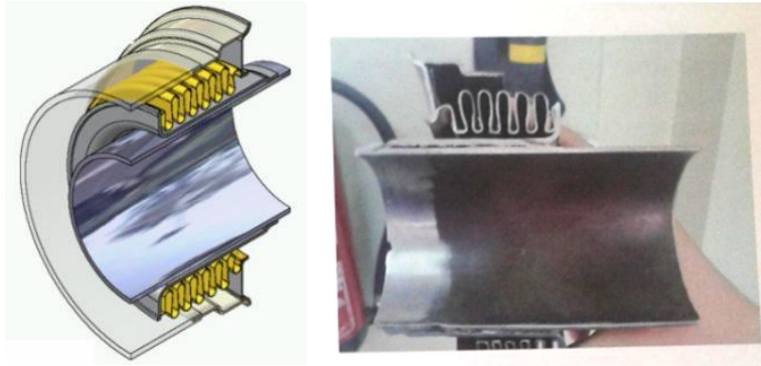


Figura 2-10. Elemento *bellow* que une el tubo absorbedor con la cubierta de vidrio.

2.2.1.1 Soldadura vidrio metal

La soldadura vidrio-metal (Figura 2-11) es uno de los puntos con más probabilidad de fallo del tubo receptor. Esta soldadura consiste en una sección delgada de kovar de aproximadamente 1 mm de grosor que se incrusta longitudinalmente sobre el extremo del tubo de vidrio.

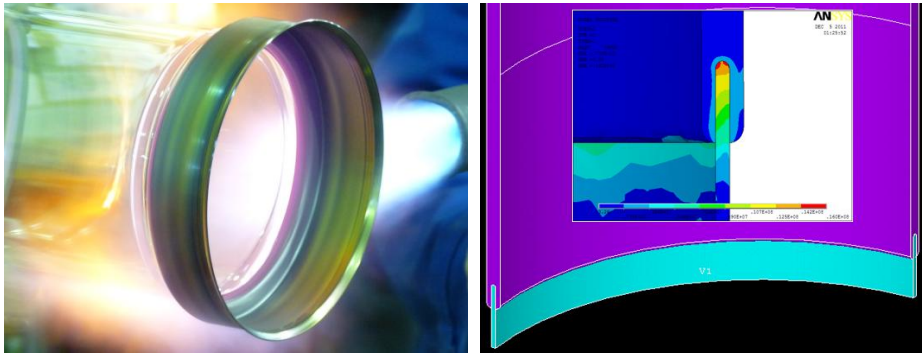


Figura 2-11. Soldadura vidrio-metal.

En la unión de ambos materiales se generan tensiones residuales que pueden evolucionar durante su vida útil debido a los cambios de temperatura que experimenta el tubo durante su operación. Estas tensiones pueden generar grietas o micro fracturas que acabarán conduciendo al fallo de la soldadura vidrio-metal y por tanto a la rotura del receptor.

Por este motivo, la realización de esta soldadura probablemente sea el proceso más crítico en la fabricación de los tubos absorbedores. Para ello, previamente a realizar la soldadura hay que limpiar exhaustivamente tanto el metal como el vidrio [12]. En primer lugar, el kovar se somete a un proceso de decarbonización y desgasificación para eliminar las impurezas que haya en el mismo y que pueden resultar en la formación de burbujas en la soldadura vidrio metal. Para ello, el kovar se calienta en un ambiente hidrogenado y húmedo durante 1-2 horas a 900-1050 °C, reduciendo así el contenido de carbón en kovar al 0.01%. Posteriormente se realiza la preoxidación del kovar para formar una capa de óxido que será clave para fortalecer y mantener la hermeticidad de la soldadura. Por último, el extremo del vidrio en el que se va a incrustar el kovar se lleva a una temperatura que ronda los 1000 °C, buscando el punto de transición vítrea. En este momento se inserta el kovar. Durante el enfriamiento de la soldadura se producirán las tensiones residuales que debilitan la soldadura debido a la diferencia en los coeficientes de dilatación de ambos materiales. Para minimizar estas tensiones, la soldadura se somete a un proceso de recocido, enfriando lentamente la unión vidrio-metal.

2.2.1.2 **Getter**

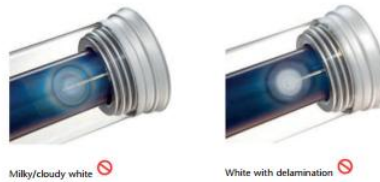
Los *getters* son compuestos metálicos diseñados para eliminar las moléculas en fase gaseosa mediante reacciones químicas que tienen lugar en su superficie activa. Estos elementos se instalan en el espacio anular con el objetivo de eliminar los gases que pudiesen permear hasta la cámara de vacío a lo largo del tiempo. Los tubos receptores incorporan dos tipos de *getter*: el *getter* evaporable de bario y el no evaporable.

El primero de ellos está compuesto de bario y se utiliza para indicar si la condición de vacío en el interior del tubo sigue siendo buena o se ha alterado. Tiene la apariencia de un círculo plateado proyectado sobre la cara interna del tubo de borosilicato. En teoría, esta marca se vuelve blanca si el receptor pierde el vacío o está expuesto al aire. En la práctica, este indicador es poco preciso puesto que adopta una serie de colores con poca diferenciación entre un estado y otro y que pueden llevar a confusión en la lectura. Un ejemplo de esto se puede observar en la Figura 2-12, extraída directamente de las instrucciones del fabricante más importante de tubos receptores: Schott Solar. Además, según especifica el fabricante en ese mismo documento, este indicador solo es válido hasta la instalación del tubo en un colector. A partir de entonces, el estado de vacío de un tubo solo se puede evaluar a partir de la temperatura que alcanza el fluido a su paso por él.

Rango de color indicativo de conservación del vacío



Rango de color indicativo de pérdida de vacío

Figura 2-12. Interpretación del color del *getter* evaporable [13].

El *getter* no evaporable se presenta en forma de pastillas sólidas. En algunos modelos se encuentra en la parte visible del espacio anular y en otros se encuentra formando un anillo en la parte interior del *bellow* (Figura 2-13). Suele ser una aleación de zirconio y es muy reactivo con una gran variedad de moléculas gaseosas, tales como H_2 , CO , CO_2 , O_2 , H_2O , C_nH_m y N_2 . En general, el proceso consiste en reacciones disociativas seguidas de formación de óxidos, carburos o nitritos sobre la superficie del *getter*, que se difunden hacia el interior. La absorción del hidrógeno, sin embargo, es diferente a la del resto de gases. Cuando la molécula de hidrógeno entra en contacto con una superficie activa de *getter* se disocia en hidrógeno atómico. Estos protones se difunden rápidamente hacia el interior del material *getter*. En el interior de este elemento, el hidrógeno permanece de forma estable en una solución sólida cuya presión de equilibrio depende de la concentración de hidrógeno y de la temperatura ambiente. Por tanto, la capacidad de absorción de gases del *getter* es dependiente de la temperatura, aumentando con la misma.

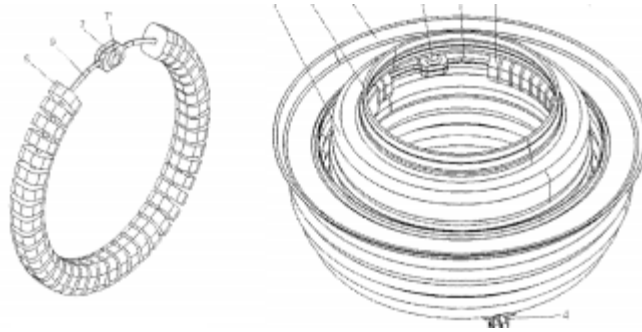


Figura 2-13. *Getter* no evaporable [14].

2.2.2 Balance energético. Modelo termodinámico.

Para comprender el funcionamiento del tubo receptor y el rol de los componentes descritos en la sección anterior, se detalla a continuación el balance energético que se establece sobre un tubo receptor en operación. Para ello se describe el modelo termodinámico del tubo receptor que se adopta para su manejo en el resto del documento. Este modelo se basa en el desarrollado por Forristal [15] y se presenta primero en su versión monodimensional y, después, en su versión bidimensional.

2.2.2.1 Balance energético monodimensional

El balance energético monodimensional del tubo receptor se realiza sobre su sección transversal e incluye todas las interacciones energéticas comprendidas entre el fluido caloportador y el ambiente. Este balance se ilustra de forma esquemática en la Figura 2-14 para los dos casos posibles: un tubo receptor íntegro y un tubo sin cubierta de vidrio. Los subíndices del 1 al 7 hacen referencia de forma respectiva al fluido caloportador, superficies interna y externa del absorbedor, superficies interna y externa del tubo exterior de vidrio, el ambiente y el cielo.

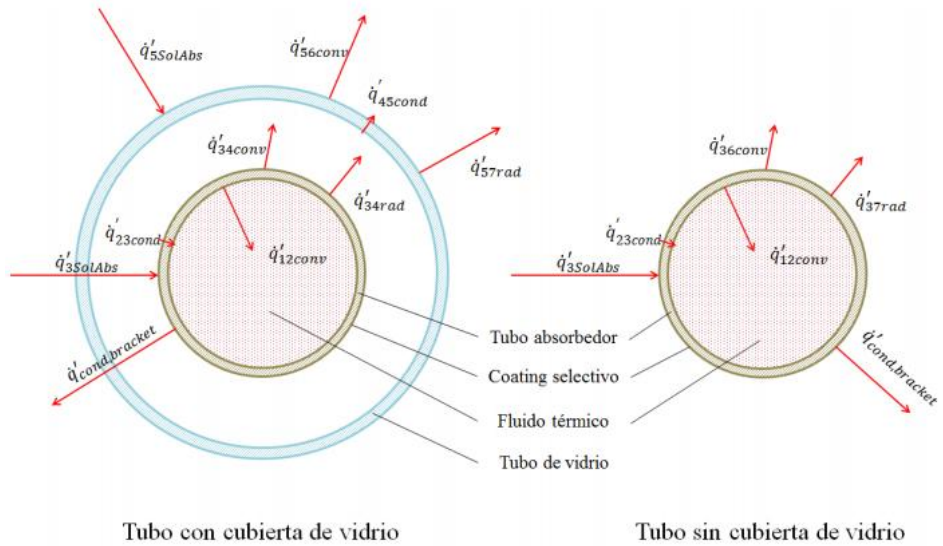


Figura 2-14. Flujos energéticos en la sección transversal de un tubo con y sin vidrio [15].

El intercambio energético sobre el sistema colector cilindro-parabólico comienza con la energía solar irradiada sobre el concentrador (\dot{q}'_{Si}), definida según la siguiente ecuación:

$$\dot{q}'_{Si} = I_b \cdot L_{apertura} \quad (2-1)$$

Donde I_b es la irradiancia solar (W/m^2) y $L_{apertura}$ es la apertura del colector cilindro-parabólico (m).

De la energía solar que llega a los concentradores, sólo se aprovecha de manera efectiva una parte, que es la que se envía sobre el receptor (\dot{q}'_{SolRec}) tras haber sido reflejada y correctamente dirigida por los espejos:

$$\dot{q}'_{SolRec} = \dot{q}'_{Si} \cdot \eta_{col} \quad (2-2)$$

Donde el rendimiento del concentrador (η_{col}) se define como el producto del factor coseno de la radiación solar sobre el área de apertura del colector (K), el error de sombras y bloqueos ($e_{sombras}$), el error de seguimiento solar ($e_{tracking}$), el error

geométrico o de alineamiento de los espejos ($e_{geométrico}$) y la reflectividad de los espejos (ρ_{mirror}):

$$\eta_{col} = K \cdot e_{sombras} \cdot e_{tracking} \cdot e_{geométrico} \cdot \rho_{mirror} \quad (2-3)$$

En este punto comienza el intercambio energético sobre el tubo receptor que recibe la energía solar concentrada irradiada por el concentrador (\dot{q}'_{SolRec}). Este flujo de calor interactúa en primer lugar con la superficie exterior del tubo de vidrio que absorbe una parte del mismo ($\dot{q}'_{5SolAbs}$). Otra parte se refleja ($\dot{q}'_{5SolRefl}$) y el resto atraviesa el tubo en dirección al absorbedor ($\dot{q}'_{5SolTrans}$). Esta interacción viene determinada por las propiedades ópticas del tubo exterior de vidrio: absorptividad (α_{vid}), transmisividad (τ_{vid}) y reflectividad (ρ_{vid}).

$$\dot{q}'_{SolRec} = \dot{q}'_{5SolAbs} + \dot{q}'_{5SolRefl} + \dot{q}'_{5SolTrans} \quad (2-4)$$

$$\dot{q}'_{5SolAbs} = \dot{q}'_{SolRec} \cdot \alpha_{vid} \quad (2-5)$$

$$\dot{q}'_{5SolRefl} = \dot{q}'_{SolRec} \cdot \rho_{vid} \quad (2-6)$$

$$\dot{q}'_{5SolTrans} = \dot{q}'_{SolRec} \cdot \tau_{vid} \quad (2-7)$$

Se asume que el flujo de calor que atraviesa el tubo exterior incide sobre el tubo absorbedor, el cual absorberá parte de dicha energía ($\dot{q}'_{3SolAbs}$), reflejando el resto. Esta interacción estará determinada por su absorptividad (α_{abs}) y reflectividad (ρ_{abs}) que, en este caso y puesto que se trata de un cuerpo opaco, son complementarias.

$$\dot{q}'_{5SolTrans} = \dot{q}'_{3SolAbs} + \dot{q}'_{3SolRefl} \quad (2-8)$$

$$\dot{q}'_{3SolAbs} = \dot{q}'_{5SolTrans} \cdot \alpha_{abs} \quad (2-9)$$

$$\dot{q}'_{3SolRefl} = \dot{q}'_{5SolTrans} \cdot \rho_{abs} \quad (2-10)$$

En definitiva, de la energía solar irradiada sobre el sistema cilindro-parabólico, sólo será útil la absorbida por el absorbedor ($\dot{q}'_{3SolAbs}$). A partir de las ecuaciones,

$$\dot{q}'_{SolRec} = \dot{q}'_{Si} \cdot \eta_{col} \quad (2-2)$$

$$\dot{q}'_{5SolAbs} = \dot{q}'_{SolRec} \cdot \alpha_{vid} \quad (2-5)$$

$$\dot{q}'_{5SolTrans} = \dot{q}'_{SolRec} \cdot \tau_{vid} \quad (2-7)$$

$$\dot{q}'_{3SolAbs} = \dot{q}'_{5SolTrans} \cdot \alpha_{abs} \quad (2-9)$$

este calor absorbido se puede expresar como:

$$\dot{q}'_{3SolAbs} = \dot{q}'_{Si} \cdot \eta_{col} \cdot \tau_{vid} \cdot \alpha_{abs} \quad (2-11)$$

Parte del calor absorbido por el tubo interior es transmitido por conducción a través de su pared (\dot{q}'_{23cond}) y transferido por convección al fluido caloportador (\dot{q}'_{12conv}). La energía restante se transmite al tubo exterior de vidrio por convección (\dot{q}'_{34conv}) y radiación (\dot{q}'_{34rad}), y también se transmite por conducción a los elementos estructurales que soportan el tubo en sus extremos ($\dot{q}'_{cond,bracket}$).

El calor transferido por radiación y convección desde el absorbedor hasta el tubo exterior de vidrio atraviesa el espesor del mismo por conducción (\dot{q}'_{45cond}), y junto con el calor absorbido por el vidrio ($\dot{q}'_{5SolAbs}$), se cede al ambiente por convección (\dot{q}'_{56conv}) y radiación (\dot{q}'_{57rad}).

En el caso en que la cubierta de vidrio no exista porque se haya roto, las pérdidas térmicas del tubo absorbedor se ceden directamente al ambiente por convección (\dot{q}'_{36conv}) y radiación (\dot{q}'_{37rad}).

Por tanto, el balance energético que satisface la conservación de energía en cada superficie de la sección transversal del tubo receptor, queda definido mediante los siguientes sistemas de ecuaciones.

Para un tubo receptor con cubierta de vidrio:

$$\dot{q}'_{12conv} = \dot{q}'_{23cond} \quad (2-12)$$

$$\dot{q}'_{3SolAbs} = \dot{q}'_{34conv} + \dot{q}'_{34rad} + \dot{q}'_{23cond} + \dot{q}'_{cond,bracket} \quad (2-13)$$

$$\dot{q}'_{34conv} + \dot{q}'_{34rad} = \dot{q}'_{45cond} \quad (2-14)$$

$$\dot{q}'_{45cond} + \dot{q}'_{5SolAbs} = \dot{q}'_{56conv} + \dot{q}'_{57rad} \quad (2-15)$$

$$\dot{q}'_{HeatLoss} = \dot{q}'_{56conv} + \dot{q}'_{57rad} + \dot{q}'_{cond,bracket} \quad (2-16)$$

Para un tubo receptor sin cubierta de vidrio:

$$\dot{q}'_{12conv} = \dot{q}'_{23cond} \quad (2-12)$$

$$\dot{q}'_{3SolAbs} = \dot{q}'_{36conv} + \dot{q}'_{37rad} + \dot{q}'_{23cond} + \dot{q}'_{cond,bracket} \quad (2-17)$$

$$\dot{q}'_{HeatLoss} = \dot{q}'_{36conv} + \dot{q}'_{37rad} + \dot{q}'_{cond,bracket} \quad (2-18)$$

2.2.2.1.1 Transmisión de calor por convección entre el absorbedor y el fluido

Este intercambio de calor entre la superficie interna del tubo receptor y el fluido se puede modelar mediante la siguiente ecuación:

$$\dot{q}'_{12conv} = h_1 D_2 \pi (T_2 - T_1) \quad (2-19)$$

$$h_1 = Nu_{D_2} \frac{k_1}{D_2} \quad (2-20)$$

donde

h_1 = coeficiente de transmisión de calor por convección (del fluido)

D_2 = diámetro interior del tubo absorbedor (m)

T_1 = temperatura del fluido caloportador (aceite térmico) (°C)

T_1 = temperatura de la superficie interna del tubo absorbedor (°C)

Nu_{D_2} = número de *Nusselt* basado en el diámetro D_2

k_1 = conductividad térmica del fluido caloportador a T_1 (W/m·K)

El número *Nusselt* depende de que el flujo de aceite térmico se encuentre en régimen laminar o turbulento en el interior del absorbedor. En general, durante la operación de una planta comercial, se trabaja en régimen turbulento de forma que el intercambio convectivo sea lo mayor posible, intentando minimizar la potencia de bombeo.

2.2.2.1.1.1 Flujo turbulento y en transición

Para modelar el intercambio de calor convectivo entre el fluido y el absorbedor para casos de flujo turbulento y transitorio (*Reynolds* > 2300), el *Nusselt* se calcula según la siguiente correlación desarrollada por Gnielinski [16]:

$$Nu_{D_2} = \frac{f_2/8(Nu_{D_2} - 1000)Pr_1}{1 + 12.7\sqrt{f_2/8}(Pr_1^{2/3} - 1)} \left(\frac{Pr_1}{Pr_2}\right)^{0.11} \quad (2-21)$$

$$f_2 = (1.82 \log_{10}(Re_{D_2}) - 1.64)^{-2} \quad (2-22)$$

donde

f_2 = factor de fricción de la superficie interior del absorbedor

Pr_1 = Número de *Prandtl* evaluado a la temperatura del aceite térmico T_1

Pr_2 = Número de *Prandtl* evaluado a la temperatura T_2 de la superficie interna del absorbedor

Como se ha mencionado, esta expresión es válida tanto para casos turbulentos como para los casos en transición entre laminar y turbulento, en los que el *Reynolds* está entre 2300 y 2400.

2.2.2.1.1.2 Flujo laminar

El flujo laminar ocurre cuando el número *Reynolds* es inferior a 2300 y en ese caso se trabaja con un *Nusselt* constante de 4,36 [17].

2.2.2.1.2 Transmisión de calor por conducción a través del absorbedor

Este intercambio de calor por conducción entre las paredes externa e interna de un cilindro hueco responde a la siguiente ecuación [17]:

$$\dot{q}'_{23cond} = 2\pi k_{23}(T_2 - T_3)/\ln(D_3/D_2) \quad (2-23)$$

donde

k_{23} = conductividad térmica del tubo absorbedor a una temperatura promedio $(T_2+T_3)/2$ (W/m·K)

T_2 = temperatura de la superficie interna del tubo absorbedor (°C)

T_3 = temperatura de la superficie externa del tubo absorbedor (°C)

D_2 = diámetro interior del tubo absorbedor (m)

D_3 = diámetro exterior del tubo absorbedor (m)

El coeficiente de conductividad térmica k_{23} depende del material del absorbedor que, como se ha comentado anteriormente, suele ser un acero inoxidable como 304L, 316L y 321H.

2.2.2.1.3 Transmisión de calor por convección entre el absorbedor y el tubo de vidrio

En este caso se distinguen dos escenarios en función de la presión anular: baja presión (< 1 mbar), caso para el que el mecanismo de transmisión es por conducción molecular, y presiones más altas (> 1 mbar), donde la transmisión de calor se realiza por convección libre.

2.2.2.1.3.1 Vacío en el espacio anular

Cuando la presión en el espacio anular es inferior a 1 mbar se considera que el tubo opera en condiciones de vacío. En ese caso, el mecanismo de convección entre el absorbedor y el tubo de vidrio se rige por el movimiento libre-molecular de las partículas, respondiendo a la siguiente ecuación [18].

$$\dot{q}'_{34conv} = \pi D_3 h_{34} (T_3 - T_4) \quad (2-24)$$

Con

$$h_{34} = \frac{k_{std}}{(D_3/2 \ln \left(\frac{D_4}{D_3}\right) + b\lambda \left(\frac{D_3}{D_4} + 1\right))} \quad (2-25)$$

$$b = \frac{(2 - a)(9\lambda - 5)}{2a(\gamma + 1)} \quad (2-26)$$

$$\lambda = \frac{2.331 \cdot 10^{-20} (T_{34} + 273.15)}{(P_a \delta^2)} \quad (2-27)$$

donde

D_3 = diámetro exterior del tubo absorbedor (m)

D_4 = diámetro interior del tubo de vidrio (m)

h_{34} = coeficiente de convección del gas en el espacio anular, a T_{34} ($W/m^2 \cdot K$)

T_3 = temperatura de la superficie exterior del tubo absorbedor ($^{\circ}C$)

- T_4 = temperatura de la superficie interior del tubo de vidrio (°C)
 k_{std} = conductividad térmica del gas en el espacio anular, a temperatura y presión estándar (W/m·K)
 b = coeficiente de interacción
 λ = camino libre promedio de una molécula entre colisiones (cm)
 a = coeficiente de acomodo
 γ = relación de calores específicos del gas anular (exponente isentrópico)
 T_{34} = temperatura media $(T_3+T_4)/2$ (°C)
 P_a = presión del gas en el espacio anular (mmHg)
 δ = diámetro molecular del gas en el espacio anular (cm)

El coeficiente h_{34} depende del gas existente en el espacio anular y de su presión.

2.2.2.1.3.2 Presión en el espacio anular

Cuando se pierde el vacío en el espacio anular del receptor (> 1 mbar), la transferencia de calor entre el absorbedor y el tubo de vidrio se rige por convección natural. En este caso se utiliza la correlación de *Raithby* y *Holland* para convección natural en un espacio anular entre cilindros horizontales y largos [19].

$$\dot{q}'_{34conv} = \frac{2.425k_{34}(T_3 - T_4)(Pr \cdot Ra_{D3}/(0.861 + Pr_{34}))^{1/4}}{(1 + (D_3/D_4)^{3/5})^{5/4}} \quad (2-28)$$

$$Ra_{D3} = \frac{g\beta(T_3 - T_4)D_3^3}{\alpha\nu} \quad (2-29)$$

Para un gas ideal

$$\beta = \frac{1}{T_{avg}} \quad (2-30)$$

donde

- k_{34} = coeficiente de conducción del gas en el espacio anular, a T_{34} (W/m²·K)

T_3 = temperatura de la superficie exterior del tubo absorbedor ($^{\circ}\text{C}$)

T_4 = temperatura de la superficie interior del tubo de vidrio ($^{\circ}\text{C}$)

D_3 = diámetro exterior del tubo absorbedor (m)

D_4 = diámetro interior del tubo de vidrio (m)

Pr_{34} = número de *Prandtl*

Ra_{D_3} = Número de *Rayleigh* referido a D_3

β = coeficiente de expansión térmica volumétrica ($1/\text{K}$)

T_{34} = temperatura media $(T_3+T_4)/2$ ($^{\circ}\text{C}$)

2.2.2.1.4 Transmisión de calor por radiación entre el absorbedor y el tubo de vidrio

La transmisión de calor por radiación entre el tubo absorbedor y la cubierta de vidrio se calcula con la siguiente ecuación [17]:

$$\dot{q}'_{34rad} = \frac{\sigma \pi D_3 (T_3^4 - T_4^4)}{(1/\varepsilon_3 + (1 - \varepsilon_4) D_3 / (\varepsilon_4 D_4))} \quad (2-31)$$

donde

σ = constante de Stefan-Boltzmann ($\text{W}/\text{m}^2\cdot\text{K}^4$)

D_3 = diámetro exterior del tubo absorbedor (m)

D_4 = diámetro interior del tubo de vidrio (m)

T_3 = temperatura de la superficie exterior del tubo absorbedor ($^{\circ}\text{C}$)

T_4 = temperatura de la superficie interior del tubo de vidrio ($^{\circ}\text{C}$)

ε_3 = emisividad del *coating* (recubrimiento) selectivo del absorbedor

ε_4 = emisividad del tubo de vidrio

2.2.2.1.5 Transmisión de calor por conducción a través del tubo de vidrio

En este caso, se usa una ecuación análoga a la que regía la transmisión de calor por conducción a través del tubo absorbedor:

$$\dot{q}'_{45cond} = 2\pi k_{45}(T_4 - T_5)/\ln(D_5/D_4) \quad (2-32)$$

donde

k_{45} = conductividad térmica del tubo de vidrio a una temperatura media igual a $(T_4 + T_5)/2$ (W/m·K)

T_4 = temperatura de la superficie interior del tubo de vidrio (°C)

T_5 = temperatura de la superficie exterior del tubo de vidrio (°C)

D_4 = diámetro interior del tubo exterior de vidrio (m)

D_5 = diámetro exterior del tubo exterior de vidrio (m)

2.2.2.1.6 Transmisión de calor por convección entre el vidrio y el ambiente

El calor transferido por convección desde la cubierta de vidrio al ambiente es la mayor fuente de pérdidas térmicas en condiciones de viento no nulo:

$$\dot{q}'_{56conv} = h_{56}\pi D_5(T_5 - T_6) \quad (2-33)$$

$$h_{56} = \frac{k_{56}}{D_5} Nu_{D5} \quad (2-34)$$

donde

T_5 = temperatura de la superficie exterior del tubo de vidrio (°C)

T_6 = temperatura ambiente (°C)

h_{56} = coeficiente de convección del aire a $(T_5 + T_6)/2$ (W/m·K)

k_{56} = conductividad térmica del aire a $(T_5 + T_6)/2$ (W/m·K)

D_5 = diámetro exterior del tubo exterior de vidrio (m)

Nu_{D5} = *Nusselt* en base al diámetro exterior del tubo de vidrio

El número *Nusselt* depende de que la convección sea natural (sin viento) o forzada (con viento).

2.2.2.1.6.1 Caso sin viento

En este caso, la convección será natural y se podrá usar la correlación desarrollada por *Churchill* y *Chu* [17] para estimar el *Nusselt*.

$$Nu_{D5} = \left\{ 0.60 + \frac{0.387 Ra_{D5}^{1/6}}{[1 + (0.559/Pr_{56})^{9/16}]^{8/27}} \right\}^2 \quad (2-35)$$

$$Ra_{D5} = \frac{g\beta(T_5 - T_6)D_5^3}{(\alpha_{56}v_{56})} \quad (2-36)$$

$$\beta = \frac{1}{T_{56}} \quad (2-37)$$

$$Pr_{56} = \frac{v_{56}}{\alpha_{56}} \quad (2-38)$$

donde

Ra_{D5} = número de *Rayleigh* del aire referido al diámetro exterior del vidrio, D_5

g = constante gravitacional 9.81 (m/s²)

α_{56} = difusividad térmica del aire a T_{56} (m²/s)

β = coeficiente térmico de expansión volumétrica (gas ideal) (1/K)

Pr_{56} = número de *Prandtl* para el aire a T_{56}

k_{56} = conductividad térmica del aire a T_{56} (W/m·K)

v_{56} = viscosidad cinemática del aire a T_{56} (m²/s)

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

2.2.2.1.6.2 Caso con viento

Si hay viento, la convección es forzada. En este caso, el número de *Nusselt* se estima a partir de la correlación de *Zhukauskas* para convección forzada, flujo externo, con flujo normal a un cilindro isotérmo [17].

$$Nu_{D5} = C Re_{D5}^m Pr_6^n \left(\frac{Pr_6}{Pr_5} \right)^{1/4} \quad (2-39)$$

Con

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

y

$$n = 0.37 \text{ para } Pr \leq 10$$

$$n = 0.36 \text{ para } Pr > 10$$

2.2.2.1.7 Transmisión de calor por radiación entre el vidrio y el cielo

El intercambio radiante entre el vidrio y el cielo está provocada por la diferencia de temperatura entre la superficie exterior del tubo de vidrio y la temperatura de cielo. Para estimar esta transferencia de calor, se considera que la cubierta de vidrio es un objeto pequeño convexo y gris en el interior de la cavidad de un cuerpo negro mucho mayor (el cielo). En este caso, la radiación neta transferida desde el vidrio al cielo se puede estimar como [17]:

$$\dot{q}'_{57rad} = \sigma D_5 \pi \varepsilon_5 (T_5^4 - T_7^4) \quad (2-40)$$

donde

σ = constante de Stefan-Boltzmann ($W/m^2 \cdot K^4$)

D_5 = diámetro exterior del tubo de vidrio (m)

ε_5 = emisividad de la superficie exterior del tubo de vidrio

T_5 = temperatura de la superficie exterior del tubo de vidrio ($^{\circ}C$)

T_7 = temperatura de cielo ($^{\circ}C$)

El cielo no siempre actúa como un cuerpo negro, especialmente cuando no está despejado. Sin embargo, se suele modelar como tal e incluir un factor de compensación [20]. En este caso, y para simplificar el modelo, se asume que la temperatura efectiva de cielo es 8 °C inferior a la temperatura ambiente [21].

2.2.2.1.8 Transmisión de calor por conducción a través de la estructura

Los receptores están soportados sobre unos elementos llamados *brackets* que parten de la estructura parabólica y mantienen a los tubos en la línea focal de la misma.



Figura 2-15. Ejemplos del elemento *bracket* que soporta el tubo receptor [15].

Hay un elemento *bracket* al final de cada tubo (aproximadamente cada 4 m). Las pérdidas térmicas a través del *bracket* se estiman considerando este elemento como una aleta infinita a una temperatura 10 °C inferior a la de la superficie exterior del absorbedor (T_3), en el punto en el que se une al *bracket*. De esta forma, se aplica la siguiente ecuación [17]:

$$\dot{q}'_{cond,bracket} = \sqrt{\bar{h}_b P_b k_b A_{cs,b}} (T_{base} - T_6) / L_{receiver} \quad (2-41)$$

donde

\bar{h}_b = valor medio del coeficiente de transmisión de calor por convección del *bracket* (W/m²·K)

P_b = perímetro del *bracket* (m)

k_b = coeficiente de transmisión de calor por conducción (W/m·K)

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

T_{base} = temperatura base del bracket (°C)

T_6 = temperatura ambiente (°C)

$L_{receiver}$ = Longitud del receptor (m)

El perímetro del bracket, P_b , es el perímetro alrededor de los dos tubos de sección cuadrada que van desde el absorbedor hasta la estructura del colector (Figura 2-16a). El área mínima de la sección transversal, $A_{cs,b}$, es el área transversal de las dos pestañas por las que se une el bracket al tubo receptor (Figura 2-16b).



Figura 2-16. Unión del elemento *bracket* al tubo receptor [15].

El coeficiente de convección, \bar{h}_b , depende de la velocidad del viento. Si no hay viento o este es inferior a 0.1 m/s, se calcula con la correlación de *Churchill* y *Chu* para convección natural en un cilindro horizontal largo e isoterma.:

$$Nu_{D5} = \left\{ 0.60 + \frac{0.387 Ra_{D5}^{1/6}}{[1 + (0.559/Pr_{56})^{9/16}]^{8/27}} \right\}^2 \quad (2-42)$$

Si el viento es superior a 0.1 m/s, el coeficiente de convección se estima mediante la correlación de *Zhukauskas*:

$$Nu_{D5} = C Re_{D5}^m Pr_6^n \left(\frac{Pr_6}{Pr_5} \right)^{1/4} \quad (2-43)$$

donde laa temperature media isoterma del *bracket* se estima como $(T_{base} + T_6)/3$ [15].

2.2.2.1.9 Caso del tubo receptor sin vidrio

Para el caso de un tubo receptor operando sin cubierta de vidrio, los intercambios de calor por convección y radiación entre el absorbedor y el exterior se calculan con las mismas ecuaciones descritas en las secciones 2.2.2.1.6 y 2.2.2.1.7 respectivamente.

2.2.2.2 Balance energético bidimensional

La construcción del modelo bidimensional se basa en la división del receptor en “n” segmentos de igual longitud, con continuidad de temperatura en la superficie de división de dichos segmentos.

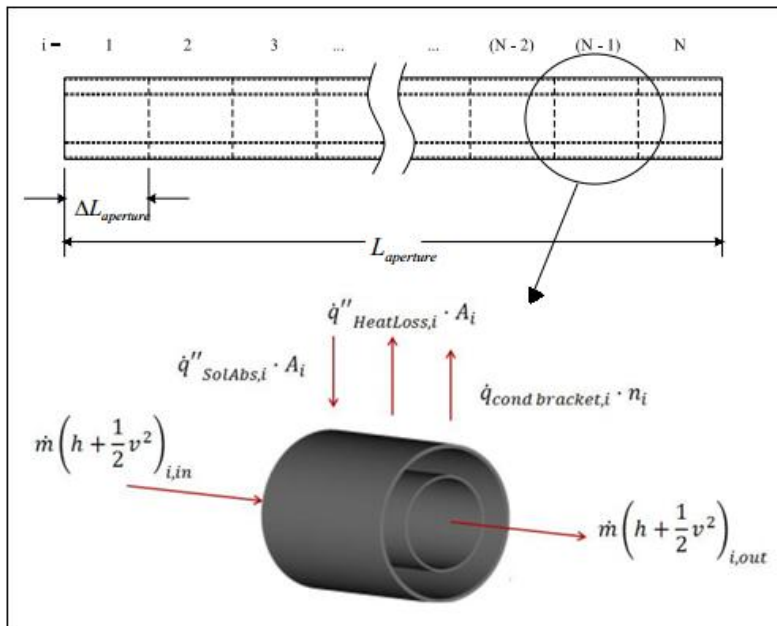


Figura 2-17. Esquema del modelo de transmisión de calor bidimensional [15].

Se asume que los flujos de calor radiales son uniformes y normales a las superficies en cada elemento. Estos flujos se evalúan a la temperatura media entre el extremo derecho e izquierdo de cada segmento. Se asume que la temperatura longitudinal es prácticamente lineal y que el coeficiente de transmisión de calor por conducción es constante. Por tanto, los términos de conducción longitudinal en los extremos derecho e izquierdo se cancelan entre ellos y sólo el HTF transferirá calor en la

dirección longitudinal. Bajo estas consideraciones, la transferencia térmica radial se modela con el modelo monodimensional descrito en la sección 2.2.2.1. Por tanto, el balance energético del tubo receptor en estado estacionario se puede estimar mediante la siguiente ecuación.

$$0 \approx \sum_1^n \dot{q}_i'' A_i + \dot{m} \left[\left(h + \frac{1}{2} v^2 \right)_{1,in} - \left(h + \frac{1}{2} v^2 \right)_{n,out} \right] \quad (2-44)$$

donde

\dot{q}_i'' = flujo de calor neto por unidad de superficie (W/m²)

A_i = área circunferencial del segmento "i" (m²)

\dot{m} = caudal másico (kg/s)

h = entalpía (J/kg)

v = velocidad del HTF (m/s)

En esta ecuación, la variación de energía potencial se desprecia y el caudal másico es constante. Por el contrario, las variaciones de energía cinética se tienen cuenta porque el HTF, como consecuencia de las variaciones de temperatura, sufre una expansión (reducción de la densidad) que hace que el caudal volumétrico cambie aunque el caudal másico se mantenga constante; esto es especialmente notorio en líneas largas de receptores (más de 700 m). La variación de velocidad es necesaria para el cálculo de la caída de presión y del número de *Reynolds*, los cuales se usan para determinar el flujo de energía del HTF y los correspondientes términos convectivos radiales.

Para un segmento "i" del receptor de longitud $\Delta L_{apertura}$, el balance de energía se expresa como:

$$0 = \dot{q}_i'' A_i + \dot{m} \left[\left(h + \frac{1}{2} v^2 \right)_{i,in} - \left(h + \frac{1}{2} v^2 \right)_{i,out} \right] \quad (2-45)$$

El flujo de calor neto (\dot{q}_i'') de las Ecuaciones (2-44) y (2-45) incluye la absorción solar y la pérdida térmica.

$$\dot{q}_i'' A_i = \dot{q}_{SolarAbs,i}'' A_i - \dot{q}_{HeatLoss,i}'' A_i \quad (2-46)$$

El término de absorción incluye tanto al absorbedor ($\dot{q}'_{3SolAbs,i}$) como a la cubierta de vidrio ($\dot{q}'_{5SolAbs,i}$).

$$\dot{q}''_{SolarAbs,i}A_i = \dot{q}'_{3SolAbs,i}\Delta L_{apertura} + \dot{q}'_{5SolAbs,i}\Delta L_{apertura} \quad (2-47)$$

Las pérdidas térmicas de la (2-46) incluyen las pérdidas de la cubierta de vidrio por radiación y convección, así como las pérdidas por conducción a través de los elementos de soporte *brackets*.

$$\dot{q}''_{HeatLoss,i}A_i = \dot{q}'_{57rad,i}\Delta L_{apertura} + \dot{q}'_{56conv,i}\Delta L_{apertura} + \dot{q}_{cond,bracket,total,i} \quad (2-48)$$

Donde

$$\dot{q}_{cond,bracket,total,i} = n_i \dot{q}_{cond,bracket,i} \quad (2-49)$$

El parámetro (n_i) es el número de *brackets* unidos al elemento “i” y es una función de la longitud del segmento evaluado ($\Delta L_{apertura}$).

Asumiendo no varía con la presión, entonces la variación de entalpía de la Ecuación (2-45) se puede estimar mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta h_i \approx c_{ave,i}\Delta T_i \quad (2-50)$$

Donde

$$\Delta T_i = (T_{inlet,i} - T_{outlet,i}) \quad (2-51)$$

El calor específico ($c_{ave,i}$) y la densidad ($\rho_{ave,i}$) en la Ecuación (2-50) son evaluados a la temperatura promedio del HTF a lo largo de la longitud del elemento del receptor.

Sustituyendo las ecuaciones anteriores en la Ecuación (2-45), el balance sobre el segmento del receptor se puede expresar como:

$$\begin{aligned} 0 = & (\dot{q}'_{3SolAbs,i} + \dot{q}'_{5SolAbs,i} - \dot{q}'_{57rad,i} - \dot{q}'_{56conv,i})\Delta L_{apertura} + \\ & + \dot{m} \left[c_{ave,i}(T_{in,i} - T_{out,i}) - \frac{1}{2}(v_{in,i}^2 - v_{out,i}^2) \right] - \dot{q}_{cond,bracket,total,i} \end{aligned} \quad (2-52)$$

Finalmente, resolviendo la temperatura de salida, se obtiene:

$$\begin{aligned}
 T_{out,i} &= \\
 &= \frac{\left((\dot{q}'_{3SolAbs,i} + \dot{q}'_{5SolAbs,i} - \dot{q}'_{57rad,i} - \dot{q}'_{56conv,i}) \Delta L_{apertura} - \dot{q}_{cond,bracket,total,i} \right)}{(\dot{m} c_{ave,i})} + \\
 &+ \frac{\frac{1}{2} (v_{in,i}^2 - v_{out,i}^2)}{c_{ave,i}} + T_{in,i}
 \end{aligned} \tag{2-53}$$

2.2.3 Definición de rendimiento. Parámetros de influencia.

En esta sección, se analiza y simplifica la definición de eficiencia para un tubo que mantiene la cubierta de vidrio, con la intención de identificar los parámetros más determinantes sobre su comportamiento.

Estrictamente, podríamos definir el rendimiento del tubo receptor como la energía térmica que absorbe el HTF dividida por la energía solar que incide en el receptor. De esta forma, centrándonos en el problema monodimensional:

$$\eta_{rec} = \frac{\dot{q}''_{12conv}}{\dot{q}''_{Si} \eta_{col}} \tag{2-54}$$

Sustituyendo las Ecuaciones (2-12) y (2-13), se obtiene la siguiente ecuación

$$\eta_{rec} = \frac{\dot{q}''_{3SolAbs} - (\dot{q}''_{34conv} + \dot{q}''_{34rad} + \dot{q}''_{cond,bracket})}{\dot{q}''_{Si} \eta_{col}} \tag{2-55}$$

Analizamos ahora cada uno de los términos del numerador. El flujo de calor absorbido por el tubo absorbedor ya fue definido en la Ecuación (2-11), donde se observa cómo, por parte del tubo, depende enteramente de la transmisividad del vidrio (τ_{vid}) y de la absorptividad (α_{abs}) del tubo absorbedor. El calor de convección del absorbedor hacia el tubo de vidrio, en base a la Ecuación (2-28), se puede expresar como una función de los siguientes factores:

$$\dot{q}''_{34conv} = f(\text{geometría}, \text{gas}_{anular}, \text{p}_{anular}, T_3, T_4) \tag{2-56}$$

El flujo de calor por radiación, en base a la Ecuación que lo define (2-31), se puede expresar como:

$$\dot{q}_{34rad}'' = f(\text{geometría}, \varepsilon_3, \varepsilon_4, T_3, T_4) \quad (2-57)$$

En cuanto a las pérdidas de calor por conducción a través de los *brackets*, estas representan un porcentaje mínimo (1-2%) frente a las pérdidas convectivas y radiantes cuando los extremos del tubo receptor están correctamente aislados [15]. Por tanto, este término puede despreciarse frente a los otros.

Analizando las expresiones (2-56) y (2-57), vemos que la geometría del tubo es uno de los parámetros más determinantes, si bien dicha geometría ya viene dada y permanece invariante durante toda su vida operativa. La diferencia de temperaturas entre absorbedor y vidrio también es un factor importante, si bien no interesa disminuir esta diferencia porque esto significaría disminuir la temperatura de trabajo del HTF y, por tanto, disminuir el rendimiento termodinámico del sistema. Por último, poco se puede hacer también sobre la emisividad de la cubierta de vidrio puesto que, ópticamente, el recubrimiento de la misma ya está diseñado para optimizar su transmisividad.

Por tanto, considerando sólo los factores sobre los que se puede actuar para optimizar el comportamiento del tubo, se puede expresar el rendimiento del receptor de la siguiente forma:

$$\eta_{rec} \propto \tau_{vid} \alpha_{abs} - f(\varepsilon_3, gas_{anular}, p_{anular}) \quad (2-58)$$

De donde se puede concluir que hay 3 elementos fundamentales del tubo receptor que determinan su comportamiento en operación: la transmisividad del vidrio, el *coating* selectivo del absorbedor (absortividad y emisividad) y el gas existente en el espacio anular (tipo y presión). Controlando estos componentes se puede garantizar un rendimiento del tubo receptor óptimo, considerando como tal el que presenta un receptor nuevo.

2.2.4 Tubos comerciales

En las secciones anteriores se han descrito de forma general los componentes que conforman el tubo receptor así como el modelo termodinámico que reproduce el

comportamiento del mismo. Sin embargo, en el mercado industrial no existe un solo tipo de tubo receptor, sino que son varios los que se pueden encontrar en aplicaciones de generación de potencia. Aunque son muy parecidos entre ellos, sus características presentan algunas diferencias en función del fluido HTF que se utilice y del fabricante, como se muestra en las Tabla 2-2 a Tabla 2-5.

En cuanto al fluido HTF, existen tres posibilidades en el mercado: el aceite sintético, el vapor sobrecalentado y las sales fundidas. El uso de estos fluidos determina las características físicas y las propiedades óptico-térmicas de los tubos receptores, siendo los factores más determinantes la presión y la temperatura de trabajo.

La presión de trabajo impacta sobre el espesor del tubo absorbedor. En este sentido, los tubos de aceite y sales no trabajan a presiones superiores a 40 bar y, por tanto, el espesor del absorbedor es de 3 mm. Los tubos de vapor, en cambio, operan con presiones de hasta 105 bar, requiriendo un espesor de 5 mm, lo cual aumenta considerablemente el peso del sistema.

Por otro lado, la temperatura de trabajo determina el diseño del *coating* selectivo, que se optimiza para ofrecer las mejores prestaciones a dicha temperatura. De esta forma, los tubos de aceite ofrecen una absorptividad en torno al 96 % con una emisividad inferior al 9.5 % a 400 °C, que es su temperatura máxima de trabajo. Los tubos de vapor y sales presentan una absorptividad algo inferior (en torno al 95 %) a cambio de reducir la emisividad: en torno al 7.5 % y al 10.5 % a 400 °C y 550 °C, respectivamente.

El vapor sobrecalentado y las sales fundidas ofrecen la posibilidad de almacenar energía térmica sin usar fluidos intermedios, mientras que el aceite térmico requiere un sistema de sales adicional para almacenar energía. Aunque las ventajas de usar vapor o sales fundidas como fluido refrigerante de los tubos receptores parecen obvias, prácticamente todas las plantas de producción de potencia que se encuentran en operación comercial actualmente utilizan aceite térmico como HTF. Sólo una planta comercial en China [22] y otra de demostración en Italia [23] utilizan sales fundidas como HTF. Esto se debe a la complejidad técnica que añade sobre el sistema el operar con los mencionados fluidos alternativos.

En cuanto a fabricantes, se pueden encontrar varios de ellos. Schott es el que presenta una mayor cuota de mercado, con un 76% de la capacidad instalada en el mundo en 2014 (PTR 70 de Schott) [24], seguido de Rioglass (antes Siemens). Después le siguen proveedores con una representación a nivel mundial muy inferior como son la italiana Archimede Solar o las chinas Royal Tech, TRX y Huiyin.

A continuación se muestran las características de varios tubos diseñados por los principales suministradores mundiales para diferentes aplicaciones.

2.2.4.1 Tubo PTR 70 de Schott para aceite térmico

El PTR 70 de Schott es el tubo receptor más relevante de todos en cuanto a capacidad instalada en todo el mundo (un 76% en 2014 [24]). El desarrollo de este tubo está en su cuarta generación.

Dimensión	Longitud	4060 mm a 20°C
	Longitud de apertura	> 96.7 % de la longitud total a 350 °C
Absorbedor	Diámetro exterior	70 mm
	Acero	DIN 1.4541
	Absortividad solar (ASTM)	≥ 96 %
	Emisividad	≤ 9.5 %
Vidrio	Material	Borosilicato
	Diámetro exterior	125 mm
	Transmisividad solar	≥ 97 %
Pérdidas térmicas	< 250 W/m a 400 °C < 165 W/m a 350 °C < 110 W/m a 300 °C < 70 W/m a 250 °C	
Vacío	Presión anular	≤ 10 ⁻³ mbar

HTF	Aceite térmico no corrosivo con una presión parcial de hidrógeno disuelto $p_{H_2} < 30 \text{ Pa}$	
Presión de operación	$\leq 41 \text{ bar}$	

Tabla 2-2. Características técnicas del receptor PTR70 de Schott [25]

2.2.4.2 Tubo UVAC90 7G de Rioglass para aceite térmico

Este tubo fabricado por Rioglass es similar al PTR 70 de Schott pero tiene un diámetro exterior del absorbedor de prácticamente 90 mm. Este tipo de tubo de mayor dimension se utiliza con concentradores de mayor tamaño, en una estrategia de reducción del LCOE basada en el aumento del tamaño de los componentes.

Dimensión	Longitud	4061 mm a 20°C
	Longitud de apertura	> 96.4 % de la longitud total a 350 °C
Absorbedor	Diámetro exterior	88.9 mm
	Espesor	2.5 mm
	Absortividad solar (ASTM)	$\geq 96.2 \%$
	Emisividad	$\leq 9.5 \%$ a 400 °C
Vidrio	Material	Borosilicato
	Diámetro exterior	135 mm
	Espesor	3 mm
	Transmisividad solar	$\geq 96.4 \%$
Vacío	Presión anular	$\leq 10^{-4} \text{ mbar}$

HTF	Aceite térmico no corrosivo
Presión de operación	≤ 40 bar

Tabla 2-3. Características técnicas del receptor UVAC90 7G de Rioglass [26]

2.2.4.3 Tubo HCESHS-12 de Archimede Solar para vapor sobrecalentado

Este tubo está diseñado para operar directamente con vapor como HTF, si bien aún no se ha instalado en ninguna planta de forma comercial. Los problemas de su implantación están relacionados con la dificultad técnica que implica trabajar con un fluido bifásico y por la corrosión que produce el agua.

Dimensión	Longitud	4060 mm a 20°C
	Longitud de apertura	> 96.1 % de la longitud total a 350 °C
Absorbedor	Diámetro exterior	70 mm
	Espesor	5 mm
	Absortividad solar (ASTM)	≥ 95 %
	Emisividad	≤ 7.5 % a 400 °C
≤ 10.5 % a 550 °C		
Vidrio	Material	Borosilicato
	Diámetro exterior	125 mm
	Espesor	3 mm
	Transmisividad solar	≥ 96.5 %
Pérdidas térmicas	< 255 W/m a 400 °C	
	< 730 W/m a 550 °C	

Vacío	Presión anular	$\leq 10^{-4}$ mbar
HTF	Vapor sobrecalentado	
Presión de operación	104 barg a 550 °C	
Temperatura de operación	Hasta 400 °C (450°C durante el 10 % de su vida)	

Tabla 2-4. Características técnicas del receptor HCESHS-12 de Archimede Solar [27]

2.2.4.4 Tubo HCEMS-11 de Archimede Solar para sales fundidas

Este tubo está diseñado para operar con sales fundidas como HTF y, aunque tiene poca presencia a nivel mundial, ya se ha instalado en una planta comercial en China [22].

Dimensión	Longitud	4060 mm a 20°C
	Longitud de apertura	> 96.1 % de la longitud total a 350 °C
Absorbedor	Diámetro exterior	70 mm
	Espesor	3 mm
	Absortividad solar (ASTM)	≥ 95 %
	Emisividad	≤ 7.5 % a 400 °C
≤ 10.5 % a 550 °C		
Vidrio	Material	Borosilicato
	Diámetro exterior	125 mm
	Espesor	3 mm
	Transmisividad solar	≥ 96.5 %

Pérdidas térmicas	< 255 W/m a 400 °C < 730 W/m a 550 °C	
Vacío	Presión anular	$\leq 10^{-4}$ mbar
HTF	Mezcla binaria de sales fundidas de NaNO ₃ y KNO ₃	
Presión de operación	< 30 barg a 580 °C	
Temperatura de operación	Entre 290 y 550 °C	

Tabla 2-5. Características técnicas del receptor HCEMS-11 de Archimede Solar [28]

2.3 Degradación del tubo receptor en campo solar

En esta sección se describen los fenómenos que actúan sobre el tubo receptor durante su vida operativa en el campo solar, degradándolo y mermando de forma reversible o irreversible su eficiencia.

Una vez instalados en el campo solar y durante su operación, los tubos receptores se ven expuestos a diversos fenómenos agresivos que merman, en primera instancia, la transmisividad del vidrio y el vacío del espacio anular del receptor, y, posteriormente, el recubrimiento selectivo del absorbedor, afectando de este modo a su absorptividad y emisividad. Por tanto, dichos fenómenos afectan a las variables determinantes sobre el rendimiento del tubo receptor (expresión (2-58)).

Algunos de estos procesos de degradación son consecuencia de la exposición del tubo a la intemperie en entornos secos y áridos, donde habitualmente se encuentran las plantas de CSP. Estos fenómenos que causan la degradación están relacionados con la deposición de arena y polvo sobre el tubo, con el impacto de las partículas transportadas por el viento contra el tubo, con la interacción de maquinaria de limpieza sobre el tubo, etc. Otros fenómenos están relacionados con la exigencia mecánico-térmica a la que se someten los receptores en la operación diaria y que pueden acabar por causar imperfecciones o daños estructurales que desembocan en la pérdida total o parcial del vacío anular. Por último, la operación del HTF a altas temperaturas también podría dar lugar a la formación de gases que alcanzan el

espacio anular por difusión a través del absorbedor.

Atendiendo a la característica del tubo afectada, podemos clasificar los fenómenos causantes de la degradación en dos grupos que se describen a continuación: los que actúan sobre la transmisividad del vidrio y los que afectan a la presión anular.

2.3.1 Pérdida de transmisividad

La transmisividad de la cubierta de vidrio es un factor directamente proporcional a la energía solar que incide sobre el tubo receptor (Ecuación (2-11)). Este factor se ve afectado principalmente por fenómenos de ensuciamiento y abrasión que provocan una disminución sobre la transmisividad que es reversible en el primer caso e irreversible en el segundo.

Las ubicaciones más apropiadas para las plantas de CSP se encuentran normalmente en regiones áridas en las que el recurso solar es muy alto, puesto que los costes de producción de las plantas comerciales son favorables en lugares con una DNI superior a los 2000 kWh/m²·año [29]. Este tipo de ubicaciones implica la existencia de una elevada cantidad de polvo y tierra en el ambiente que provoca el ensuciamiento y erosión de los espejos concentradores y de los tubos receptores como consecuencia de la acción del viento.

Por otra parte, apenas se han encontrado referencias en la bibliografía sobre el estudio específico de estos fenómenos en los tubos receptores, si bien es un tema ampliamente divulgado en el caso de los espejos concentradores y sistemas fotovoltaicos.

2.3.1.1 Ensuciamiento

Al igual que en el caso de los espejos concentradores, la acumulación de polvo y ensuciamiento sobre los tubos receptores (Figura 2-18) provoca la absorción de los rayos solares incidentes así como una reducción de la superficie útil del componente, disminuyendo de este modo su transmisividad [30]. Además, cuando el tamaño de las partículas acumuladas es comparable con la longitud de onda del espectro solar, las pérdidas por ensuciamiento no son idénticas en todas las longitudes de onda, sino que disminuyen con el aumento de éstas [31].

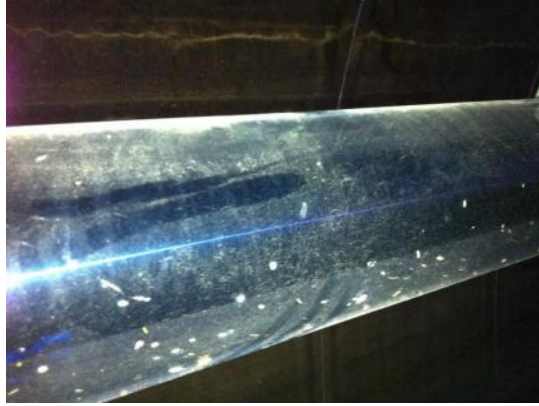


Figura 2-18. Deposición de polvo y suciedad sobre un tubo receptor.

El polvo es un término general para denominar a cualquier partícula con un diámetro inferior a $500\ \mu\text{m}$. Puede incluir pequeñas cantidades de polen, células animales, pelos, fibras textiles y, predominantemente, materiales orgánicos como arena o restos de arcilla o caliza erosionada [32]. La composición de los constituyentes del polvo varía de unas regiones a otras [33] y está influenciada por factores como la actividad humana y la vegetación entre otros [34].

Los procesos de ensuciamiento dependen de múltiples factores: localización geográfica, carga de polvo en la atmósfera, tamaño de partícula, carga electrostática de las partículas, velocidad del viento y condiciones meteorológicas. Aunque existen fenómenos de ensuciamiento típicos de zonas áridas que pueden afectar de forma notable y puntual a los receptores, por ejemplo las tormentas de arena, el proceso predominante en la colección de polvo sobre la cubierta de vidrio es la deposición progresiva de las partículas suspendidas en la atmósfera. Esta deposición se realiza por gravedad, atracción electrostática o por deposición turbulenta del viento [35].

Algunos autores ([36], [37], [38]) han descrito los mecanismos de ensuciamiento y deposición, diferenciando cuatro tipos: la cementación mediante sales solubles en agua, la deposición de materiales orgánicos, la tensión superficial y la energía entre partículas. El proceso de cementación se describe en la Figura 2-19 y es un proceso crítico en las regiones con altos niveles de polvo y humedad (por ejemplo, zonas con rocío intenso). El polvo atmosférico contiene una distribución de partículas orgánicas e inorgánicas que incluyen sales solubles e insolubles en agua. En condiciones de mucha humedad, las partículas solubles en agua que están depositadas sobre la

superficie de afectación forman pequeñas gotas microscópicas de soluciones salinas que retienen las partículas insolubles. Cuando se secan, la sal precipitada actúa como un cemento que ancla las partículas insolubles a la superficie.

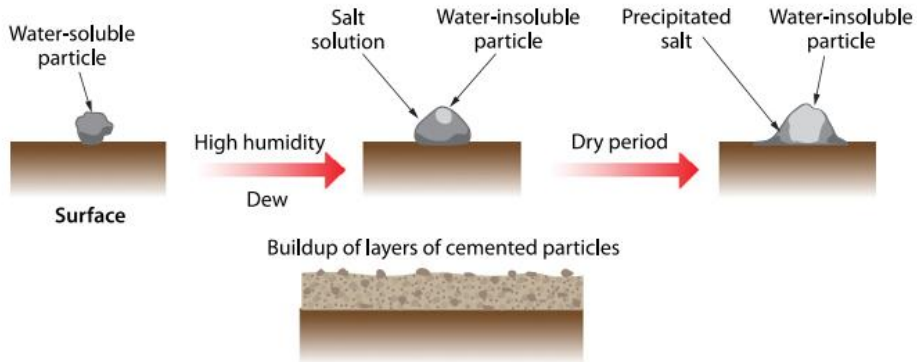


Figura 2-19. Proceso de cementación del polvo con la humedad [32].

La deposición de materiales orgánicos consiste en la formación de capas ultra delgadas de material orgánico que recubren la superficie. Esto dificulta la eliminación de los depósitos de sales, lo cual repercute sobre la complejidad y el tiempo de los procedimientos de limpieza. Las fuerzas de tensión superficial producen fuerzas y presiones internas considerable entre las gotas de agua. La energía entre partículas hace referencia a la atracción entre las mismas que aumenta cuanto más pequeñas son por debajo de un tamaño de $10\ \mu\text{m}$. En ese caso, las fuerzas de atracción son fuerzas de Van der Waals y ni siquiera vientos de $150\ \text{m/s}$ son efectivos para eliminar esas partículas inferiores a $10\ \mu\text{m}$.

Dado que no se han encontrado referencias en la literatura sobre la evaluación del ensuciamiento en tubos receptores, se expone a continuación información acerca del mismo fenómeno que afecta a los espejos concentradores. Los espejos están expuestos al ensuciamiento del mismo modo y se presupone que su proceso de ensuciamiento sea similar al de los tubos receptores.

El ensuciamiento de los espejos depende de la localización de los colectores en la planta solar. Los colectores ubicados en el contorno exterior de la planta o cercanos a zonas de mucha arena o polvo tales como caminos de paso experimentan un mayor ensuciamiento. También se ha reportado un ensuciamiento considerable en los colectores cercanos a las torres de refrigeración. Esto se debe a la humedad presente

en esta zona que, mediante procesos de cementación, aumenta la adhesión del polvo a las superficies [30].

En la literatura se pueden encontrar diferentes artículos en los que se estudia el ensuciamiento de los espejos concentradores. Se destaca, por ejemplo, una evaluación de la pérdida de reflectividad por ensuciamiento sobre unos espejos expuestos a la intemperie en Ciudad del Cabo (Sudáfrica) [39]. En este caso, para periodos de exposición de entre 9-30 días, la pérdida de reflectividad promedio era del 0.5 %. Suponiendo que se realizasen ciclos de limpieza cada 10 días y que estos restauraran totalmente las prestaciones de los espejos, significaría que la planta opera con una reflectividad media del 97.5 % de su valor nominal.

En otro estudio [40], se muestra la evolución de la reflectividad de un espejo expuestos a la intemperie en un clima semi-desértico (desierto de Tabernas, España) sin limpieza artificial (Figura 2-20). Se observa cómo la reflectividad del espejo en verano sufre una reducción notable por ensuciamiento acumulado, alcanzando valores inferiores al 20%. Esto se debe a la ausencia de lluvia, al ambiente seco y a la gran cantidad de partículas presentes en el aire que se van depositando sobre los espejos. Sin embargo, tras el verano, la reflectividad se recupera hasta valores en el entorno del 90% de su valor máximo, gracias al efecto positivo de la lluvia abundante. Esto prueba la gran efectividad de las lluvias como método de limpieza natural.

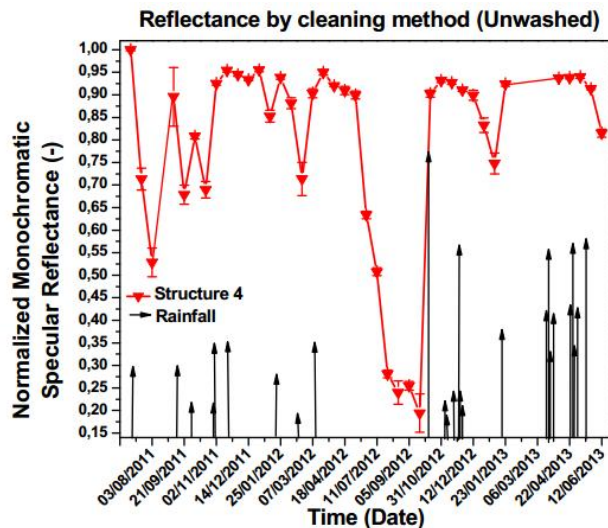


Figura 2-20. Evolución de la reflectividad en un espejo expuesto a la intemperie sin limpieza artificial [40].

En regiones áridas, espejos expuestos a la intemperie durante 12 semanas pueden llegar a perder hasta un 73 % de su reflectividad inicial si no se lleva a cabo ningún tipo de limpieza [41].

En base a esta información, parece claro que limpiar de forma eficiente y regular los espejos, y por ende los tubos receptores, es uno de los retos que se plantean entre las tareas de O&M en las plantas de CSP [42] [30]. Por tanto, la comprensión de los mecanismos de ensuciamiento es esencial para el desarrollo de estrategias de limpieza optimizadas y personalizadas para la ubicación particular de una planta comercial.

2.3.1.1.1 Limpieza

Actualmente, la estrategia principal y más efectiva para eliminar el ensuciamiento es mediante el lavado de los elementos afectados con el objetivo de eliminar el ensuciamiento antes de que se desarrollen adhesiones mecánicas o químicas más fuertes. Existen varios métodos de limpieza, pudiendo distinguir principalmente entre aquellos con o sin agua y con o sin contacto [32].

Los métodos con agua son más efectivos que los métodos en seco [40] y por tanto son los más extendidos, pero suponen una estrategia más costosa y en ocasiones inviable en aquellas ubicaciones con un recurso de agua escaso, porque requieren grandes cantidades de agua.

La limpieza húmeda se clasifica en métodos con contacto o sin contacto (Figura 2-21). Los métodos húmedos sin contacto consisten en chorros a alta presión dirigidos hacia las superficies sucias. Cuando se incorpora el contacto, se hace a través de cepillos rotatorios que actúan sobre la superficie ya húmeda para evitar la abrasión de los materiales [43].



Figura 2-21. (a) Limpieza con agua a presión y cepillado; (b) Limpieza con agua a presión [43].

Con objeto de optimizar los métodos de limpieza húmeda, se han estudiado las variables implicadas en ella. De esta forma se ha evaluado, por ejemplo, el efecto de la limpieza con agua en distintas condiciones según sus variables de calidad, presión y temperatura del agua [42]. Respecto a la dureza del agua, se obtienen resultados similares con 5 y 12 ppm. En cuanto a la presión y la temperatura, se obtienen los mejores resultados para combinaciones de baja temperatura (50°C) y presión intermedia (125 bar).

También se ha estudiado el efecto de distintos tipos de limpieza sobre la reflectividad de espejos: agua con detergente, limpieza por cepillado y agua desmineralizada a alta presión [40]. Los métodos de limpieza más efectivos son aquellos basados en agua desmineralizada y cepillado, con una eficiencia promedio del 98.8 % en periodos de lluvia y con una eficiencia promedio del 97.2 % en periodos secos. Métodos innovadores basados en vapor y un paño suave se muestra ineficiente (eficiencia del 97.3 % en periodos lluviosos). Si el número de pases que se aplica con agua desmineralizada a alta presión es suficiente alto, este método muestra una eficiencia similar al cepillado. Además, la adición de detergentes al agua no incrementa la efectividad de la limpieza.

Cuando la limpieza húmeda no es posible porque la disponibilidad de agua es limitada o nula, se limpia en seco por contacto. Para ello se usan materiales no conductivos (cepillos, paños, etc).

En cualquier circunstancia, los métodos de limpieza por contacto, ya sean húmedos o secos, son más agresivos con las superficies sobre las que actúan, pudiendo

provocar abrasión (sección 0). Por este motivo, se recomienda consultar al fabricante para asegurar que el proceso es compatible tanto con el vidrio como con el *coating* que los tubos presentan en su superficie.

Los procedimientos de limpieza se puede automatizar en cierta medida con el uso de vehículos robotizados. Aun así son exigentes en términos de recursos (agua y personal) y, por tanto, implica un coste considerable de O&M.

Además del método de limpieza, el otro factor determinante sobre el ensuciamiento es la periodicidad del lavado, también estudiado en la literatura [41]. Una limpieza excesiva implica un mayor coste en recursos humanos y materiales (agua), mientras que una limpieza insuficiente implica una pérdida de eficiencia del sistema. Encontrar un compromiso entre frecuencia y coste, así como optimizar el proceso de limpieza es uno de los objetivos para las partes implicadas en una planta comercial de CSP.

Además de la limpieza activa de los colectores cilindro-parabólicos, existen otras alternativas pasivas con más o menos efectividad para prevenir o eliminar el ensuciamiento: la posición de abatimiento de los colectores y la lluvia. La posición de abatimiento es la posición que adoptan los colectores de noche o ante vientos que superan un cierto límite. Esta posición es muy efectiva protegiendo los espejos y los tubos del ensuciamiento cuando no se está operando [44], si bien no restaura los valores inicial de reflectividad o transmisividad.

Por otro lado está la lluvia, y es que, en ocasiones, la naturaleza puede ser el método más efectivo y barato para eliminar la suciedad. El efecto de la limpieza por lluvia ha sido ampliamente observado en la literatura [40] [45]. En la mayoría de los casos, la lluvia limpia y elimina la suciedad, restaurando las prestaciones del colector a sus valores iniciales. Se han reportado recuperaciones de la reflectividad de hasta el 12 % después de lluvias intensas [32].

Sin embargo, la lluvia, la humedad y especialmente el rocío no son la panacea para combatir el ensuciamiento. La lluvia puede complicar el ensuciamiento si la duración es breve y de ligera intensidad. En lluvias ligeras, las gotas de agua recogen las partículas en suspensión y depositan una alta concentración de residuos cuando chocan contra la superficie. Si la lluvia no persiste lo suficiente como para eliminar estos residuos, la superficie quedará poblada de manchas [32].

La diferencia entre lluvia intensa y lluvia ligera se pone de manifiesto en la Figura 2-20. Evolución de la reflectividad en un espejo expuesto a la intemperie sin limpieza

artificial .Figura 2-20. Se puede observar cómo la lluvia intensa favorece la recuperación de la reflectividad, mientras que la lluvia ligera incrementa los niveles de ensuciamiento.

Limpieza por EDS

El EDS o *Electro-Dynamic Screen* [46], [47], [48], [49], es una nueva alternativa de limpieza, viable a pequeña escala pero aún en desarrollo para dimensiones como las de un colector cilindro-parabólico comercial. La gran ventaja de este sistema es que no requiere agua, ni movimiento mecánico, ni es manual. Consiste en una serie de electrodos transparentes embebidos en un *film* dieléctrico transparente que se puede integrar sobre la superficie de cubiertas de vidrio y espejos de segunda cara. Los electrodos se depositan sobre el vidrio y sobre ellos se usa una capa transparente dieléctrica de aproximadamente 50 μm , que protege a los electrodos de la degradación ambiental. El esquema de un sistema EDS se muestra en la Figura 2-22.

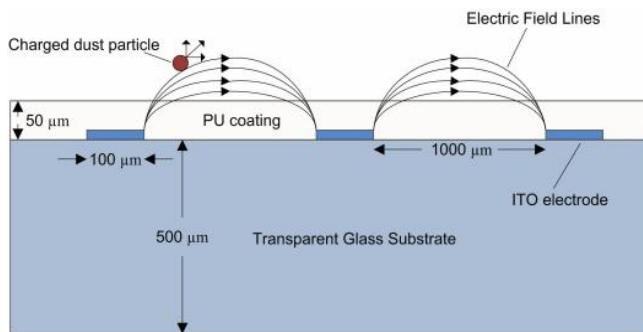


Figura 2-22. Vista transversal de un sistema EDS [49].

Cuando se activan, los electrodos generan un campo eléctrico que impulsan las partículas cargadas a lo largo de la superficie. Las partículas de polvo adquieren carga eléctrica y son transportadas hasta los bordes como consecuencia de la fuerza electrostática (ley de Coulomb), limpiando de este modo la superficie. Las partículas de polvo se cargan de varias formas. Principalmente, mediante contacto con el *film* dieléctrico y por inyección de carga desde los electrodos, aunque algunas partículas se cargan de forma natural cuando son transportados por el viento [34].

Los datos experimentales muestran que es posible una restauración del 90% de la reflectividad mediante sistemas EDS activados durante varios minutos [46].

2.3.1.2 Abrasión del vidrio

A lo largo de su vida útil, tanto el *coating* antireflejante como el propio vidrio sufren fenómenos de degradación irreversible mediante abrasión, causada principalmente por el impacto de las partículas de polvo lanzadas por el viento [50] [51] y por el contacto de los elementos de limpieza [32].

En el caso de los tubos receptores, es de suma importancia conservar la capa exterior antireflejante puesto que aumenta la transmisividad de la cubierta de vidrio en un 2-3% [52]. Sin embargo, este recubrimiento orgánico tiende a acumular suciedad (debido a la elevada energía superficial de su estructura polimérica) y a sufrir daños por abrasión [32].

La influencia del viento sobre la abrasión de vidrio se pone de relevancia en la bibliografía existente. Se han realizado experimentos en túnel de viento para evaluar el efecto combinado de la velocidad del viento y la concentración de polvo sobre una célula solar, descubriendo que las partículas de polvo finas interactúan con el *coating* antireflejante de la superficie de la célula causando una degradación irreversible [50].

También se ha investigado el efecto de las partículas del polvo atmosférico sobre la reflectividad de los espejos como una función del tiempo de exposición a la acción de la partícula, su velocidad, dimensiones y ángulo de incidencia [53]. Los experimentos muestran que la velocidad del viento es el parámetro determinante en la acción destructiva de las partículas, dependiendo de las dimensiones de éstas. Las partículas de hasta 5 mm transportadas por vientos de 6 m/s no suponen daño a los espejos, mientras que partículas de mayor tamaño dañan a los espejos a esa misma velocidad. Además, a velocidades superiores, las partículas de cualquier dimensión pueden dañar los espejos.

En la bibliografía también se recogen los resultados de la exposición de superficies de vidrio a la intemperie durante un periodo de 12 meses a una altura de 2 metros en Crosbyton (Texas) [35]. Tras este periodo, se tomaron imágenes microscópicas de las superficies para evaluar su posible degradación (Figura 2-23). En ellas se observa cómo las picaduras, y no los arañazos, son la causa principal de la degradación del espejo. Esto indica que el impacto directo es la causa principal de la degradación superficial frente al arrastre de partículas sobre el vidrio.

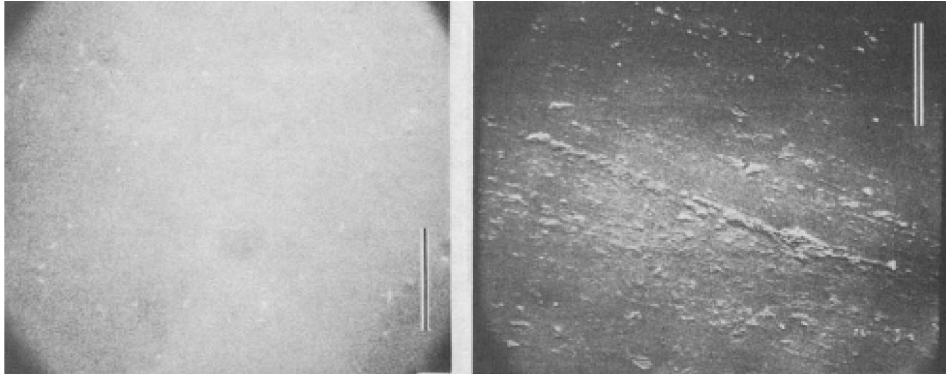


Figura 2-23. Imágenes SEM de vidrio de control (izq.) y expuesto (dcha.) dañado por exposición a la intemperie [35].

Una medida preventiva para evitar la abrasión por viento es evitar ubicaciones con tormentas de viento frecuentes, lo cual no siempre es posible. En los casos en que esto no es una opción, la estrategia preventiva sería colocar los colectores en abatimiento para evitar el bombardeo de partículas sobre los espejos y el tubo.

Los métodos de contacto por limpieza son el otro causante principal de la abrasión. En este sentido, se ha descrito el envejecimiento acelerado de superficies reflectoras poliméricas cuando se someten a las condiciones de limpieza por contacto que se dan en las plantas de CSP en presencia de polvo y partículas [54]. Para ello se utilizaron cuatro cepillos de limpieza de distinta dureza y cuatro tipos de polvo diferentes (tres de ellos de ubicaciones reales de plantas CSP). Los test de limpieza se hicieron mediante unos robots (Figura 2-24) con los que se aplicaron 400 ciclos (pasadas) equivalente a 8 años de limpieza (suponiendo un ciclo cada dos semanas) a una velocidad similar a la que se da en planta.

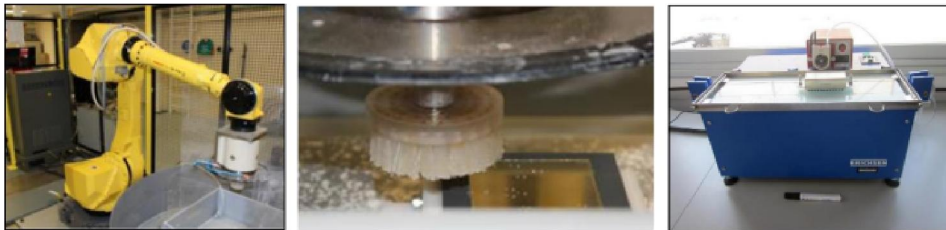


Figura 2-24. Robots Fanuc y Erichsen 494 utilizados para el cepillado automático

[54].

En estos tests, se evalúa en primer lugar el efecto de la limpieza de contacto con y sin agua, observándose que, aunque la presencia de agua reduce el daño de la superficie, no lo hace completamente (Figura 2-25a).

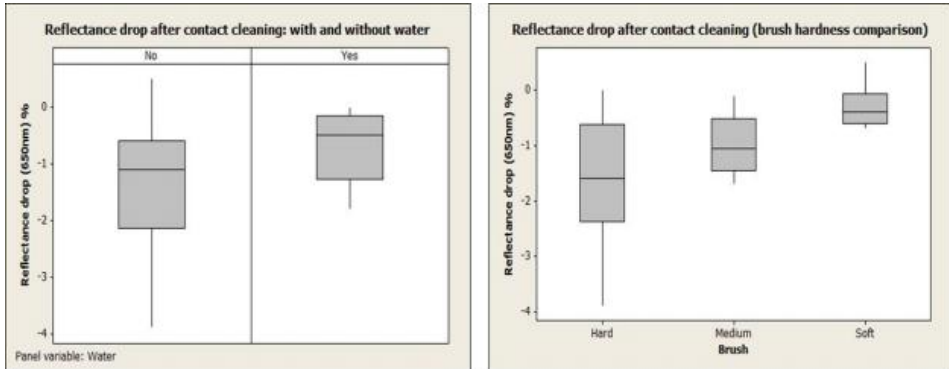


Figura 2-25. Impacto de la limpieza sin agua y de la dureza de las cerdas del cepillo sobre la degradación de un espejo polimérico [54].

Posteriormente, se evalúa el efecto de la dureza de las cerdas de los cepillos usando agua desmineralizada y un mismo tipo de arena (Figura 2-25b). En este caso, el *film* muestra arañazos visibles y una reducción significativa de la reflectividad especular monocromática mientras que la reflectividad hemisférica permanece invariable, lo que indica una pérdida de reflectividad especular.

La intensidad de la abrasión generada con distintos cepillos se ilustra de forma más clara en la Figura 2-26.

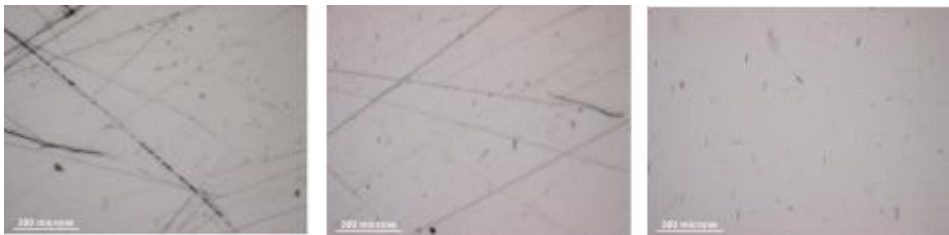


Figura 2-26. Abrasión generada por limpieza con cepillo duro, medio y suave de izquierda a derecha respectivamente [54].

En cuanto a los tres tipos de arenas, no se observan diferencias notables en sus efectos y por tanto se concluye que el agua y el tipo de cepillo son más determinantes sobre la degradación del espejo que la arena.

Por último, también se han encontrado referencias a tests con el objetivo de reproducir el desgaste mecánico que sufre el *coating* antirreflexivo ante los cepillos de limpieza [51]. Para ello, se utilizan diversas gomas abrasivas que se pasan de forma repetida sobre la superficie del vidrio con una fuerza normal (sobre la superficie) controlada. El resultado visual sobre dos muestras, “a” y “b”, con diferentes *coatings* se puede observar en la Figura 2-27.

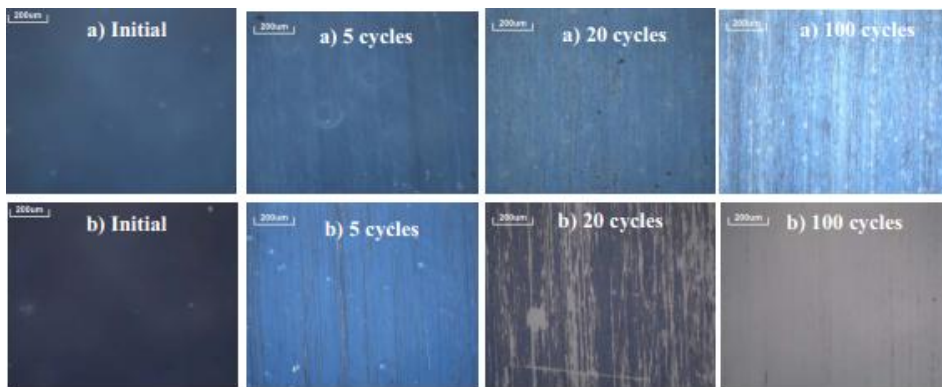


Figura 2-27. Degradación progresiva que sufren dos *coatings* “a” y “b” depositados sobre un vidrio al ser frotados con una goma abrasiva [51].

Se puede observar cómo el *coating* se va perdiendo progresivamente, de forma homogénea en unos casos y heterogénea en otros, hasta perder el recubrimiento por completo. Si bien no es posible relacionar la intensidad de esta prueba con la que experimenta un tubo receptor en campo, se pone de manifiesto la vulnerabilidad del *coating* antirreflexivo ante procesos repetitivos de abrasión como el de la limpieza por cepillado.

2.3.2 Pérdida del vacío en el espacio anular

Para minimizar las pérdidas térmicas del receptor y maximizar la producción eléctrica de una planta, el vacío en el espacio anular del tubo absorbedor ha de mantenerse, idealmente, a una presión de diseño de 10^{-3} mbar. Sin embargo, este

estado de vacío puede verse alterado por tres motivos principales. El primero es el fallo de la soldadura vidrio-metal provocado por estrés térmico, generando grietas o huecos por el que el aire se filtra hasta el espacio anular. El segundo es la difusión de gases generados en el HTF por descomposición térmica, a través de la pared del absorbedor y hasta el espacio anular. Y el tercero es la fractura del vidrio por un mal alineamiento del receptor durante la instalación, por accidentes de O&M o por interferencia física con otros componentes, tales como la rotura de espejos por viento que puedan caer sobre los tubos receptores [30].

En cualquiera de los casos, cuando se pierde el vacío anular, el rendimiento del tubo receptor decae notablemente. En primer lugar, aumentan las pérdidas convectivas entre el absorbedor y la cubierta de vidrio, y esto ocurre de forma inmediata. En este caso la pérdida de rendimiento será una función de la presión anular que se alcance y del gas que lo provoque, siendo el hidrógeno el caso más desfavorable (Figura 2-28).

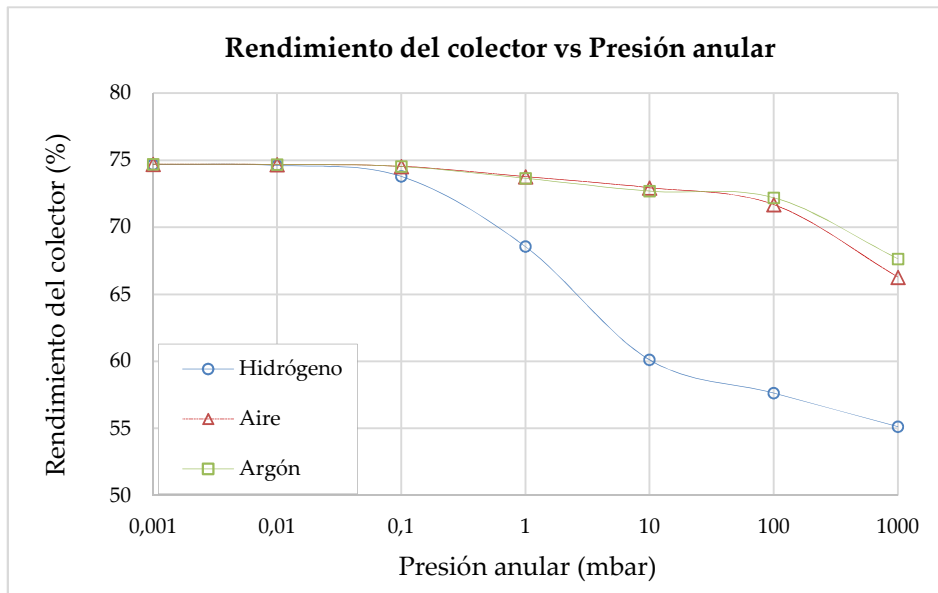


Figura 2-28. Rendimiento del tubo receptor con pérdida del vacío anular.

Una vez se ha perdido el vacío pueden ocurrir dos eventos que concluyen en un mismo final. Si el gas en el espacio anular es aire, entonces el *coating* se oxidará, perdiendo el recubrimiento selectivo [55] [56]. Esto hará que la radiación emitida y

reflejada por el absorbedor hacia la cubierta del tubo aumente notablemente. Por el contrario, si el gas no es aire, el *coating* no se degradará de forma inmediata, si bien la cubierta de vidrio trabajará igualmente a una temperatura mucho más elevada de lo habitual. En cualquiera de los dos casos, la intensidad de los gradientes térmicos que ha de soportar la soldadura vidrio-metal aumentan. Esta circunstancia aumenta la probabilidad de la eventual rotura del tubo exterior y la oxidación del absorbedor. En la Figura 2-29, se puede comparar la disminución de rendimiento de tubos receptores que operan con condiciones de vacío, pérdida de vacío y sin vidrio para diferentes intensidades de viento (0, 5, 10 y 20 millas por hora). Se puede observar cómo la rotura del vidrio es crítica en la pérdida del rendimiento, más aún en presencia de viento.

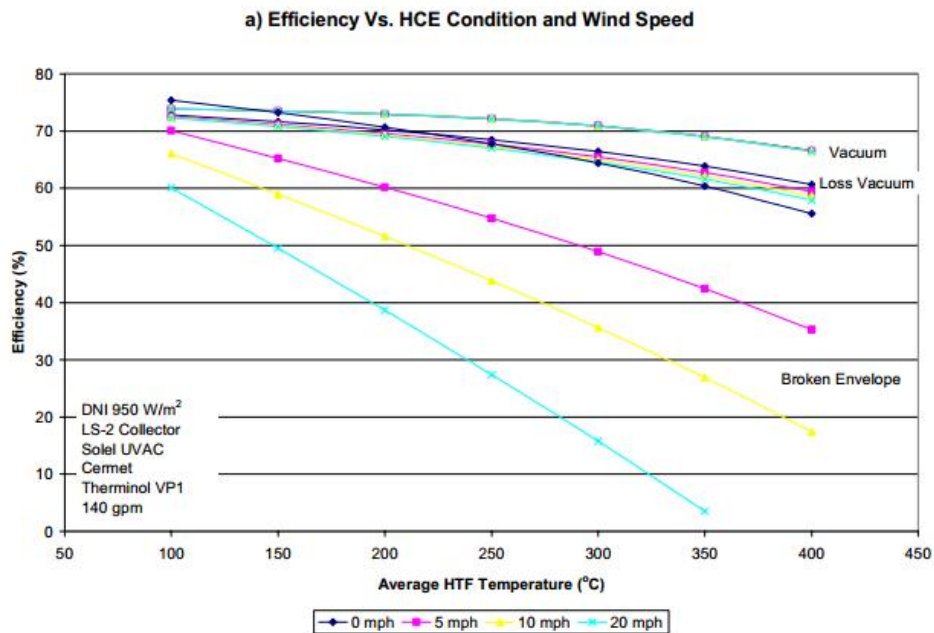


Figura 2-29. Rendimiento del tubo receptor para diferentes condiciones de vacío y con viento (0, 5, 10 y 20 millas por hora) [15].

El problema de la pérdida de vacío siempre ha estado muy presente en las plantas comerciales. Ya en las plantas SEGS, operadas en EE.UU. a finales de los años 80, se reportó que el 15% de los tubos receptores habían perdido el vacío y una porción

significativa de ellos habían perdido el vidrio completamente [30]. Por ser un fenómeno muy frecuente y costoso en términos energéticos y económicos, existen en la bibliografía numerosos estudios que tratan de analizar los mecanismos causantes de esta pérdida de vacío.

2.3.2.1 Difusión de hidrógeno a través del absorbedor

Históricamente se ha considerado que la exposición del fluido HTF (tradicionalmente aceite sintético) a altas temperaturas provoca su descomposición térmica, generando hidrógeno que progresa por difusión hasta el espacio anular [57]. Este proceso de descomposición térmica se describe detalladamente en la bibliografía [58]. En concreto, se describe la descomposición del óxido de difenilo (DPO) y del bifenilo, los dos constituyentes en un 73.5 % y en un 26.5 % respectivamente del Therminol VP-1, HTF habitual en las plantas de colectores cilindro-parabólicos.

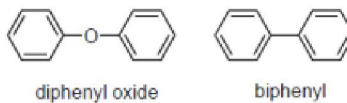


Figura 2-30. Estructura molecular del óxido difenilo y del bifenilo [58].

La división térmica del bifenilo da lugar a radicales fenilos que pueden iniciar una reacción en cadena, resultando en la producción de benceno, compuestos polifenilos y más átomos de hidrógeno que se recombinan para formar gas hidrógeno. El benceno, al igual que los radiacels fenoxi y fenilo se forman a partir de la descomposición térmica del DPO (Figura 2-31).

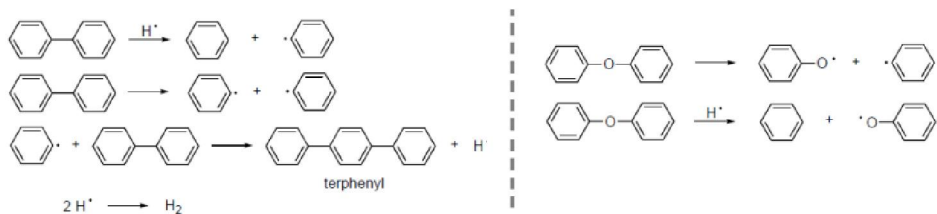


Figura 2-31. Formación de polifenilos e hidrógeno a partir de radicales de hidrógeno (izq.). Descomposición del DPO (drcha.) [58].

También existen otras posibles fuentes de hidrógeno en el HTF. Y es que la formación de hidrógeno se incrementa cuando impurezas, tales como sustitutos del grupo alquilo, están presents y se reduce significativamente cuando las impurezas se

eliminan del fluido aromático de forma selectiva.

Otra reacción química del óxido de difenilo es su conversión térmica directa en dibenzofurano y una cantidad estequiométrica de hidrógeno en contacto con la superficie de un catalizador óxido metálico sólido a temperaturas en el rango de 300-700 °C (Figura 2-32). La superficie interior del absorbedor podría catalizar la conversión térmica lenta del DPO.

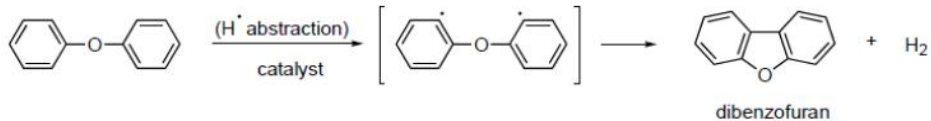


Figura 2-32. Conversión catalítica del DPO en dibenzofurano [58].

Toda la información descrita anteriormente sugiere que el HTF sufre una descomposición térmica gradual cuando se expone a temperaturas en el entorno de los 400 °C, acelerando su cinética de forma considerable a temperaturas de 400-425 °C [58]. Esta formación de hidrógeno y su difusión hasta el espacio anular ocurre lentamente en el tiempo y acaba excediendo la capacidad de absorción de los *getters*, provocando las pérdidas térmicas observadas en el campo solar.

Desde el punto de vista de las plantas comerciales, las primeras noticias de la presencia de hidrógeno en los tubos receptores se remontan a las plantas SEGS [57], donde se seguía el siguiente razonamiento para llegar a dicha conclusión. La temperatura de la cubierta de vidrio en receptores con buen vacío se mantiene a una temperatura de entre 50 y 60 °C durante la operación. Cuando los receptores pierden el vacío y el aire entra en el espacio anular, la temperatura del vidrio se incrementa hasta en 40 °C. Los receptores que han perdido el vacío son, en general, fácilmente identificables a partir del indicador de bario que se vuelve blanco cuando se oxida. Sin embargo, el personal de mantenimiento de las SEGS registró el caso de muchos receptores que, aun teniendo una temperatura de vidrio muy elevada, parecían tener un buen estado de vacío a juzgar por el *getter*. Al taladrar un agujero a través de uno de los *bellows* en esos tubos, se observaba cómo el aire era aspirado al interior del tubo. En ese momento la temperatura del vidrio reducía significativamente su temperatura hasta la típica de un tubo con aire en su interior. En base a este fenómeno, se podría decir que los tubos calientes mostraban señales de tener hidrógeno en el espacio anular procedente de la degradación del HTF.

En el caso de que el hidrógeno permease desde el HTF hasta el espacio anular y los

getters no fuesen capaces de absorberlo, entonces la presión de hidrógeno estaría en equilibrio con la presión parcial de hidrógeno en el HTF. La velocidad de difusión depende de muchos factores, incluidos la temperatura y propiedades del absorbedor y la presión parcial de hidrógeno en el HTF. Existen pocos datos acerca este último factor pero se cree que está en torno a 1 torr en las plantas con problemas de tubos calientes [57]. Por tanto, el hidrógeno en el espacio anular alcanzaría una presión máxima de 1 torr (aproximadamente 1,3 mbar).

La difusión de hidrógeno a través de acero inoxidable (304 en este caso) ha sido también estudiada de forma empírica mediante un banco de pruebas en condiciones controladas de laboratorio [59]. Estas pruebas mostraban que la difusión se ve favorecida a temperatura elevada, motivo por el cual los tubos ubicados al final de un lazo de colectores necesitarían más *getter* que los ubicados al principio. Además, en este estudio se calculó la cantidad de hidrógeno que permearía a través del absorbedor a lo largo de 25 años en función de la temperatura de operación, obteniéndose los resultados mostrados en la Figura 2-34.

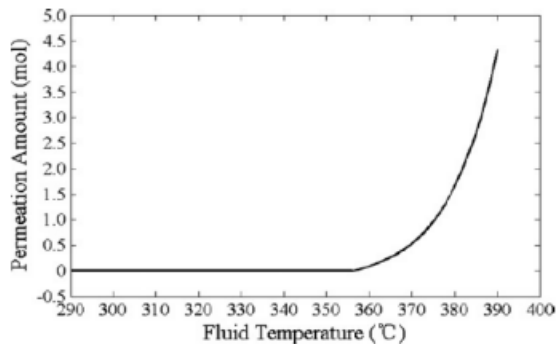


Figura 2-33. Cantidad de hidrógeno permeado en el espacio anular a lo largo de 25 años [59].

La difusión de hidrógeno a través del absorbedor puede reducirse notoriamente mediante *coating* que actúen como barrera de la difusión de hidrógeno como el desarrollado por Schott [60], que reporta una reducción de dicha difusión por un factor 50. Este *coating* se consigue mediante la oxidación de la superficie interior del absorbedor en vapor de agua libre de hidrógeno a 500-700 °C. También el *coating* desarrollado por Kennedy [61] al que se le atribuye una reducción de la permeación de hidrógeno por un factor de 1000.

Además de hidrógeno, en la bibliografía también se reporta la posibilidad de encontrar otros gases en el espacio anular. Estos gases accederían a dicho espacio mediante dos vías: por difusión a través de la cubierta de vidrio desde el aire atmosférico y por desorción del tubo absorbedor cuando se somete a temperatura elevada.

En el primer caso, dado que la cubierta de los tubos es de borosilicato, se menciona la posibilidad de que el helio permée con el tiempo desde el ambiente hasta el espacio anular [62]. En ese caso el helio estaría a la misma presión parcial que se encuentra en el aire (~ 0.004 torr o $0,005$ mbar) y tardaría unos 3 meses en alcanzar esta presión de equilibrio. En la Figura 2-34 se muestran las pérdidas térmicas que supondría perder el vacío por hidrógeno, helio o aire atmosférico según las presiones parciales máximas esperadas.

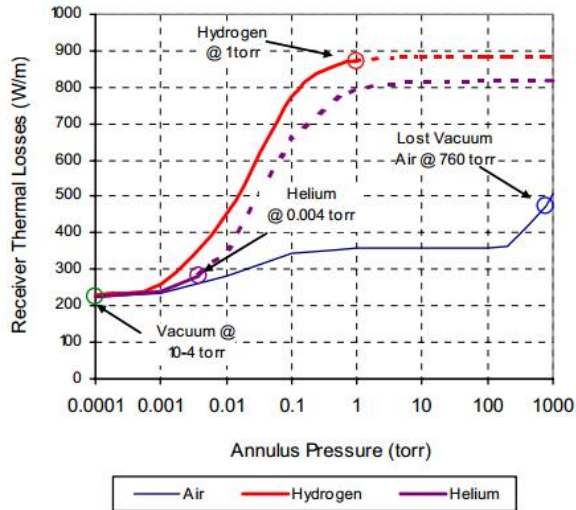


Figura 2-34. Pérdidas térmicas en un receptor por pérdida de vacío causada por aire, hidrógeno o helio [57].

También se reporta la posibilidad de encontrar argón en el espacio anular, accediendo por difusión a través de la cubierta de vidrio hasta alcanzar una presión igual a la de equilibrio en el aire atmosférico [63].

El otro mecanismo por el que se podría encontrar gas diferente a hidrógeno en el espacio anular es por desorción de los gases atrapados en el tubo interior de acero e

incluso en el *coating* durante la fabricación [64] [65], si bien es menos probable porque ya en fabricación se extraen estos gases durante el proceso de vacío.

Para soportar esta opción se ha analizado la composición de los gases desorbidos por un tubo sin *getter* tras un periodo de exposición de un mes a temperatura ambiente y otro posterior adicional de una hora a 390 °C [65]. En este caso, tras el mes expuesto al ambiente, la presión anular era inferior a 10^{-2} mbar y los gases residuales H_2 incluían en un 99%, N_2 , He, CH_4 , H_2O , Ar, CO_2 y C_nH_m . Al calentar el sistema durante una hora, la presión ascendió a 0,1 mbar y el H_2 contribuía el 76% de la presión total.

Realizando esta misma prueba en un tubo con *getter* [65], se observó que la presión tras el mes a temperatura ambiente era de $2.3 \cdot 10^{-6}$ mbar, siendo los gases residuales principalmente argón y Helio, ambos a la misma presión parcial aproximadamente que en el caso del tubo sin *getter*. El *getter* había absorbido el resto de gases incluido el hidrógeno. Al calentar el tubo, la presión pasaba a $2 \cdot 10^{-2}$ mbar, siendo los gases liberados principalmente N_2 (98%), CH_4 , C_nH_m , H_2 , Ar, He, H_2O (en orden decreciente de presión parcial). La mayoría del H_2 , CO y CO_2 liberados fueron absorbidos por el *getter*.

Los *getters* no evaporables (NEG) son muy reactivos a una gran variedad de moléculas de gas, principalmente H_2 , pero también a CO, CO_2 , O_2 , H_2O , C_nH_m y N_2 . Sin embargo dicho *getter* no reacciona ante argón [66]. Su funcionamiento también se ve afectado por la temperatura: altas temperaturas reducen su capacidad de absorción de H_2 pero bajas temperatura disminuyen la superficie activa de los *getters*. Por tanto, la temperatura de los NEG debe mantenerse a un nivel apropiado para ambos efectos. La presencia de otros gases como O_2 , CO, N_2 y CO_2 también disminuye la superficie activa de los *getters* [64].

Por último, debe mencionarse que también se han encontrado en la bibliografía estrategias para reducir las pérdidas térmicas ante una eventual inundación de hidrógeno en el espacio anular. Según [67], la conducción térmica del hidrógeno en el espacio anular podría reducirse desde los 500 W/m hasta los 50-100 W/m introduciendo un gas inerte con una fracción molar superior al 95% sobre el total. En esta línea, Schott incorpora en su modelo de tubo receptor premium [68], una cápsula que, activada desde el exterior, libera gas noble para reducir las pérdidas térmicas cuando la capacidad de absorción del *getter* está agotada [69].

2.3.2.2 Fractura de la soldadura vidrio-metal

La fractura de la soldadura vidrio-metal (Figura 2-35) está identificada en la bibliografía como la principal causa de fallo de los tubos receptores [15], derivando en una pérdida de la cubierta de vidrio y la oxidación del *coating* selectivo del absorbedor [70]. Existen registros de O&M en las centrales SEGS de EE.UU., reportando el fallo del 30-40 % de los tubos receptores durante 9-11 años de operación, las tensiones residuales de la soldadura vidrio-metal la causa principal que acaba por producir el fallo de la misma [71] [72].

Este fallo tiene su raíz en las tensiones residuales que se generan en dicha soldadura durante su enfriamiento en el proceso de fabricación [73]. Estas tensiones son inevitables debido no solo a los diferentes coeficientes de expansión térmica entre el metal (kovar) y el vidrio (borosilicato), sino también a la geometría del sello [74] [75].

Estas tensiones residuales se ven estimuladas principalmente por los ciclos térmicos diarios a los que se someten los tubos durante su operación, pero también por un mal alineamiento de los tubos, un defecto de fabricación, por condiciones ambientales o por un golpe puntual. Estos factores hacen que el estrés térmico evolucione con el tiempo pudiendo llegar a generar un defecto o grieta que acabe por fracturar la soldadura vidrio-metal [73].

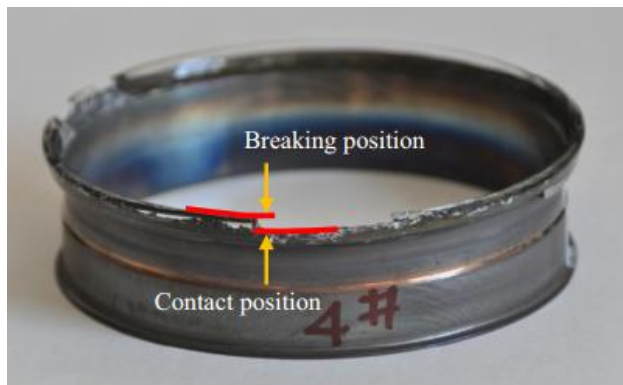


Figura 2-35. Fractura de la soldadura vidrio metal [76].

La localización de la fractura está en el tubo de vidrio en un rango de 2-6 mm de la interfase vidrio-metal de la soldadura [73]. Se puede concluir que la fractura ocurre generalmente en el lado del vidrio a cierta distancia de la interfase vidrio-metal, pero no en la interfase.

Las tensiones que se generan en la soldadura vidrio-metal, así como los parámetros más influyentes sobre el nivel tensional, se exponen en diversos estudios [70] [77] [76]. De ellos se concluye que la máxima magnitud de las tensiones peligrosas para la soldadura no ocurre en la posición de contacto sino a unos pocos milímetros de ella, sobre el área de sellado (Figura 2-35). Además, el grosor del metal es el parámetro de la soldadura más influyente sobre el nivel tensional. La intensidad de la tensión incrementa dramáticamente cuando el grosor del kovar aumenta de 10 a 60 μm , mientras que un incremento en el grosor del vidrio también reduce el estrés, si bien su impacto es menor. La profundidad del anillo de metal embebido en el vidrio también incrementa el nivel de tensiones de forma significativa.

2.3.2.3 Fractura del tubo de vidrio

La fractura de la cubierta de vidrio puede producirse por varios motivos, el principal de los cuales es el fallo de la soldadura vidrio-metal, como se ha descrito en el apartado anterior. Pero también existen otros motivos como son los accidentes provocados en tareas de O&M y el impacto físico con otros componentes como los camiones de limpieza o la rotura de espejos colectores como consecuencia de la acción del viento, los cuales caen posteriormente sobre los tubos [30].

En cualquiera de los casos, la pérdida de la cubierta de vidrio resulta muy desfavorable para el tubo receptor, disminuyendo su rendimiento drásticamente (Figura 2-29). Adicionalmente, el *coating* selectivo del absorbedor pierde su cámara protectora, entrando en contacto con aire atmosférico. Esto hace que se acabe oxidando por completo, pasando de una absortividad y emisividad del 96% y 9.5% respectivamente [26] a unos valores de 40% [78] y 30% [79], ambos a 400°C, los cuales corresponden al acero inoxidable pulido.

2.4 Caracterización del tubo receptor

En la sección anterior se ponen de manifiesto los procesos de degradación que sufren los tubos receptores en campo, penalizando su rendimiento. Para mitigar estos fenómenos en la medida de lo posible, es necesario trazar estrategias de O&M, que permitan mantener los tubos receptores en el mejor estado posible, alcanzando un compromiso entre eficiencia y coste. El diseño de estas estrategias de O&M se basa en el conocimiento del estado del campo solar y, para ello, se hace imprescindible la evaluación de sus componentes en general y de los tubos receptores en el caso

particular que nos ocupa.

En esta sección, se realiza una descripción de los métodos de evaluación de tubos receptores descritos en la literatura. Estos métodos se presentan clasificados según su finalidad en evaluaciones ópticas, térmicas o del espacio anular.

2.4.1 Evaluación óptica

En este apartado se recogen los métodos de evaluación que permiten conocer el rendimiento óptico del tubo receptor, definido como el producto de la transmisividad de la cubierta de vidrio (τ_{vid}) y la absorptividad del tubo receptor (α_{abs}):

$$\eta_{opt\ rec} = \tau_{vid} \cdot \alpha_{abs} \quad (2-59)$$

En función del método, se verá que este rendimiento se calcula bien a partir de la evaluación de la transmisividad y absorptividad por separado, bien como un todo, sin capacidad de cuantificar cada uno de estos factores por separado.

La primera referencia encontrada se remonta a 2010 [80] y en ella se describe un sistema de pruebas en laboratorio (patente [81]) que permite la evaluación óptica de un tubo receptor aislado y en condiciones de laboratorio. Esta evaluación incluye la caracterización no destructiva de la reflectividad del tubo absorbedor, complementaria a la absorptividad, y de la transmisividad de la cubierta de vidrio. Consiste en un cabezal óptico móvil (Figura 2-36) que se desliza de forma paralela al eje del tubo receptor hasta alcanzar la posición de medida deseada.

El cabezal incorpora dos circuitos ópticos: uno para evaluar la transmisividad y otro para evaluar la reflectividad. En el primer caso se emite un haz de luz que atraviesa el tubo de vidrio dos veces y es evaluado por un receptor al otro lado del tubo. A partir de la relación de intensidad que presenta el haz de luz en su emisión y en su recepción se obtiene una medida directa de la transmisividad del vidrio. En el caso de la reflectividad, se emite un haz de luz que atraviesa el vidrio, refleja sobre el absorbedor y se vuelve a evaluar al deshacer el camino óptico. Como la transmisividad ya es conocida, resulta trivial cuantificar la reflectividad y, dado que es un cuerpo opaco, la absorptividad se calcula mediante la Ley de Kirchoff como $\alpha_{abs} = 1 - \rho_{abs}$.

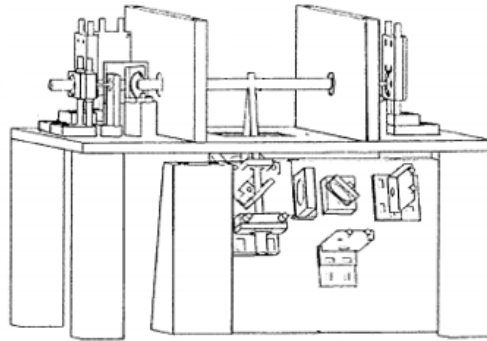


Figura 2-36. Cabezal óptico del sistema de evaluación óptica del tubo receptor [81].

Tanto la transmisividad como la reflectividad se evalúan mediante haces de luz que comprenden el rango de longitudes de onda entre 300 y 2500 nm con la resolución deseada, cubriendo así el espectro solar completo (Figura 2-37).

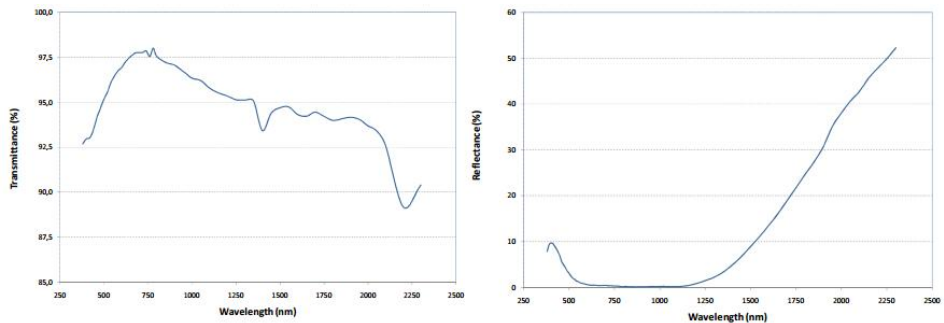


Figura 2-37. Transmisividad y reflectividad de un receptor Schott PTR70 [80].

Un sistema muy similar a este último se describe con más detalle en [52]. A diferencia del anterior, este sistema permite evaluar tubos de diferentes geometrías. Sin embargo, las principales diferencias entre este sistema y el anterior radican en la parte de evaluación térmica que se describirá más adelante en el apartado 0. En este artículo se ofrece una descripción más esquemática del cabezal óptico, ilustrado en la Figura 2-38.

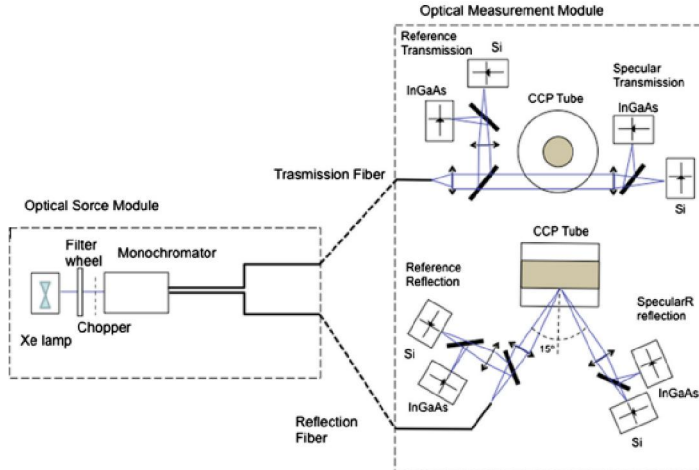


Figura 2-38. Esquema de los circuitos del cabezal óptico para la evaluación de la reflectividad y transmisividad del tubo receptor [52].

En este artículo se muestra la evaluación de la transmisividad y absorptividad de tres tubos receptores diferentes, cuyos resultados se muestran en la siguiente Figura 2-39.

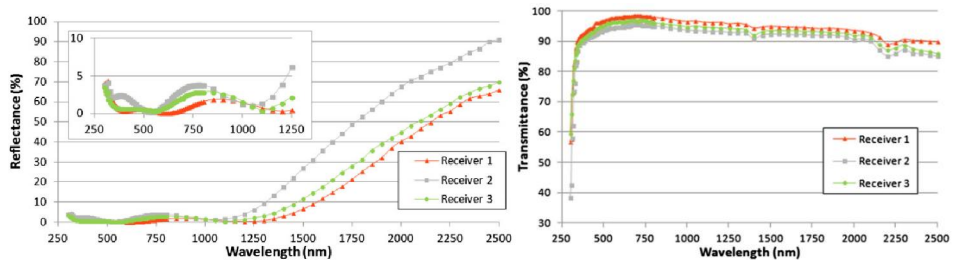


Figura 2-39. Espectros de transmisividad y reflectividad solar de los tubos receptores analizados [52].

La transmisividad de los tubos se encuentra entre el 93.5 y el 96.5 %, mientras que la absorptividad está entre 92.3 y el 96.5 % con una incertidumbre del 0.2% y el 0.3% respectivamente y con una confianza del 95%.

En [51], se describe la evaluación de la transmisividad del tubo de vidrio mediante un espectrofotómetro Lambda 950/1050. Sin embargo, esta evaluación es destructiva puesto que sólo se pueden evaluar muestras de un tamaño muy reducido, de unos

25 cm².

Como se puede observar, todos los métodos de evaluación óptica descritos son bien aplicables a tubos receptores aislados solamente, es decir no instalados en campo solar, o bien son destructivos.

2.4.2 Evaluación térmica

El comportamiento térmico de un tubo receptor a una cierta temperatura está determinado no sólo por la emisividad del *coating* (ϵ_{abs}), sino también por la geometría del receptor y de sus extremos, el estado del espacio anular, las propiedades del vidrio y, por supuesto, las condiciones ambientales.

En esta sección se recogen los métodos descritos en la literatura para la evaluación de las pérdidas térmicas del tubo receptor. En general, estos métodos se basan en el balance térmico del receptor y pueden agruparse en tres grupos: balances en equilibrio estacionario, balances en equilibrio cuasi-estacionario y medidas de temperaturas superficiales [82].

2.4.2.1 Sistemas en equilibrio estacionario

En estos sistemas, los receptores se calientan a una temperatura superior a la ambiental mediante una fuente de energía externa. Idealmente, todo el absorbedor presenta la misma temperatura. La potencia requerida para mantener el sistema en equilibrio a una temperatura constante se identifica como la pérdida térmica del receptor a dicha temperatura. En estos sistemas, el absorbedor se calienta mediante energía eléctrica y no a partir de la radiación solar.

En [83], [82], [80], [84] y [63] se describen cinco sistemas de este tipo, prácticamente idénticos entre sí. Se toma el primero como referencia para su descripción por ser anterior en el tiempo a los siguientes.

El sistema consiste en unas resistencias eléctricas que se introducen en el interior del tubo absorbedor con el objetivo de elevar su temperatura de forma controlada, mientras que los extremos permanecen aislados para evitar pérdidas térmicas a través de ellos, replicando el comportamiento de un tubo instalado en campo. Una vez que se alcanza el estado estacionario en la temperatura objetivo, las pérdidas térmicas del receptor se obtienen a través de la potencia eléctrica consumida para mantener al tubo a dicha temperatura.



Figura 2-40. Banco de evaluación de pérdidas térmicas desarrollado por Cener [80].

Las resistencias eléctricas consisten en tres barras de acero inoxidable e Inconel que se introducen en el absorbedor, envainadas en una tubería de cobre.

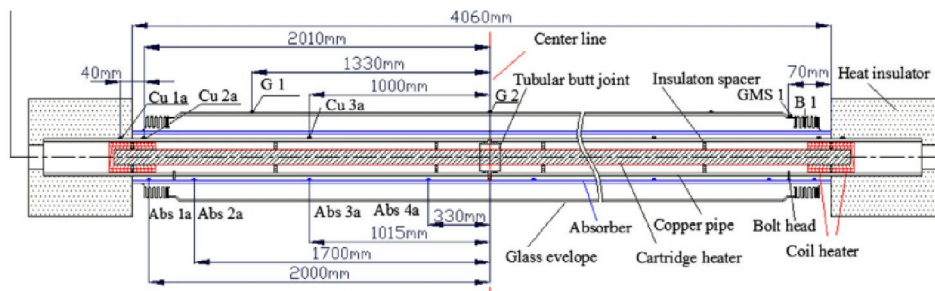


Figura 2-41. Esquema del sistema para el calentamiento del receptor [84].

Con este sistema se pueden calcular las pérdidas térmicas de un tubo receptor a diferentes temperaturas del absorbedor. La Figura 2-42 muestra los resultados obtenidos en el ensayo de un tubo receptor PTR70 de 2008.

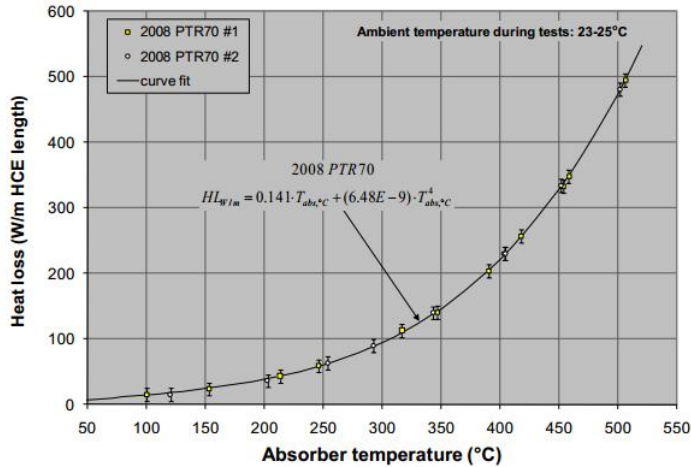


Figura 2-42. Pérdidas térmicas de un tubo Schott PTR70 [83].

Además, evaluando la temperatura de vidrio de forma simultánea mediante el uso de termopares, es posible realizar el cálculo de la emisividad del tubo absorbedor a diferentes temperaturas, como se muestra en la Figura 2-43.

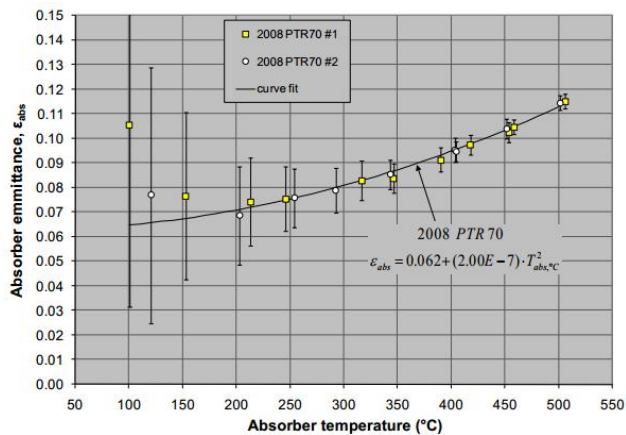


Figura 2-43. Emisividad del absorbedor calculada a partir de las pérdidas térmicas del PTR70 de Schott [83].

En [52] se describe un sistema muy similar a los anteriores. La diferencia radica en el sistema de calentamiento del tubo receptor. En este caso se calienta por conducción

eléctrica a través del tubo absorbedor. De esta forma se consigue un calentamiento más uniforme a lo largo de todo el tubo receptor.

Por último, el sistema descrito en [63] permite, además, la evaluación térmica del receptor bajo diferentes condiciones del espacio anular, controlando el gas que lo ocupa y su presión.

En cualquier caso, los sistemas de este tipo sólo permiten evaluar el comportamiento térmico de tubos evacuados y en ningún caso se pueden analizar tubos instalados en campo.

2.4.2.2 Sistemas en equilibrio cuasi-estacionario

Estos sistemas trabajan con un fluido caloportador que circula por el interior de un tubo receptor. Conocidas y/o controladas las condiciones de contorno, se determina el rendimiento del tubo receptor a partir del balance energético del fluido a la entrada y la salida del receptor. Estos métodos se caracterizan por ser mixtos, en el sentido de que permiten calcular un rendimiento global del tubo que incluye el comportamiento óptico y el térmico, si bien es posible calcular el rendimiento óptico mediante cálculos simplificados.

En la literatura se pueden encontrar varios ejemplos de estos sistemas, similares entre sí. Por un lado se describe el SolaRec (Figura 2-44 (a)) consistente en unos colectores cilindro parabólicos montados sobre un mismo mecanismo de seguimiento solar en dos ejes [85]. Los colectores incorporan un sistema de lamas que permiten cerrar parcialmente la apertura del colector y controlar de forma automática la incidencia solar. Un sistema muy similar a este se describe también en [86] (Figura 2-44 (b)).

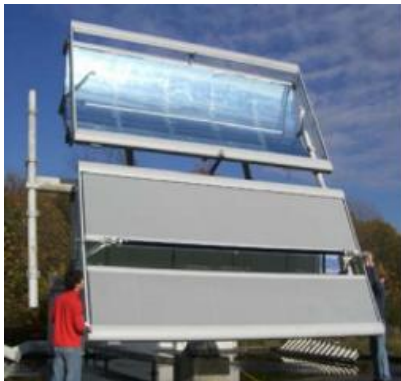


Figura 2-44. (a) Sistema de evaluación de tubos SolaRec [85] y (b) sistema descrito en [86].

Por otro lado, se describe el ElliRec (Figura 2-45) [85]. Este sistema es independiente de la climatología y consiste en un concentrador elíptico totalmente cerrado. En uno de sus focos se sitúan unas lámparas de haluro metálico, seleccionadas de forma que representen lo mejor posible el espectro solar (aunque hay diferencias apreciables), que proporcionan una potencia de entre 2.4 y 13 kW. En el otro foco se coloca el tubo receptor que se desea evaluar.



Figura 2-45. Sistema de evaluación de tubos ElliRec [85]

En [87] se describe el sistema OptiRec, que es la evolución del ElliRec y trabaja bajo los mismos fundamentos. La principal diferencia con su predecesor, además de presentar unas dimensiones más reducidas, consiste en un concentrador elíptico semiabierto que facilita su uso, la instalación y desmontaje del tubo y consigue una precisión superior en la medida.

En [88] se describe otro sistema, diferente a los anteriores porque no usa concentrador (Figura 2-46). En este caso, 20 focos lineales de Xenon con una potencia de 5 kW cada uno apuntan directamente sobre un tubo receptor, incidiendo sobre parte de su superficie. Por lo demás, el tubo se integra en un sistema de recirculación de HTF que permite monitorizar su caudal y temperatura tanto a la entrada como a la salida del tubo receptor.

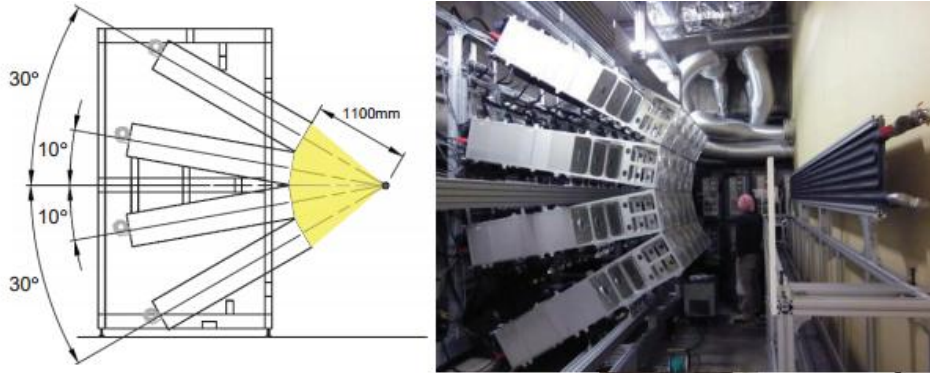


Figura 2-46. (a) Esquema y (b) imagen del sistema de evaluación de tubos descrito en [88].

Estos cinco sistemas descritos permiten evaluar el rendimiento del receptor de manera global, incluyendo el rendimiento óptico y las pérdidas térmicas, en base a los siguientes fundamentos. La potencia absorbida por el fluido térmico ($P_{abs,HTF}$) se puede calcular como:

$$P_{abs,HTF} = P_{in,rec} \cdot \eta_{opt,rec} - P_{heat\ loss} \quad (2-60)$$

donde, $P_{in,rec}$ es la potencia incidente sobre el receptor, que en SolaRec provendrá de la irradiancia solar y en los otros sistemas vendrá de lámparas (sol artificial); $\eta_{opt,rec}$ es el rendimiento óptico del tubo ya descrito en la Ecuación (2-59); y $P_{heat\ loss}$ son las pérdidas térmicas del tubo receptor.

La potencia incidente es conocida mediante instrumentos de medida de radiación solar o bien por control de las lámparas. La potencia absorbida por el HTF también se puede calcular a partir de su caudal, calor específico e incremento de temperatura desde la entrada hasta la salida del tubo receptor. A partir de la relación entre ambos factores se puede calcular el rendimiento completo (óptico y térmico) del tubo receptor.

En el caso de SolRec, ElliRec y OptiRec, la potencia incidente que se controla es la que incide en el plano de apertura del colector. En ese caso, el rendimiento calculado también incorpora el rendimiento geométrico y óptico del colector. Sin embargo, se supone que esos datos son conocidos, pudiendo obtener fácilmente el rendimiento del tubo receptor.

Además, estos sistemas permiten calcular el rendimiento puramente óptico del tubo receptor ($\eta_{opt,rec}$), dado que todas las variables excepto el rendimiento óptico y las pérdidas térmicas son conocidas o se pueden calcular. Para ello, se recurre a trabajar con un fluido caloportador por debajo de la temperatura ambiente, lo que permite despreciar el término de pérdidas térmicas y, por tanto, calcular el rendimiento óptico del tubo receptor.

Al igual que ocurría con los métodos basados en el equilibrio estacionario de la temperatura del receptor, este tipo de sistemas tampoco permite evaluar tubos receptores instalados en campo sino sólo tubos evacuados.

2.4.2.3 Medidas de temperatura superficiales

En este tipo de métodos, en lugar de realizar un balance energético en el contorno externo del receptor, se evalúan las temperaturas de la cubierta de vidrio y del tubo absorbedor mediante técnicas pirométricas o cámaras termográficas [89]. La temperatura del vidrio es dependiente de las propiedades del *coating*, del nivel de vacío en el espacio anular, de la irradiancia solar, del viento, de la temperatura ambiente y de la temperatura de cielo. Esto hace que sea complicado calcular las pérdidas térmicas absolutas con exactitud, pero es un buen método de comparación.

La principal ventaja de este tipo de métodos es que son mucho más prácticos que los descritos anteriormente para evaluar tubos instalados en el campo solar, donde no es fácil medir el salto de entalpía del fluido caloportador entre los extremos de un tubo. Otra ventaja es que permiten calcular la emisividad de forma aproximada en condiciones exteriores favorables.

En [90] y [91] se describe un sistema de termografías que permite el cálculo indirecto, en dos pasos, de las pérdidas térmicas en un tubo receptor. Este sistema consiste, en su primer paso, en la evaluación de la temperatura del absorbedor y la temperatura de vidrio mediante termografía infrarroja. Estos parámetros, junto con la temperatura del aire permiten calcular la emisividad del tubo absorbedor (ε_{abs}) y el coeficiente convectivo en el espacio anular ($h_{34,conv}$). Durante el segundo paso, y a partir de la emisividad y el coeficiente convectivo calculados, se obtienen las pérdidas del tubo receptor haciendo uso de un modelo termodinámico del mismo.

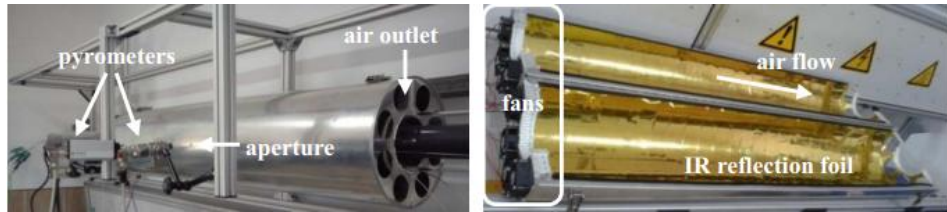


Figura 2-47. (a) vista externa y (b) vista interna del sistema de evaluación de tubos en laboratorio [90].

El sistema está formado por una carcasa que envuelve la zona del tubo receptor que se desea evaluar, con la finalidad de aislar el tubo de perturbaciones ambientales como el viento y la radiación solar. La carcasa es reflectante para la longitud de onda infrarroja por su cara interior de forma que se pueda anular la radiación emitida por la cubierta de vidrio. Además, la carcasa incorpora unos ventiladores y unos agujeros que impiden la acumulación de calor en el interior de la misma, generando viento inferior a 1 m/s. La temperatura del tubo absorbedor y del vidrio es evaluada con sensores de infrarrojo a través de sendos agujeros realizados en la carcasa.

Con este montaje, se procede al calentamiento del absorbedor mediante HTF o mediante resistencias térmicas. Puesto que la carcasa anula teóricamente la radiación térmica y la convección del tubo de vidrio con el exterior, la temperatura del absorbedor y la del vidrio están totalmente relacionadas a través de la emisividad del absorbedor y el coeficiente convectivo del espacio anular, posibilitando su cálculo.

Una vez conocidas estas características, es posible calcular las pérdidas térmicas del tubo receptor con una temperatura ambiente similar y un viento nulo mediante métodos numéricos como los descritos en la literatura ([15], [92], [93] o [94]). Los autores afirman que el cálculo de pérdidas térmicas con esta metodología presenta una desviación de 1-4% respecto a sistemas estacionarios como los del calentamiento eléctrico.

Los sistemas descritos en [90] y [91] difieren en que el primero es un equipo de laboratorio, mientras que el segundo se trata del mismo sistema rediseñado para su uso en campo solar (Figura 2-48).

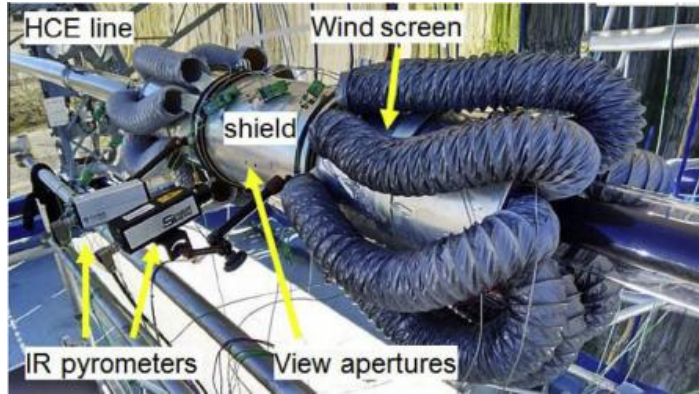


Figura 2-48. Sistema de evaluación de tubos montado en campo solar [91].

En [95] se describe un sistema portátil, de desarrollo propio [P3], que permite evaluar la temperatura del vidrio y del absorbedor de forma simultánea sobre un tubo receptor en operación. Este es uno de los equipos que se han utilizado en las evaluaciones de tubos receptores que se describen en capítulos posteriores, y como tal, se incluye una descripción más detallada del mismo en el capítulo 3.3 de esta tesis.

El sistema consiste en una pértiga en cuyo extremo incorpora una serie de fotodiodos y termopilas que permiten dicha evaluación. Las termopilas evalúan la radiación emitida por el vidrio en una longitud de onda superior a $4 \mu\text{m}$ a partir de la cual el vidrio es opaco, eliminando el efecto de radiación del absorbedor. Por su parte, el fotodiodo evalúa la radiación emitida en una longitud de onda inferior a $3 \mu\text{m}$, en la que el vidrio es transparente y no emite radiación alguna, pudiendo despreciarse frente a la recibida del absorbedor. De esta forma se consigue una evaluación en campo de forma rápida y simultánea de las temperaturas de los tubos exterior e interior del tubo absorbedor con independencia de las condiciones ambientales.



Figura 2-49. (a) Evaluación en campo usando y (b) cabezal de medida del dispositivo de evaluación de temperaturas del tubo receptor [95].

De la misma forma que se describía en [90] y [91], este dispositivo también permite evaluar de forma indirecta las pérdidas térmicas del tubo receptor en campo.

2.4.3 Evaluación del espacio anular

Como ya se ha mencionado a lo largo de esta tesis, el estado del espacio anular es fundamental para la conservación de sus propiedades y, por extensión, para que el tubo trabaje con un rendimiento óptimo.

En esta sección se recogen los sistemas descritos en la literatura para la evaluación del espacio anular. Estos sistemas se presentan clasificados en destructivos, que requieren la perforación o rotura del vidrio, y no destructivos, que no alteran las propiedades del tubo receptor.

2.4.3.1 Sistemas no destructivos

Sólo se ha encontrado en la literatura una referencia a un método de estas características y es el que se describe en [57]. Si bien es un método que más bien pertenece a los métodos de evaluación de pérdidas térmicas mediante la medida superficial de temperatura, se presenta en esta sección porque se usa con el objetivo de conocer el gas anular presente en los tubos analizados.

Para ello, los autores parten de una serie de premisas mediante las cuales asumen que el espacio anular solo puede contener vacío, aire a 1 atm, H_2 a 1 torr o Helio a 0.004 torr. Partiendo de estas premisas y usando el modelo desarrollado por Forristal [15], los autores calculan la temperatura del tubo de vidrio para unas condiciones

estándar de radiación y temperatura ambiente y con un viento de 1 m/s, obteniendo los resultados que se muestran en la Figura 2-50.

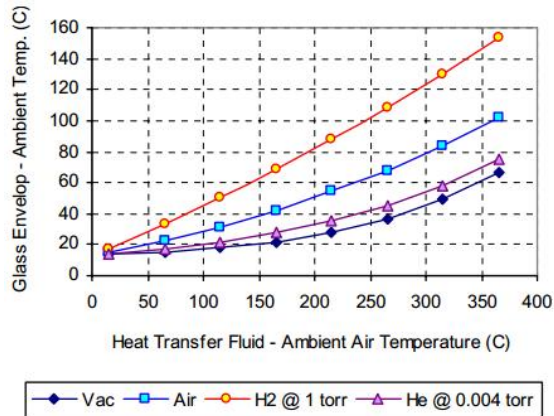


Figura 2-50. Temperatura de vidrio en función de la temperatura de HTF y de la condición del espacio anular [57].

Posteriormente, el personal de O&M utiliza una cámara termográfica ThermoCAM S40 IR (opera en el infrarrojo lejano: desde 8 hasta 14 μm) para evaluar la temperatura del vidrio de unos 12000 tubos en condiciones atmosféricas similares a las usadas para simular el comportamiento térmico del tubo estudiado en la Figura 2-50.

En la muestra evaluada hay tres tipos de tubos: tubos de cromo negro con *getter* evaporable, tubos de cermet con *getter* evaporable y tubos de cermet con *getter* evaporable y no evaporable. En la siguiente figura, se muestra el resultado obtenido para cada tubo evaluado.

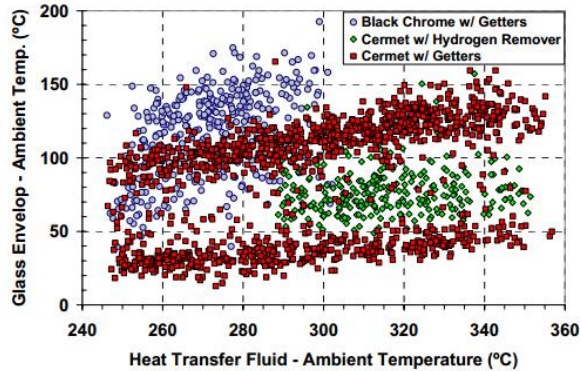


Figura 2-51. Temperatura de vidrio de los tubos evaluados en función de la temperatura de HTF [57].

Los tubos de cermet que sólo tenían *getter* evaporable se muestran en dos bandas de temperaturas, una más baja y otra más alta. Los primeros tienen una cantidad de *getter* evaporable cuatro veces superior y se comportan según lo previsto en condiciones de vacío, mientras que los segundos muestran signos de presencia de hidrógeno en el espacio anular.

Los tubos de cermet con *getter* no evaporable se comportan, en general, en condiciones de vacío. Su temperatura de vidrio algo superior se justifica por la peor calidad del *coating* selectivo. Por último, los receptores de cromo negro muestran el peor comportamiento. Esto se justifica por la peor calidad del *coating* y porque no presentan *getter* no evaporable y por tanto su absorción de hidrógeno es muy limitada.

Si bien es un método útil para su aplicación en campo, los resultados están muy condicionados por las premisas que realizan los autores y por la idea preconcebida de que es hidrógeno y no otro gas el que se encuentra en el espacio anular.

2.4.3.2 Sistemas destructivos

Por su propia naturaleza, los sistemas destructivos permiten el acceso al gas anular de forma inmediata, posibilitando su análisis. El problema de estos sistemas es que no se pueden realizar sobre tubos receptores operativos respetando su integridad.

En [59] y [65] se describe un sistema destructivo que permite evaluar el gas existente en el espacio anular. El sistema consiste en un elemento perforador, una bomba de

alto vacío, un espectrómetro de masas cuadrípolo y una serie de conductos, válvulas y sensores de presión (Figura 2-52).

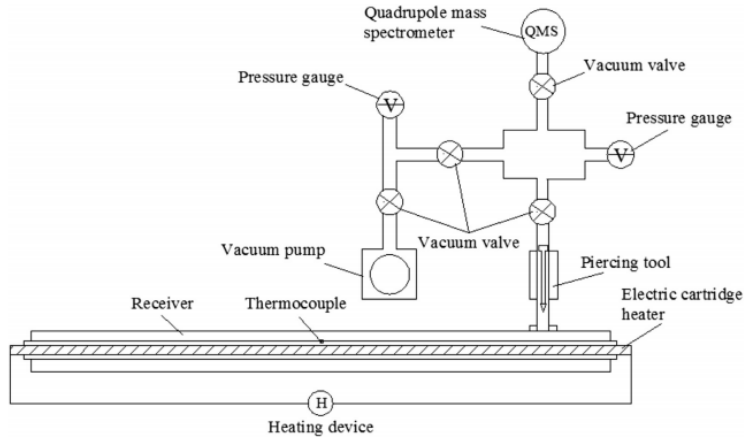


Figura 2-52. Esquema del sistema para analizar el gas anular de un tubo receptor [65].

2.5 Discusión

Existen una serie de fenómenos que provocan la degradación y consecuente pérdida de rendimiento de los tubos receptores, de forma reversible o irreversible, durante su vida operativa. Estos procesos de degradación son consecuencia principalmente de dos circunstancias: la exposición a agentes mecánicos y ambientales externos, y los gradientes térmicos que los tubos afrontan en su operativa diaria.

En el primer caso, los fenómenos de degradación están relacionados con la deposición de arena y polvo sobre el tubo, el impacto de partículas contra el tubo como consecuencia de la acción del viento, la interacción con la maquinaria de limpieza o con otros elementos mecánicos que se desprenden del colector. En el segundo caso, los fenómenos de degradación están relacionandos con el fallo de un componente del tubo que provoca daños estructurales que acaban desembocando en la pérdida total o parcial del vacío anular.

Los fenómenos de degradación se han clasificado en dos grupos: los que afectan a la transmisividad del vidrio y los que afectan a la presión anular. En el primer grupo se

distinguen a su vez dos fenómenos diferentes: el ensuciamiento y la abrasión. Ambos casos penalizan la transmisividad, afectando de forma proporcional a la energía solar incidente sobre el tubo absorbedor.

El ensuciamiento es un fenómeno reversible que consiste en la acumulación de partículas sobre la cubierta de vidrio, las cuales absorben una parte de la radiación solar incidente y una disminución de la superficie efectiva de transmisión. Los procesos de ensuciamiento dependen de múltiples factores propios del emplazamiento: carga de polvo en la atmósfera, tamaño de partícula, velocidad del viento, condiciones meteorológicas, etc; lo cual hace prácticamente imposible extrapolar las características del ensuciamiento entre diferentes localizaciones.

No se ha encontrado en la literatura estudios sobre el ensuciamiento de los tubos receptores en campo por la complejidad de su medida. Sin embargo, se reportan pérdidas de reflectividad de los espejos por ensuciamiento de hasta un 0.5% diario.

La estrategia principal para combatir el ensuciamiento es la limpieza sistemática de los colectores. Este recurso es costoso en términos de personal y material, por lo que es necesaria su optimización desde un punto de vista económico y de efectividad. Las lluvias intensas también son aliadas de la limpieza.

En cuanto a la abrasión, esta consiste en el desgaste o destrucción de la superficie externa del tubo receptor debido a factores externos como el impacto de partículas transportadas por el viento o el contacto de los métodos de limpieza. La abrasión puede acabar con el *coating* antirreflejante exterior, lo que supondría una disminución del rendimiento del 2-3%, y también deteriorar el vidrio borosilicato. En la bibliografía se pueden encontrar diversos ejemplos de cómo la abrasión mecánica afecta a las propiedades de vidrios expuestos a la intemperie. También se puede ver un estudio que analiza el efecto de abrasión que la limpieza con o sin agua, así como el uso de cepillos de mayor o menor dureza, tienen sobre la reflectividad de los espejos. Sin embargo, no se ha encontrado ningún estudio sobre la degradación mecánica que sufren los tubos receptores que operan en el campo solar.

En el segundo gran grupo de fenómenos de degradación están aquellos que afectan al vacío del espacio anular. En este caso, aunque inicialmente se pierde el vacío del espacio anular, esto puede desencadenar la rotura completa del vidrio y la degradación del *coating* selectivo del absorbedor en uno u otro orden. Por este motivo, se trata de fenómenos que penalizan gravemente el rendimiento del tubo receptor, pudiendo verse reducido este hasta en un 70-80% de su valor inicial.

En este grupo se distinguen varios mecanismos que provocan la pérdida de vacío: difusión de hidrógeno a través del tubo absorbedor, fractura de la soldadura vidrio-metal y fractura del tubo de vidrio.

En el primer caso, se demuestra en la literatura que la degradación del aceite térmico usado generalmente como HTF provoca la formación de hidrógeno, cuya difusión hasta el espacio anular se ha estudiado de cierta forma en condiciones de laboratorio y se ha identificado en campo solar, si bien de una forma no rigurosa. Además de hidrógeno, también se reporta la posibilidad de que el helio atmosférico difunda al espacio anular. Para evitar la degradación asociada a la penetración de un gas en el espacio anular, los tubos incorporan *getters* no evaporables altamente reactivos con todos los gases que suponen una amenaza, excepto con argón. Además, se ha reportado el desarrollo de *coatings* selectivos con barrera de hidrógeno que frena por un factor 1000 la difusión de hidrógeno.

En cuanto a la fractura de la soldadura vidrio-metal, se describe en la bibliografía como la principal causa de fallo de los receptores debido a su sensibilidad mecánica. Esta soldadura puede fallar, entre otros motivos, por el estrés térmico que soportan los receptores. De esta forma se generan microgrietas por las que el aire puede ir filtrándose al espacio anular y que, con el paso del tiempo, pueden evolucionar hacia la rotura completa de la soldadura.

Por último, puede ocurrir la fractura de la cubierta de vidrio sin difusión de gases y sin fallo de la soldadura. Este caso se debe a interacciones mecánicas con elementos externos como puedan ser espejos desprendidos o contacto con los sistemas de limpieza. En cualquier caso, la pérdida del vidrio provoca la oxidación del *coating* selectivo, cuya absorptividad y emisividad pasan del 96% y 9.5% respectivamente, a unos valores un 40% y 30% menores.

Ante la evidencia de los procesos de degradación descritos, se hace necesaria la evaluación de los mismos en campo y durante la vida operativa de los tubos receptores. Este conocimiento es imprescindible para poder trazar estrategias de O&M que permitan mantener los tubos en el mejor estado posible, alcanzando un compromiso entre eficiencia y coste.

Los métodos de evaluación de tubos receptores descritos en la bibliografía se pueden dividir en tres grupos: evaluación óptica, térmica y del espacio anular.

Los métodos de evaluación óptica son aquellos que permiten medir los parámetros que definen el rendimiento óptico del tubo: transmisividad del vidrio y absorptividad

del receptor. Estos parámetros se pueden evaluar mediante un banco de ensayos en el que se trabaja sobre un tubo receptor aislado. Este sistema no es destructivo y permite conocer la transmisividad y absorptividad de forma directa y con una incertidumbre del 0.2-0.3% al 95% de confianza. Además, la transmisividad también se puede evaluar en laboratorio mediante un espectrofotómetro, si bien este método es destructivo.

Los métodos de evaluación térmica son aquellos que permiten medir las pérdidas térmicas del tubo receptor o bien el rendimiento global del mismo. El método más extendido en la literatura consiste en un banco de ensayos que permite la evaluación de un tubo aislado. Dicho método se basa en el calentamiento por contacto o por conducción eléctrica de un tubo receptor. Cuando se alcanza el equilibrio estacionario a una determinada temperatura, el consumo eléctrico empleado en el calentamiento es igual a las pérdidas térmicas. Esos sistemas permiten calcular de forma indirecta la emisividad y, en algún caso, también permiten controlar las condiciones del espacio anular.

Otro tipo de evaluación térmica son los sistemas basados en un balance energético sobre el fluido que circula por el receptor en condiciones cuasi-estacionarias. Estos métodos, generalmente, permiten calcular el rendimiento completo del receptor, incluyendo la eficiencia óptica y las pérdidas térmicas, y también permiten calcular la eficiencia óptica aislada con ciertas simplificaciones. Al igual que los anteriores, este método es aplicable solo a tubos aislados. Su principal desventaja es la complejidad, ya que se ven involucrados factores ambientales y un colector, lo cual añade incertidumbre y complejidad sobre la medida.

Por último, se puede realizar una evaluación térmica a partir de medidas superficiales de temperatura, usando técnicas pirométricas o cámaras termográficas. Esos métodos, a diferencia de los anteriores, permiten la evaluación de tubos receptores instalados en campo. Su principal ventaja es la dependencia que las temperaturas superficiales tienen de las condiciones de contorno. Estos métodos también permiten calcular la emisividad de forma indirecta.

El tercer grupo de métodos de evaluación de receptores es el relacionado con el espacio anular que, como se ha visto, es fundamental en la conservación de las propiedades del tubo. En este caso, los métodos se distinguen en destructivos y no destructivos.

En el primer caso, se reporta en la bibliografía un sistema de análisis que consiste en

la perforación controlada del vidrio y el uso de un espectrómetro de masas para la caracterización del gas anular. Evidentemente, no es un método válido para su aplicación durante la vida operativa de los tubos receptores.

En el caso de métodos no destructivos, no se ha encontrado en la literatura ningún sistema de aplicación directa. Se reporta una metodología de identificación de gases mediante un procedimiento razonado que consiste en la evaluación de la temperatura del vidrio y su correspondencia con un cierto gas anular a una determinada presión. Sin embargo, no es un sistema unívoco y los resultados están condicionados por las hipótesis iniciales.

2.6 Conclusiones

En este capítulo, se ha puesto en evidencia la existencia de fenómenos de degradación que afectan al comportamiento óptico y térmico de los tubos receptores una vez instalados en campo, impactando de forma significativa sobre su rendimiento.

Por tanto, para mitigar estos fenómenos en la medida de lo posible, es necesario trazar estrategias de O&M que permitan mantener los tubos en el mejor estado posible, alcanzando un compromiso entre eficiencia y coste. El diseño de estas estrategias de O&M se basa en el conocimiento del estado de los tubos receptores y, para ello, se hace imprescindible su evaluación.

Sin embargo, no se ha encontrado en la literatura ningún método válido para la caracterización óptica de tubos receptores en el campo solar. Esto hace que tampoco exista ningún estudio que cuantifique la degradación óptica que sufren los tubos receptores en campo y que afecta a la transmisividad del tubo de vidrio.

En cuanto a la degradación del espacio anular, tampoco existe ningún artículo en el que se caracterice el gas anular presente en los tubos receptores que se han degradado en una planta cilindro-parabólica comercial. La mayoría de estudios en la literatura están orientados a la difusión de hidrógeno. Sin embargo, no existe ningún sistema de evaluación que permita comprobar esa hipótesis en campo de forma no destructiva. Sólo se reporta un método válido para la caracterización térmica del tubo receptor en campo. Este método se basa en la medida de la temperatura superficial del vidrio y a partir de ahí se infieren una serie de conclusiones no contrastadas sobre el gas presente en el espacio anular.

3 EQUIPOS DE MEDIDA DESARROLLADOS Y UTILIZADOS

EN este capítulo se describen los equipos de medida que se han utilizado para realizar las evaluaciones descritas en esta tesis. Tres de estos equipos han sido desarrollados de forma específica por Abengoa, con una participación personal directa, y en colaboración con otras instituciones para este u otros trabajos, mientras que el último equipo es un sistema comercial de otro fabricante.

Como se pone de manifiesto en la sección 2.3, no existe ningún equipo que permita la evaluación óptica de los tubos receptores instalados en campo. A tal efecto, se ha desarrollado en colaboración con la Universidad de Zaragoza el espectrofotómetro portátil Mini Incus [P1], que permite evaluar las propiedades ópticas de los tubos receptores instalados en campo solar.

De la misma forma, tampoco existe ningún equipo que permita la evaluación no destructiva del espacio anular de los tubos receptores instalados en campo (sección 2.4.3). Para satisfacer esta necesidad, Abengoa ha desarrollado en colaboración con el Instituto de Ciencia de Materiales de Sevilla el analizador de gases Plasmasol [P2]. Este equipo permite evaluar el gas anular de los tubos que operan en plantas comerciales sin modificar su integridad.

Por último, desde Abengoa y en colaboración con la Universidad de Zaragoza se ha desarrollado un tercer equipo, el Thermohook [95] [P3], que permite la evaluación de la temperatura superficial de los tubos de vidrio y absorbedor simultáneamente.

Además de estos equipos se ha utilizado la cámara termográfica Flir Systems Thermacam P25 [96], que permite la evaluación en movimiento de los tubos receptores instalados en campo solar.

A continuación se describen estos sistemas.

3.1 Mini Incus¹

El Mini Incus [P1] (Figura 3-1) es un espectrofotómetro portátil que permite evaluar las propiedades ópticas, transmisividad (τ_{vid}) y absorptividad (α_{abs}), así como la concentricidad de los tubos receptores instalados en campo.

En su diseño se han considerado todas aquellas condiciones externas que ha de soportar el equipo durante su uso en plantas solares sin que afecte a su funcionamiento: alta irradiancia, condiciones ambientales desfavorables, temperaturas altas tanto ambiental como de los tubos receptores, ambiente árido y polvoriento, y riesgo de caída, puesto que los tubos se encuentran a una altura de unos 2 metros con el colector abatido.

Para evitar la interferencia de la luz solar, el dispositivo incorpora un procesado de señales mediante un algoritmo *lock-in* para aumentar la relación señal-ruido, eliminando así la influencia de fuentes de luz externas. Además, el equipo es estanco, impidiendo así que la suciedad o el polvo del ambiente penetre en el interior de la carcasa. Como se verá más adelante, la temperatura de los tubos tampoco supone un problema para el equipo desde el punto de vista del falseo de la medida, puesto que la energía irradiada por un cuerpo negro a las temperaturas típicas de los tubos se produce a una longitud de onda que no es competencia del equipo (Figura 2-9). Por último, ante el riesgo de caída, el equipo incorpora una abrazadera que permite fijarse sobre un tubo receptor permitiendo su rotación alrededor del eje longitudinal del tubo.

¹ La información que se desarrolla en esta sección ha sido objeto de publicación mediante artículo científico [A1].

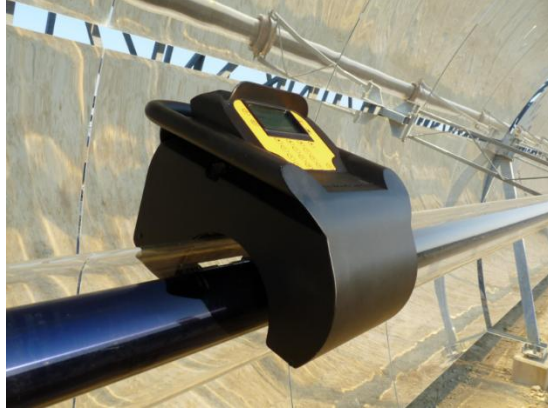


Figura 3-1. Equipo Mini Incus evaluando un tubo receptor en campo.

Tiene una autonomía de uso de unas 8 horas en medidas continuas y presenta un interfaz con el usuario muy sencilla, basado en un teclado y una pantalla retroiluminada que permite realizar medidas tanto durante el día como durante la noche. Se trata, en resumen, de un equipo portátil y compacto, concebido para su uso en campo y que viene a satisfacer la carencia de sistemas de evaluación óptica para tubos receptores en operación.

3.1.1 Descripción

El equipo presenta tres sistemas ópticos: uno para la evaluación de la transmisividad del tubo de vidrio, otro para la reflectividad del tubo absorbedor y un tercero para comprobar la concentricidad del receptor.

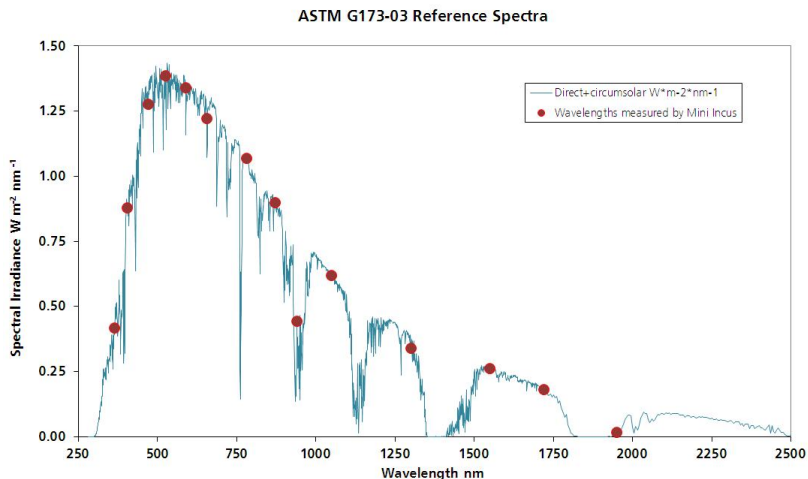


Figura 3-2. Espectro solar y longitudes de onda evaluadas por el Mini Incus.

Los sistemas ópticos para la evaluación de la transmisividad y la reflectividad son análogos pero con distinta disposición geométrica. Ambos sistemas constan de una etapa de emisión y otra de detección. La etapa de emisión consta de dos esferas integradoras: una en la que se insertan una serie de LEDs que emiten luz con longitudes de onda en el rango visible y otra en la que se alojan los LEDs que emiten luz en el rango medio de infrarrojo. Cada esfera contiene además un orificio por el que se emite un haz de luz homogéneo y un fotodetector para evaluar las señales emitidas. Entre ambas esferas cubren la zona más energética del espectro solar, emitiendo haces de luz en 15 longitudes de onda diferentes: 365, 405, 470, 525, 588, 655, 780, 870, 940, 1050, 1300, 1550, 1720 y 1950 nm (Figura 3-2).

Las etapas de detección tanto del circuito de transmisividad como del de reflectividad, consisten en dos fotodetectores, uno para evaluar las señales en el rango visible y otro para evaluar las señales en el infrarrojo. En el caso del circuito de transmisividad la etapa de detección se encuentra en el lado opuesto al de emisión, mientras que en el caso de la reflectividad, la etapa de detección se encuentra en el mismo lado que la emisión, como se muestra en la Figura 3-3.

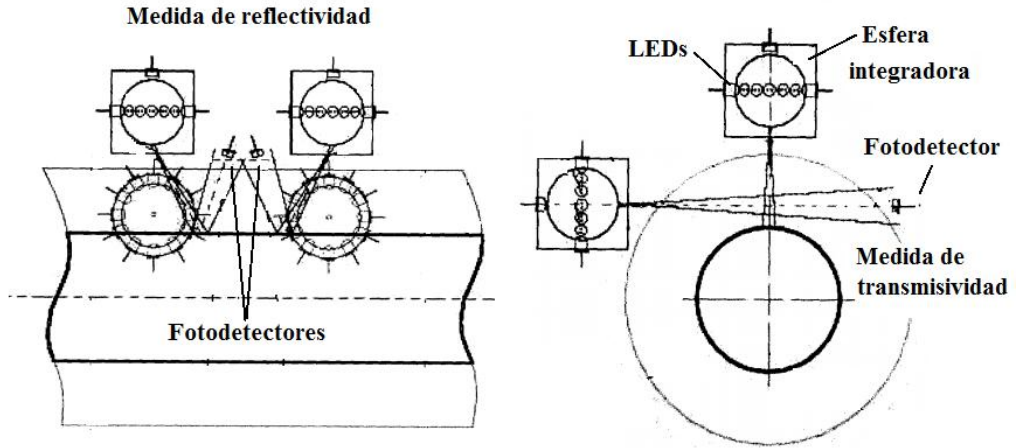


Figura 3-3. (a) vista frontal y (b) vista lateral de los circuitos ópticos y haces de luz sobre el tubo receptor.

La medida de transmisividad se realiza emitiendo un haz de luz por cada una de las longitudes de onda antes mencionadas. Cada uno de estos haces de luz atraviesan el espesor de vidrio borosilicato dos veces, la primera encarando una superficie convexa y después una cóncava. Como resultado el haz se desvía unos milímetros hacia arriba, posición en la que está colocado el fotodetector correspondiendo para registrar la señal recibida tras atravesar el tubo de vidrio.

La medida de la reflectividad se realiza de forma similar, pero en este caso el haz de luz atraviesa el vidrio, se refleja sobre el *coating* del absorbedor y vuelve a atravesar el tubo. Por ese motivo, los fotodetectores se encuentran junto a la etapa de emisión en este circuito.

Puede ocurrir que el tubo absorbedor esté pandeado, un fenómeno fácilmente observable en las plantas solares, debido a dilataciones no absorbidas por los *bellows*. En esos casos, la reflexión del haz de luz no se realiza en el lugar previsto y los fotodetectores no registran la señal. Para evitar esto, el equipo incorpora un sistema de evaluación de la concentricidad del absorbedor, que es capaz de cuantificar con cierta resolución la desviación del absorbedor respecto al centro del tubo de vidrio. Este sistema consiste en un LED y un *array* de fotodiodos ubicado justo en frente (Figura 3-4). Parte del haz de luz emitido por el LED es bloqueado por el absorbedor en función de su posición. La concentricidad del absorbedor viene dada por el

número de fotodiodos (resolución de la medida) que reciben luz.

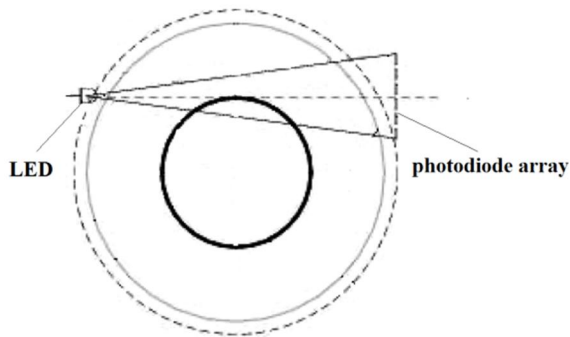


Figura 3-4. Sistema de evaluación de concentricidad del Mini Incus.

El equipo tiene cierta tolerancia ante tubos que no son totalmente concéntricos. Esto se consigue mediante el uso de unas lentes que son capaces de dirigir en cierto grado los haces de luz hacia el fotodetector correspondiente.

3.1.2 Cálculo del resultado

Para realizar una medida, el equipo se coloca sobre un tubo receptor, a mano o mediante una pértiga unida al equipo mediante una unión rotatoria, se comprueba que la concentricidad del tubo esté dentro de la tolerancia del equipo y si es así, se ejecuta la medida.

La medida arroja un resultado de transmisividad y reflectividad por cada una de las longitudes de onda mencionadas: 365, 405, 470, 525, 588, 655, 780, 870, 940, 1050, 1300, 1550, 1720 y 1950 nm. Estos datos son procesados para obtener un único valor de la transmisividad y la absorptividad en el espectro solar, denominados, transmisividad y absorptividad solares. Para calcular estos valores, se considera el espectro solar descrito en la norma ASTM G-173-03 para radiación directa normal [97]. Esta norma, proporciona un peso del espectro solar cada 5 nm desde 300 hasta 2500 nm. Por este motivo, se construye una función continua desde 300 hasta 2500 nm, tanto para la transmisividad como para la reflectividad, a partir de las 15 longitudes de onda evaluadas.

Para ello, en primer lugar se construye una función continua desde 365 hasta 1950

nm (la primera y última longitudes de onda evaluadas por el equipo) aplicando interpolación con splines [98] sobre los valores discretos proporcionados por el Mini Incus (Figura 3-5).

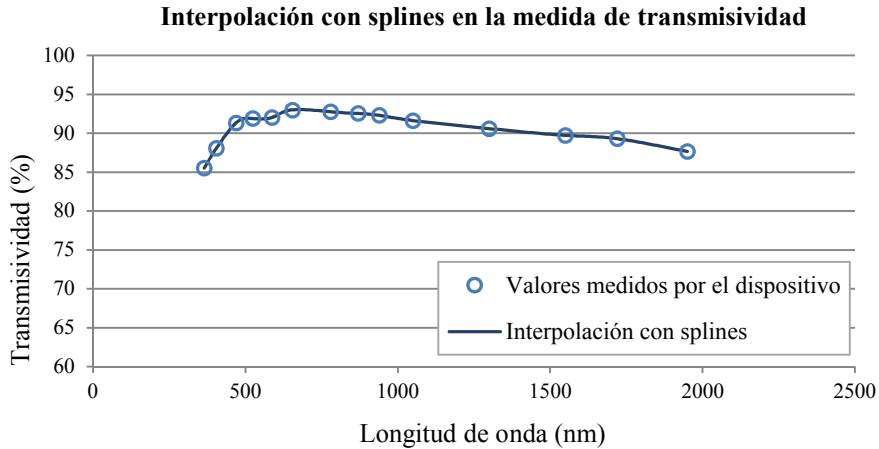


Figura 3-5. Interpolación con splines de los valores de transmisividad.

En segundo lugar, se completa dicha función desde 300 hasta 365 nm y desde 1950 hasta 2500 nm por extrapolación de las curvas de transmisividad y reflectividad que se pueden obtener por otros métodos en laboratorio [52], [80] y [99]. Un ejemplo en el caso de la transmisividad se puede ver en la Figura 3-6.

Finalmente, una vez se tiene las curvas de transmisividad y reflectividad en el rango 300-2500 nm, se le aplican los pesos del espectro solar para obtener la transmisividad y reflectividad solares.

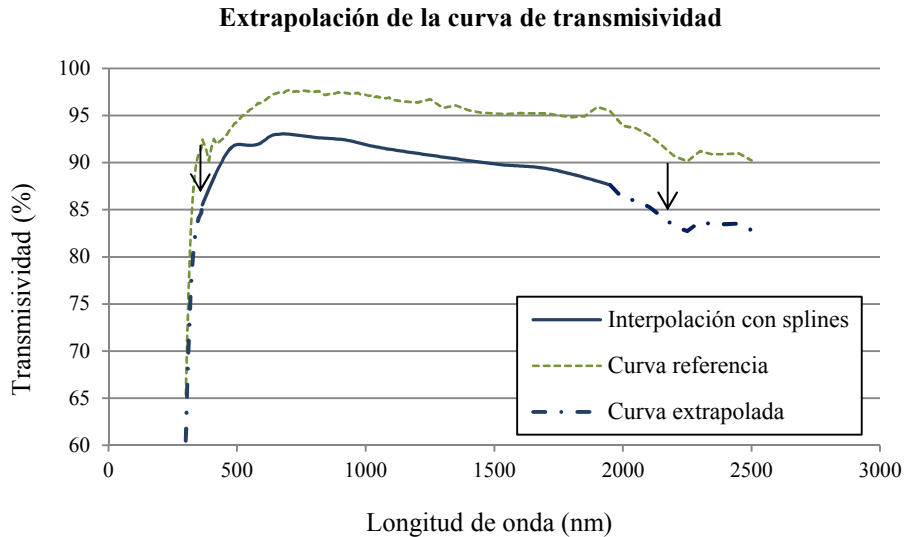


Figura 3-6. Extrapolación para obtener la curva de transmisividad en 300-2500 nm.

3.1.3 Incertidumbre de la medida

La calidad de la medida se calcula a través de su incertidumbre. Para ello, en la experiencia del autor de esta tesis, se realizaron 600 medidas sobre un tubo receptor comercial en diferentes condiciones. En primer lugar, se realizaron 200 medidas en la recepción del tubo, llevadas a cabo en un almacén, bajo luz artificial y con temperatura ambiental. Tras instalar el receptor en el campo solar, se tomaron 100 medidas más antes de su operación. Estas medidas se realizaron durante la noche, sin luz ambiental y con el tubo a temperatura ambiental sin fluido circulando a través de él. Posteriormente, el lazo en el que el tubo estaba instalado se incorporó a la operativa normal de la planta y se realizaron dos sets más de medidas: 150 registros mientras el lazo estaba en precalentamiento, con una temperatura de fluido entre 250-260 °C; y otras 150 medidas adicionales con el HTF a una temperatura aproximada de 380 °C.

La distribución obtenida de las 600 medidas realizadas se muestra en la Figura 3-7 y Figura 3-8 para la transmisividad y reflectividad respectivamente. Los valores medios de dichas distribuciones son $\mu_{\tau} = 96.69\%$ en el caso de la transmisividad y μ_{ρ}

= 3.38% en el caso de la reflectividad.

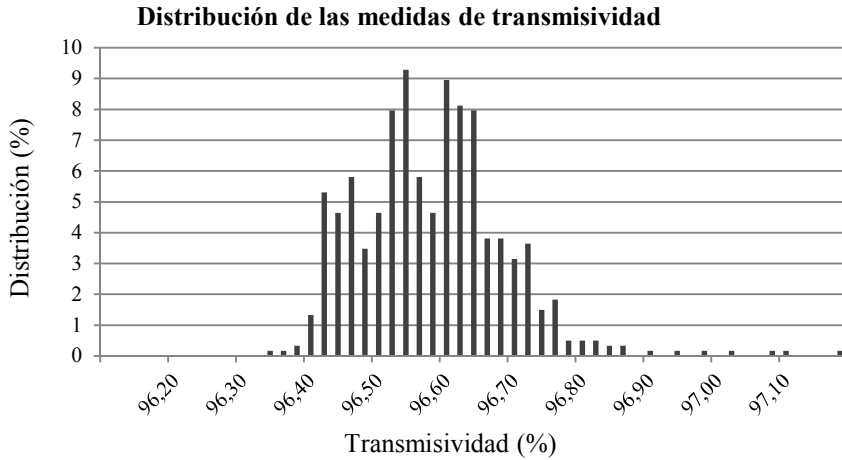


Figura 3-7. Distribución de 600 medida de transmisividad sobre el mismo tubo en diferentes condiciones de luz y temperatura.

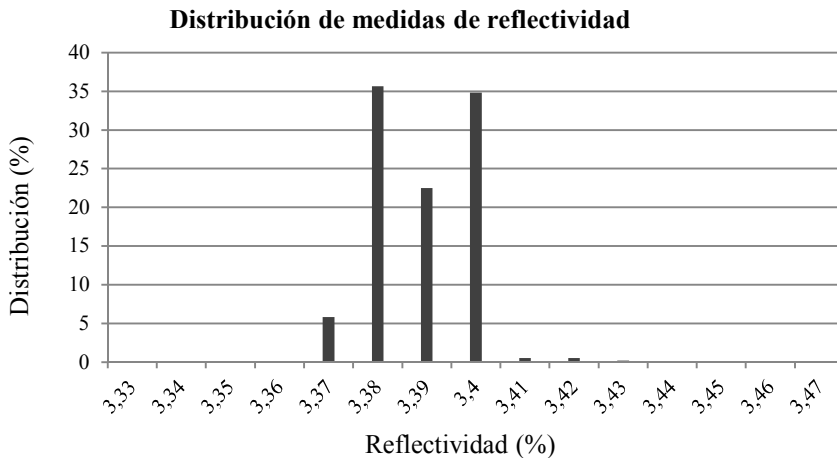


Figura 3-8. Distribución de 600 medidas de reflectividad sobre el mismo tubo en diferentes condiciones de luz y temperatura.

La incertidumbre tipo A en valor absoluto del equipo se calcula a partir de las 600

medidas realizadas [100]. Los resultados para la transmisividad y la reflectividad son los siguientes:

$$u_{A,\tau} = 0.11 \quad (3-1)$$

$$u_{A,\rho} = 0.07 \quad (3-2)$$

La incertidumbre tipo B se calcula a partir de la incertidumbre del equipo utilizado para evaluar los patrones de calibración del Mini Incus, que es 0.2 con un nivel de confianza del 95% ($k=2$) [52]. Por tanto:

$$u_{B,\tau \text{ and } \rho} = 0.1 \quad (3-3)$$

La incertidumbre standard combinada se calcula mediante las siguientes ecuaciones:

$$u_{c,\tau} = \sqrt{u_{A,\tau}^2 + u_{B,\tau}^2} = 0.1 \quad (3-4)$$

$$u_{c,\rho} = \sqrt{u_{A,\rho}^2 + u_{B,\rho}^2} = 0.1 \quad (3-5)$$

De acuerdo a estos resultados, la incertidumbre expandida expresada en valor absoluto con un nivel de confianza del 95% es:

$$U_{\tau} = 0.2 \quad (3-6)$$

$$U_{\rho} = 0.2 \quad (3-7)$$

El efecto de la luz y de las temperaturas ambiente y de los tubos está implícito en las 600 medidas realizadas, puesto que se han tomado en diferentes condiciones. A la vista de que la incertidumbre obtenida se considera baja y aceptable, se demuestra que los valores mencionados no influyen sobre el comportamiento del equipo de forma significativa.

Una vez calculada la incertidumbre del equipo, se determina el error de la medida en la evaluación del tubo que se instaló en campo. Para ello, se evalúa con el equipo referencia, [52], un segundo tubo perteneciente al mismo lote de fabricación que el

tubo anterior. Con este equipo se realizan 10 medidas obteniendo unos valores de $96.6 \pm 0.2 \%$ y $3.4 \pm 0.2 \%$ con un nivel de confianza del 95% para la transmisividad y la reflectividad respectivamente. Por tanto, en este caso, coinciden las medidas realizadas con el Mini Incus y con el equipo referencia.

En las Figura 3-9 y Figura 3-10 se muestra la comparación entre las medidas realizadas con el Mini Incus y el equipo de referencia. La curva continua representa el promedio de loas 10 medidas realizadas con el equipo de referencia, mientras que las medidas 1, 2 y 3 representan, de forma respectiva, el promedio de las 200, 150 y 150 medidas realizadas con el Mini Incus sobre el receptor nuevo en almacén, en campo a $250 \text{ }^\circ\text{C}$ y de nuevo en campo a una temperatura aproximada de $380 \text{ }^\circ\text{C}$.

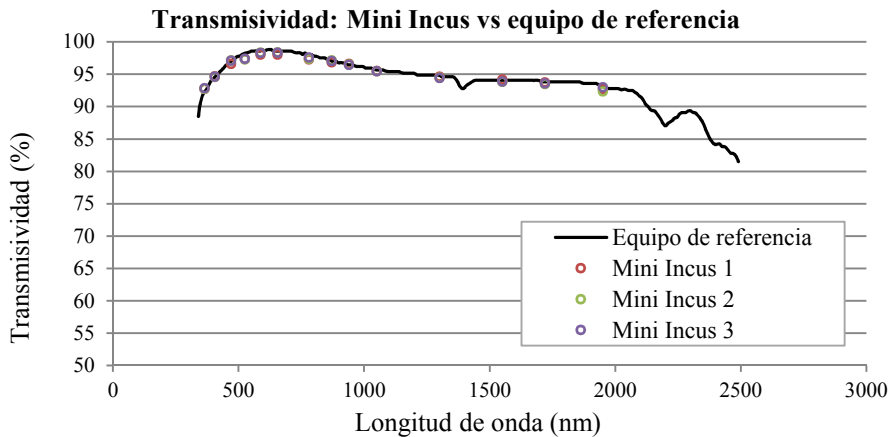


Figura 3-9. Comparación en transmisividad entre las medidas 1, 2 y 3 realizadas con el Mini Incus, y la medida realizada sobre el mismo tubo con el equipo referencia.

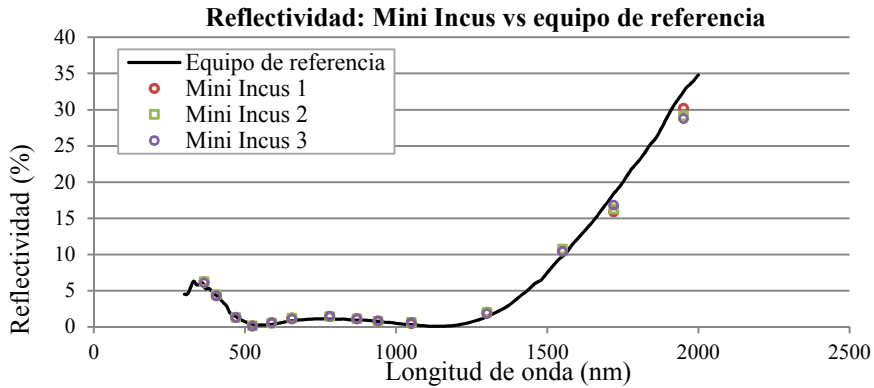


Figura 3-10. Comparación en reflectividad entre las medidas 1, 2 y 3 realizadas con el Mini Incus, y la medida realizada sobre el mismo tubo con el equipo referencia.

3.2 Plasmasol²

El Plasmasol [P2] es un dispositivo portátil que permite la evaluación no destructiva de la composición y la presión del gas anular de los tubos receptores instalados en campo solar. Este equipo ha sido desarrollado con el objetivo de posibilitar la evaluación del espacio anular de los tubos que operan en plantas comerciales. El equipo se basa en la emisión espectral luminosa de los gases excitados.

3.2.1 Descripción

El Plasmasol se compone a su vez de dos conjuntos de equipos, representados esquemáticamente en el diagrama de la Figura 3-11: un conjunto ionizante y otro óptico.

² La información que se expone en esta sección ha sido objeto de publicación mediante artículo científico [A3].

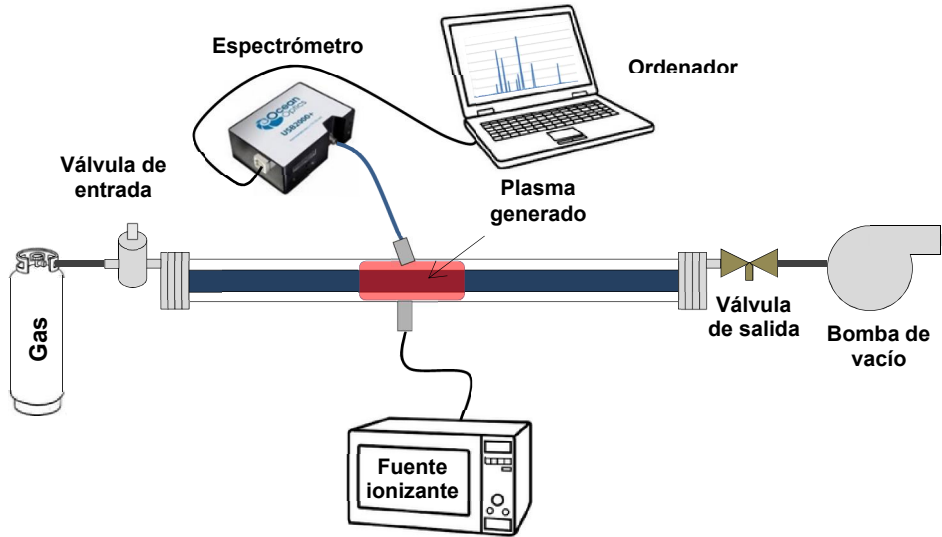


Figura 3-11. Esquema del sistema Plasmasol con un set-up experimental para su calibración.

El primer conjunto consiste en una fuente ionizante capaz de excitar el gas en el interior del espacio anular sin dañar el tubo de vidrio exterior. Este conjunto está compuesto a su vez por una fuente de radiofrecuencia, un acoplador de impedancias, un controlador electrónico y un aplicador de radiofrecuencia. La fuente de radiofrecuencia está conectada al acoplador de impedancia y se utiliza para generar la potencia ionizante. La función del acoplador es ajustar la impedancia total del sistema completo, de modo que se transmita de forma eficiente la mayor cantidad de energía posible desde la fuente de radiofrecuencia al aplicador y, por tanto, al tubo receptor. El controlador electrónico, por su parte, es el encargado de leer la cantidad de energía reflejada por el tubo en relación a la emitida por la fuente, y modificar en consecuencia la configuración del acoplador de impedancias.

Por último, el aplicador de radiofrecuencia (Figura 3-12) es un anillo que se coloca sobre la superficie del tubo de vidrio, rodeando al mismo. El aplicador presenta la conexión del cable de radiofrecuencia que, en su otro extremo se conecta al acoplador de impedancia.

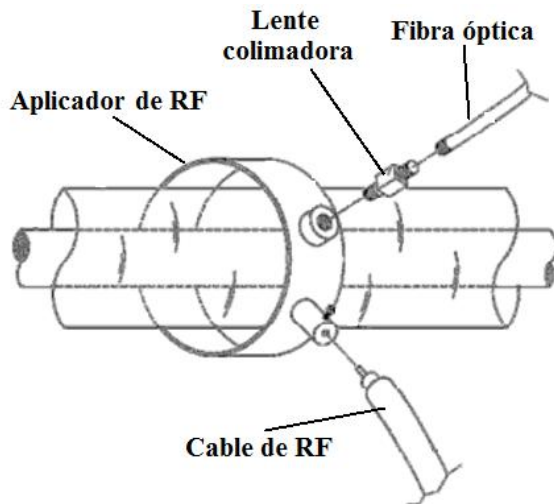


Figura 3-12. Vista del aplicador de radiofrecuencia.

La ionización que se produce con este primer conjunto descrito genera un plasma en el espacio anular cuando en este espacio existe un gas en unas condiciones determinadas. El plasma es un estado excitado de la material, similar al gaseoso, en el que los átomos se ionizan, liberando electrones e iones. Cuando estas especies vuelven a su estado de equilibrio, el plasma emite una señal luminosa a longitudes de onda características de los átomos que componen dicho gas.

En el caso del Plasmasol, cuando se genera plasma, su espectro de emisión se registra mediante el segundo sistema que lo compone: el óptico. Este conjunto consiste en un espectrómetro Maya 2000 Pro [101], una lente colimadora, una fibra óptica, y un ordenador de control. La lente colimadora optimiza la calidad de la señal luminosa, que se transmite por la fibra óptica hasta el espectrómetro conectado al PC (Figura 3-11). El espectrómetro utilizado es capaz de registrar los espectros generados en un rango de 200-1100 nm. A partir del análisis de dichos espectros, es posible determinar de forma unívoca la composición del gas [102], conociendo por tanto el gas presente en el espacio anular. Por ejemplo, el hidrógeno presenta dos picos característicos: H_{α} a 656 nm y H_{β} a 486 nm. El nitrógeno (presente en el aire casi en un 80%) muestra dos líneas de emisión, N_{sps} a 330 nm y N_{fps} a 762 nm. El argón presenta tres picos característicos a 750, 763 y 810 nm.

3.2.2 Calibración

La generación o no de plasma en un gas depende de varios factores, siendo la geometría del contenedor (espacio anular), la presión del gas y el tipo de gas, los más relevantes en la aplicación que nos ocupa sobre tubos receptores.

Para conocer la respuesta del Plasmasol se realiza la calibración del sistema. Para ello se realiza el set-up experimental representado en la Figura 3-11. Las válvulas de entrada y salida conectadas en uno y otro extremo del receptor permiten manipular el contenido del espacio anular para imponer las condiciones que se requieran. El vacío o el nivel deseado de presión se consigue por medio de una bomba rotatoria y otra turbomolecular conectadas a la válvula de salida del receptor. Los gases se introducen por la válvula de entrada conectada en el extremo contrario del tubo. Las proporciones de gases requeridas se controlan mediante un sensor pirani para presiones de hasta 0,1 mbar, y por un sensor de diafragma capacitivo para presiones entre 0,1 y 1000 mbar.

Con este set-up experimental se han caracterizado, por un lado, las presiones de encendido de plasma para hidrógeno, aire, argón y algunas de sus mezclas. Es importante recordar que el Plasmasol solo es capaz de generar plasma a determinadas presiones particulaes para cada gas y mezcla de gases; y solo se puede evaluar la composición del gas anular y su presión cuando se genera plasma. Las presiones a las que esto se consigue se muestran en la siguiente Figura 3-13.

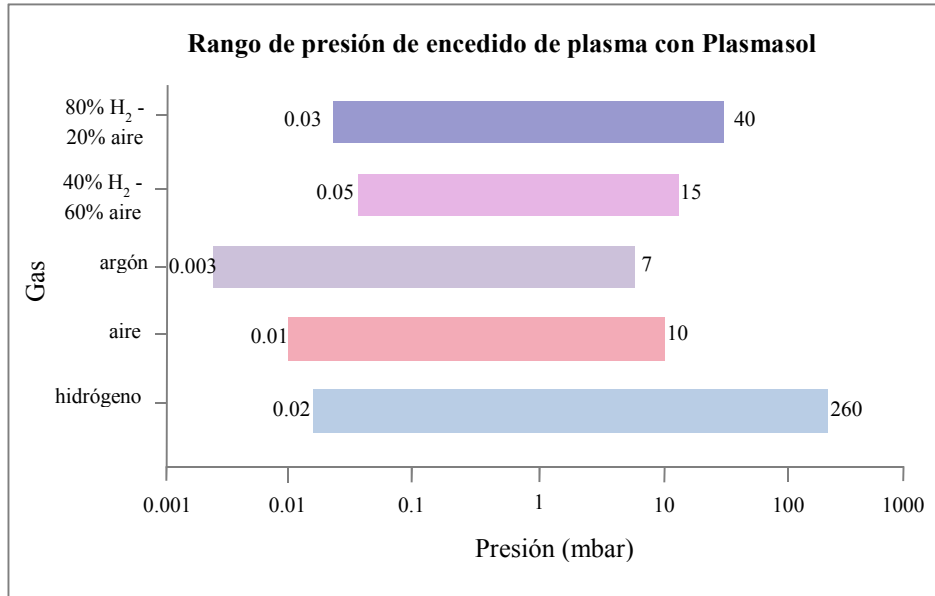


Figura 3-13. Rangos de presión de encendido de plasma con Plasmasol.

Además de evaluar los rangos de presión a los que se consigue generar el plasma, se caracterizaron los espectros de emisión de los gases anteriormente mencionados a las presiones más relevantes. Se escogieron estos gases por ser aquellos cuya presencia es más probable, según se vió en la sección 0, dando lugar a las curvas características de cada gas a ciertas presiones. En la Figura 3-14 se muestra el perfil de los espectros obtenidos para argón a diferentes presiones. Se puede observar cómo el argón se caracteriza por sus picos a 750 y 763 nm.

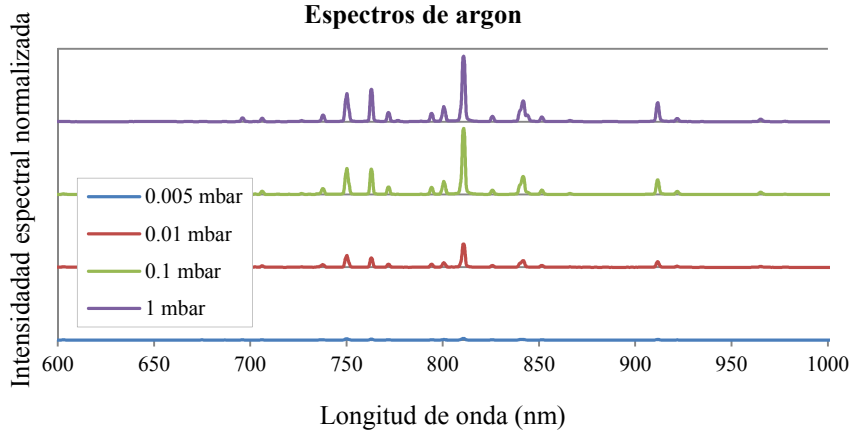


Figura 3-14. Espectros de emisión de argón a diferentes presiones.

En la Figura 3-15 se muestra los espectros de la mezcla 80% hidrógeno – 20 % aire. En este caso el hidrógeno se identifica por los picos en 656 nm (H_{α}) y 486 nm (H_{β}). El nitrógeno está dominado por picos en 330 (N_{sps}) y 762 nm (N_{fps}). Se puede observar cómo los elementos que componen el gas son identificados fácilmente.

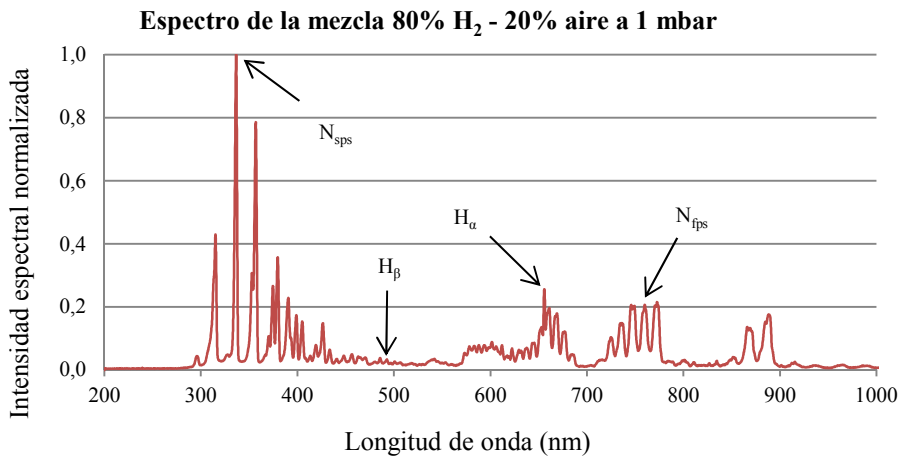


Figura 3-15. Espectro de emisión de la mezcla 80% hidrógeno – 20 % aire a 1 mbar.

Además, se observa que la intensidad de los picos incrementa con la presión. Este hecho se utiliza para obtener relaciones entre la intensidad de los picos, a partir de los cuales se puede conocer de forma aproximada la presión a la que se encuentra el gas anular. En la Figura 3-16 se muestran las proporciones de los picos característicos para determinar la presión en el caso de hidrógeno y argón cuando son el único gas presente en el espacio anular. Estas proporciones se obtienen de forma empírica.

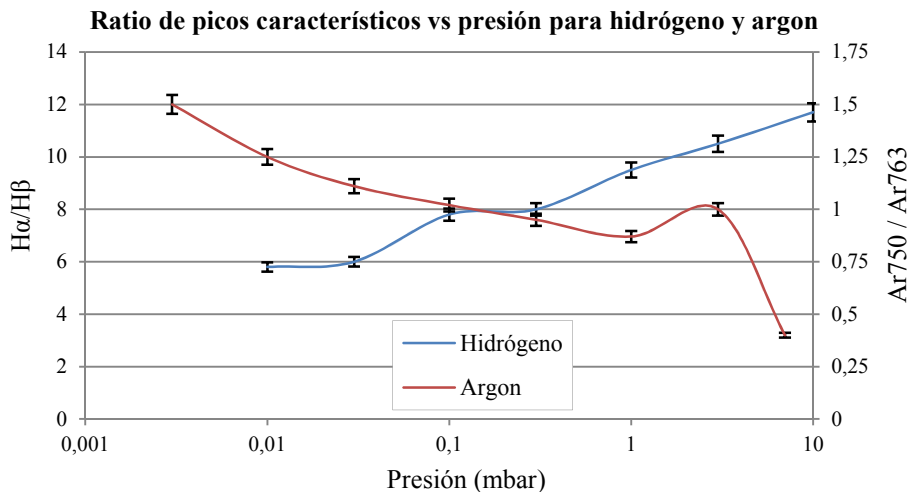


Figura 3-16. Relación de los picos característicos para hidrógeno y argón a diferentes presiones.

3.3 Thermohook

El sistema Thermohook [P3] (Figura 3-17) es un equipo portátil que permite la evaluación simultánea de la temperatura superficial de los tubos de vidrio y absorbedor de los receptores instalados en campo [95]. El instrumento consiste en una pértiga y un cabezal de medida que se une al extremo de la pértiga mediante una junta rotatoria. El cabezal incorpora los sensores de medida y se coloca sobre un receptor para realizar la evaluación. Cuando el receptor se encuentra en seguimiento solar, el flujo solar se concentra sobre el mismo, alcanzando temperaturas muy altas que podrían quemar o dañar la carcasa del equipo o su electrónica. Por este motivo, las medidas han de realizarse con el receptor en seguimiento desfasado o bien con el

colector abatido.

El principio de funcionamiento se basa en la evaluación simultánea e independiente de la radiación electromagnética emitida por los tubos interior y exterior del receptor. Para ello se usan fotodiodos y termopilas en longitudes de onda apropiadas para la medida de la radiación emitida por el absorbedor (inferior a $3.5 \mu\text{m}$) y por el tubo de vidrio (superior a $4 \mu\text{m}$) [95], [P3]. Además, los ángulos de vision de los sensores están limitados mediante piezas mecánicas. Esto se utiliza para limitar el campo de vision al absorbedor y al tubo de vidrio, evitando la radiación reflejada por otros objetos.

El rango de temperatura en el que puede medir el equipo es $150\text{-}550 \text{ }^\circ\text{C}$ para el tubo absorbedor y $20\text{-}150 \text{ }^\circ\text{C}$ para el tubo de vidrio.



Figura 3-17. Operario evaluando un tubo receptor con el ThermoHook [95].

3.3.1 Incertidumbre de la medida

El dispositivo presenta una incertidumbre expandida de 1.2 % y 0.3 % para las temperaturas del tubo de vidrio y absorbedor, respectivamente, con un nivel de confianza del 95 % [95].

Para calcular la incertidumbre de la medida, se realizan 300 evaluaciones sobre un tubo aislado a una temperatura del absorbedor de $400 \text{ }^\circ\text{C}$, controlada por el banco de ensayos descrito en [52]. El test se realiza en el interior de un laboratorio a

temperatura ambiente. Las temperaturas tomadas como referencia, tanto del tubo absorbedor como del tubo de vidrio, se registran con termopares tipo-K. Las temperaturas resultantes con las medidas del Thermohook se caracterizaron mediante distribuciones normales, obteniendo como valor medio y desviación estándar 398.3 °C y 0.2 °C para el tubo absorbedor, y 69.5 °C y 0.4 °C para el tubo de vidrio. Por tanto, la incertidumbre tipo-A se define como:

$$u_{A,outer} = 0.4 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (3-8)$$

$$u_{A,inner} = 0.2 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (3-9)$$

La incertidumbre tipo B se calcula a partir de la incertidumbre de los termopares usados como referencia. Este valor era de $\pm 0.1\% + 1^{\circ}\text{C}$ (valor absoluto) con un nivel de confianza del 95% ($k=2$). Por tanto, la incertidumbre tipo-B se define como:

$$u_{B,outer} = 0.5 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (3-10)$$

$$u_{B,inner} = 0.7 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (3-11)$$

La incertidumbre estándar combinada (u_c) se calcula como:

$$u_{C,outer} = \sqrt{u_{A,outer}^2 + u_{B,outer}^2} = 0.6 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (3-12)$$

$$u_{C,inner} = \sqrt{u_{A,inner}^2 + u_{B,inner}^2} = 0.7 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (3-13)$$

Según estos resultados, la incertidumbre expandida expresada con un nivel de confianza del 95% ($k=2$) es:

$$u_{outer} = 1.2 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (3-14)$$

$$u_{inner} = 1.4 \text{ }^{\circ}\text{C} \quad (3-15)$$

En términos relativos, esto significa una incertidumbre expandida del 1.7% para el tubo de vidrio exterior y del 0.4% para el tubo absorbedor interior (nivel de confianza del 95%).

3.4 Cámara termográfica

La cámara termográfica utilizada corresponde al modelo Flir Systems Thermacam P25 (Figura 3-18) [96]. Presenta un rango espectral de evaluación de 7.5-13 μm , con una resolución espacial (IFOV) de 1.3 mrad y una incertidumbre en la medida de ± 2 $^{\circ}\text{C}$.

Se ha seleccionado esta cámara porque es un modelo portátil y ligero que permite trabajar con ella en campo solar de forma cómoda. Además presenta un valor aceptable en la calidad de su medida.



Figura 3-18. Cámara termográfica ThermCam P25.

4 EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DEL ENSUCIAMIENTO³

EL objetivo de este capítulo es el estudio experimental del ensuciamiento que sufren los tubos receptores en campo durante su operación habitual. Esta evaluación se realiza en una planta comercial de 50 MW perteneciente a Abengoa y ubicada en Sanlúcar la Mayor (Sevilla).

Para llevar a cabo dicha evaluación se desarrolla una metodología específica que se describe en la sección 4.1. Dicho procedimiento se aplica durante dos campañas de evaluación ejecutadas en momentos del año con condiciones atmosféricas opuestas. La primera campaña de evaluación se realiza desde el día 20 de noviembre al 16 de diciembre de 2012, en una época caracterizada por las lluvias frecuentes y por la ausencia de limpieza artificial. La segunda campaña de medidas se lleva a cabo en verano, desde el día 3 al 25 de Junio de 2013, durante un periodo caracterizado por la escasez de lluvias y en el que se aplica limpieza artificial.

Además del objetivo descrito, también se compara la eficacia del método de limpieza artificial con camiones frente a una limpieza manual de los tubos receptores.

4.1 Procedimiento

Los colectores en la planta objeto de estudio presentan una orientación norte-sur. Según se vió en el análisis del estado del arte (sección 2.3.1), es muy probable que los colectores presenten ensuciamiento de distinta intensidad en función de su exposición a los agentes externos. Por ejemplo, los colectores perimetrales se verán más afectados por la circulación de vehículos en los caminos exteriores o por las

³ La información que se expone en esta sección ha sido objeto de publicación mediante artículo científico [A1].

partículas que el viento arrastra desde los campos anexos a la planta solar, etc. Además, en las zonas con mayor humedad, como ocurre en el entorno de la torre de refrigeración, será más probable que se de el fenómeno de cementación de la suciedad sobre la cubierta de los tubos, repercutiendo sobre su ensuciamiento. Por este motivo, los colectores se han clasificado en cuatro grupos en función de su ubicación en el campo solar:

- Colectores este y oeste: son aquellos localizados en las aristas del perímetro del campo solar que dan al este o al oeste. Los colectores de este grupo son los que presentan una mayor exposición a los agentes externos, puesto que se enfrentan a los caminos externos y al campo abierto a lo largo de toda su longitud.
- Colectores norte y sur: son aquellos que están localizados en las aristas del perímetro del campo solar que dan al norte o al sur. Los colectores de este grupo sólo presenta exposición a caminos externos y al exterior del campo solar a través de uno de sus extremos. Por tanto, se espera que presenten un nivel de ensuciamiento intermedio entre los colectores interiores y los perimetrales este/oeste.
- Colectores interiores: son todos aquellos colectores que ocupan posiciones interiores del campo solar y, por tanto, se encuentran protegidos por el resto de colectores ante los agentes externos que proceden del exterior del campo solar.
- Colectores alrededor de las torres de refrigeración: como su propio nombre indica, este grupo está integrado por todos aquellos colectores ubicados en el entorno de las torres de refrigeración.

El plano de ubicación de los colectores se muestra en la siguiente Figura 4-1:

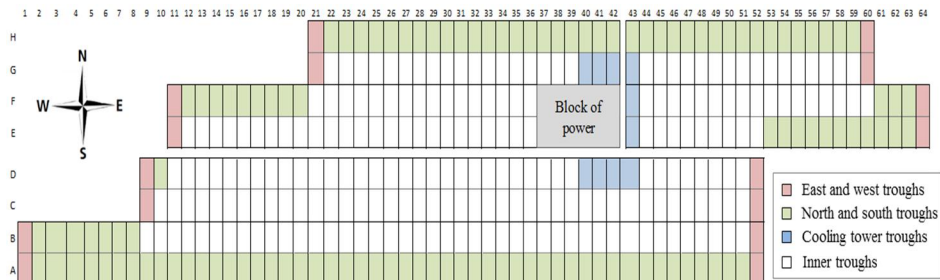


Figura 4-1. Plano de la composición de colectores en la planta solar.

El campo solar de la planta objeto de estudio se compone de un total de 368 colectores de los cuales 16 son colectores este u oeste, 119 son norte o sur, 10 están ubicados en torno a la torre de refrigeración y los 223 restantes son colectores interiores. Estos colectores son del tipo Eurotrough y contienen 36 tubos receptores cada uno. Todos los tubos son PTR70 de Schott, si bien se combinan receptores de diferentes generaciones del producto.

Para realizar la evaluación del ensuciamiento, por motivos de logística y accesibilidad al campo solar, sólo se pudieron evaluar 7 colectores. Estos colectores se seleccionaron entre los 4 grupos previamente diferenciados de acuerdo al volumen de los mismos y fueron los siguientes:

- Colectores este u oeste: A59 y H43.
- Colectores norte o sur: A9.
- Colectores que rodean la isla de potencia: D43
- Colectores interiores: B39, E15, C25.

Cada colector se caracterizó a partir de la evaluación de 2 tubos, escogidos con los siguientes criterios:

- Concentricidad correcta para el uso del Mini Incus.
- Separados entre sí por al menos 12 tubos receptores.
- Pertenecientes a la primera generación de tubos Schott.

En cada uno de los 2 tubos escogidos, se evaluó la transmisividad de su cubierta de vidrio y la absorptividad del absorbedor realizando una medida con el Mini Incus en dos puntos del receptor separados al menos 2 metros entre ellos (Figura 4-2). Estos 2 puntos se marcaron con una cinta adhesiva de forma que las medidas siempre fuesen tomadas en los mismos puntos.

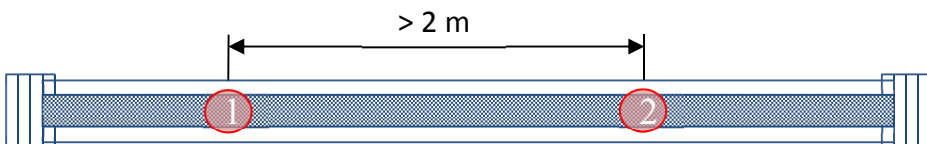


Figura 4-2. Puntos evaluados en cada tubo receptor.

Para tomar las medidas, la superficie del vidrio debe estar completamente seca. La presencia de gotas de agua puede absorber o dispersar los haces de luz que emite el equipo Mini Incus durante la ejecución de las medidas.

Una vez que se han evaluado los 2 puntos (i) de un receptor, se obtiene un único valor de transmisividad y absorptividad para dicho tubo (τ_j y α_j) como un promedio de ambas medidas:

$$\tau_j = \sum_{i=1}^{n_i} \frac{\tau_{j,i}}{n_i} \quad \forall i \in j \quad (4-1)$$

$$\alpha_j = \sum_{i=1}^{n_i} \frac{\alpha_{j,i}}{n_i} \quad \forall i \in j \quad (4-2)$$

donde $\tau_{j,i}$ y $\alpha_{j,i}$ son la transmisividad y absorptividad en el punto i del tubo j , y n_i es el número de puntos evaluados en un tubo (que en este caso fueron 2).

Los valores de transmisividad y absorptividad de cada colector (τ_k y α_k) también se calculan como un promedio de sus 2 tubos evaluados, de esta forma:

$$\tau_k = \sum_{j=1}^{n_j} \frac{\tau_{k,j}}{n_j} \quad \forall j \in k \quad (4-3)$$

$$\alpha_k = \sum_{j=1}^{n_j} \frac{\alpha_{k,j}}{n_j} \quad \forall j \in k \quad (4-4)$$

donde $\tau_{k,j}$ y $\alpha_{k,j}$ son la transmisividad y absorptividad del tubo j perteneciente al colector k , y n_j es el número de tubos evaluados en cada colector (que en este caso fueron 2).

De la misma forma, los valores de transmisividad y absorptividad para cada grupo (m) de colectores (τ_m y α_m) se obtuvieron promediando entre los colectores evaluados de cada tipo:

$$\tau_m = \sum_{k=1}^{n_k} \frac{\tau_k}{n_k} \quad \forall k \in m \quad (4-5)$$

$$\alpha_m = \sum_{k=1}^{n_k} \frac{\alpha_k}{n_k} \quad \forall k \in m \quad (4-6)$$

donde τ_k y α_k son la transmisividad y absortividad de los colectores evaluados k que pertenecen al grupo m , y n_k es el número de colectores evaluados del tipo m .

A partir de las evaluaciones de los colectores mencionados, se obtuvo un único valor de la transmisividad y absortividad indicativa del campo solar. Estos valores se denominaron transmisividad y absortividad globales de planta (τ_{GP} y α_{GP} respectivamente) y son los que se utilizan desde la dirección de la planta para analizar las prestaciones del campo solar y establecer una estrategia de limpieza determinada. Estos valores se calculan como una media ponderada a partir de la transmisividad y absortividad de cada tipo de colector evaluado:

$$\tau_{GP} = \sum_{m=1}^{n_m} \frac{n_m \tau_m}{n_m} \quad (4-7)$$

$$\alpha_{GP} = \sum_{m=1}^{n_m} \frac{n_m \alpha_m}{n_m} \quad (4-8)$$

Donde τ_m y α_m son la transmisividad y absortividad del grupo de colectores m , y n_m es el número de colectores del grupo m que hay en el campo solar.

Siguiendo el procedimiento descrito, se realizaron dos campañas de evaluación en dos estaciones puestas del año: otoño y verano.

La campaña de otoño se desarrolló desde el día 20 de noviembre hasta el 16 de diciembre de 2012, realizando medidas cada 2-3 días. Durante este periodo, las lluvias fueron frecuentes y por tanto no se aplicó limpieza artificial.

La campaña de verano se desarrolló entre los días 3 y 25 de junio de 2013 realizando medidas cada 1-2 días. Durante este periodo sólo llovió un día y se realizaron dos ciclos de limpieza por dilución entre los días 8 y 10 y entre los días 17 y 19.

Los datos meteorológicos se recogieron de los instrumentos propios instalados en la planta solar y de la estación meteorológica de Sanlúcar la Mayor (Sevilla) [103], perteneciente a la Consejería de Agricultura, Pesca y Desarrollo Rural de la Junta de Andalucía.

La evaluación de la limpieza a mano se realizó el día 11 de la campaña de verano, el día siguiente a la finalización del primer ciclo de limpieza. Para ello se escogieron 2 tubos receptores del colector B40. En cada uno de los tubos, se seleccionan 2 puntos que se evaluaron antes y después de la limpieza manual. Esta limpieza consiste en la aplicación del siguiente procedimiento:

- Se vierte agua corriente sobre la zona a limpiar del tubo receptor.
- Usando servilletas de cocina, se limpia la superficie del tubo arrastrando el papel de arriba hacia abajo en cada una de las dos mitades de la superficie del tubo.
- Esperar a que la superficie se seque completamente antes de realizar las medidas.

4.2 Resultados

4.2.1 Campaña de otoño

Durante los 27 días que duró la campaña, se realizó la evaluación de los tubos en 10 ocasiones. Todas las medidas tomadas durante la campaña se muestran en la sección *Campaña de otoño* del Anexo I: Medidas de la evaluación del ensuciamiento.

Los datos meteorológicos durante el periodo de evaluación se muestran en la siguiente Tabla 4-1. Los días en los que se ejecutaron las medidas aparecen sombreados en gris.

Día de campaña	Temperatura media (°C)	Humedad relativa media (%)	Precipitaciones (L/m ²)	Viento medio (m/s)
1	13.1	92.5	0.2	0.9
2	13.6	98.3	6.4	1.1

3	14.9	91.3	0.0	0.8
4	13.2	94.0	0.2	0.9
5	15.1	88.6	0.0	1.5
6	15.2	89.7	0.0	1.0
7	13.2	90.7	0.2	1.1
8	9.1	75.5	0.0	2.7
9	8.7	75.4	0.0	1.8
10	8.2	75.1	0.0	1.4
11	7.6	89.2	2.4	1.8
12	7.6	70.3	0.0	1.0
13	6.6	69.9	0.0	1.1
14	7.0	74.3	0.0	1.0
15	9.5	86.1	0.0	1.7
16	10.8	82.5	4.2	1.2
17	8.5	93.7	8.0	1.3
18	12.1	98.6	0.0	1.1
19	11.9	95.2	0.2	0.6
20	9.0	85.9	0.2	1.1
21	9.8	88.5	0.0	0.8
22	8.9	89.1	0.2	0.7
23	8.8	92.4	0.2	0.6
24	8.8	94.3	0.2	0.7
25	13.5	95.5	1.4	3.1
26	16.2	98.5	5.8	4.2
27	14.9	97.1	0.0	1.4

Tabla 4-1. Datos meteorológicos durante la campaña de evaluación: 20 de noviembre a 16 de diciembre de 2012. Días de evaluación sombreados.

Se puede observar cómo la temperatura media osciló entre los 7.0 °C y los 16.2 °C,

situándose el valor medio en 11 °C. Fue un periodo de alta humedad relativa con un valor medio del 88%, mínimo del 69.9% y máximo del 98.6%. En cuanto al viento, la velocidad media fue de 1.4 m/s, con valores entre 0.6 m/s y 4.2 m/s.

La transmisividad global de planta osciló durante este periodo entre un 93.8% y un 95.0%, siendo el valor medio igual a 94.4%.

Inicialmente (día 1 de campaña), los tubos presentaban una transmisividad del 94.3% que aumentó hasta el 94.8% el día 3. Este incremento se debió a las precipitaciones de 6.4 L/m² que se dieron en el segundo día de campaña. A partir del tercer día y hasta el décimo, sucedió un periodo sin lluvias ni limpieza artificial, lo que provocó la disminución de la transmisividad en 1 punto hasta alcanzar el 93.8%. Esto supone que el *soiling ratio* promedio en este periodo de 7 días es de 0.14 puntos/día.

El día 11 de la campaña se registraron precipitaciones de 2.4 L/m². Esta lluvia es suficiente para aumentar la transmisividad en 0.2 puntos hasta el 94.0% medido el día 13.

A partir de aquí, viene un periodo de un aumento notable en la transmisividad alcanzando casi el máximo de la campaña. El día 16 se registran unas precipitaciones de 4.2 L/m² que elevan la transmisividad hasta el 94.7%. Seguidamente, el día 17 se registran lluvias de 8 L/m² que elevan la transmisividad hasta el 94.9% evaluada el día 19.

Entre los días 19 y 22 se registra un descenso en la transmisividad de 1 punto, que equivale a un *soiling ratio* elevado de 0.33 puntos/día.

Por último, las lluvias de los días 25 y 26, de 1.4 y 5.8 L/m² respectivamente, elevan la transmisividad global de planta hasta el máximo registrado de 95.0%.

La información descrita anteriormente se presenta de forma gráfica en la Figura 4-3.

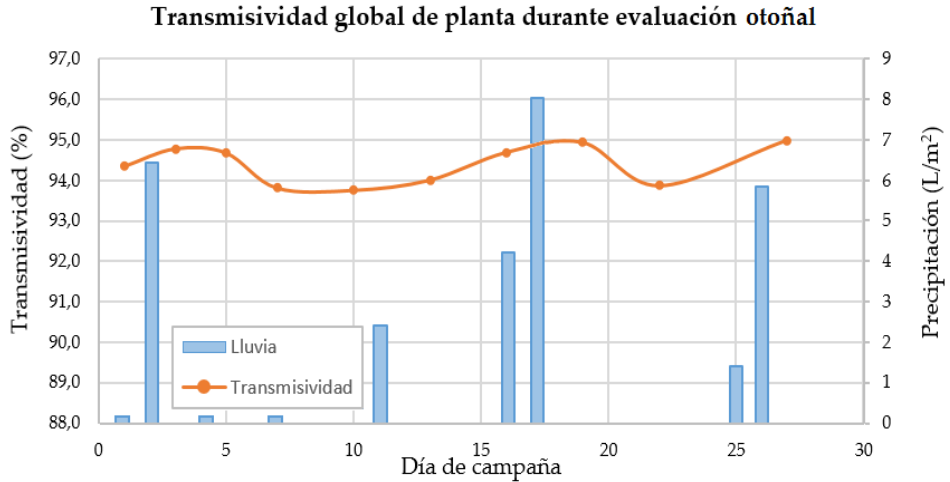


Figura 4-3. Evolución de la transmisividad global de planta durante la campaña de otoño.

A continuación se analiza el ensuciamiento individual de cada grupo de colectores diferenciados en el procedimiento, según se describió en la sección 4.1. La evolución de la transmisividad que presentan los distintos tipos de colectores a lo largo de la campaña se muestra en la Figura 4-4.

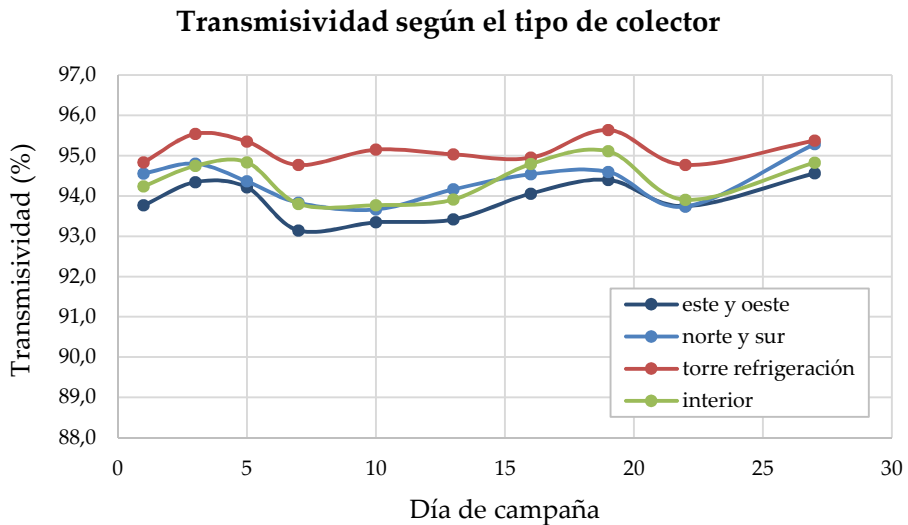


Figura 4-4. Evolución de la transmisividad en otoño en función del tipo de colector.

En general, todas las medidas de transmisividad se encuentran entre el 93.1% y el 95.6%. Sin embargo, se aprecian diferencias notables entre los distintos grupos de colectores.

Por un lado, el colector evaluado en el entorno de la torre de refrigeración es el que presenta una transmisividad más alta, con un valor medio del 95.1% durante el periodo de evaluación. Sus valores oscilan entre un mínimo del 94.8% y un máximo del 95.6%.

Por otro lado, los colectores que presentan un mayor ensuciamiento son los ubicados en el este y oeste que, como ya se ha mencionado, están expuestos al exterior del campo solar en toda su longitud. En este caso el valor medio del colector evaluado es del 93.9%, con un mínimo del 93.1% y un máximo del 94.6%.

En cuanto a los colectores interiores y norte/sur, se obtuvo una tendencia de ensuciamiento muy similar. En ambos casos, la transmisividad media durante el periodo de evaluación fue del 94.4%. En el caso de los colectores ubicados en el perímetro norte o sur, los valores oscilan entre un 93.7% y un 95.3%, mientras que en el caso de los colectores interiores, sus valores oscilan entre el 93.8% y 95.1%.

Como se describía en el procedimiento de la evaluación, además de la transmisividad se evaluó la absorptividad del tubo absorbedor. En este caso, se obtuvo un valor promedio de la absorptividad global de planta del 96.6%. Como es lógico, se obtuvieron unos valores muy regulares con un mínimo de 96.4% y un máximo de 96.7%.

Los resultados de reflectividad del tubo interior durante la campaña de evaluación se muestran en la Figura 4-5.

Reflectividad global de planta durante la evaluación otoñal

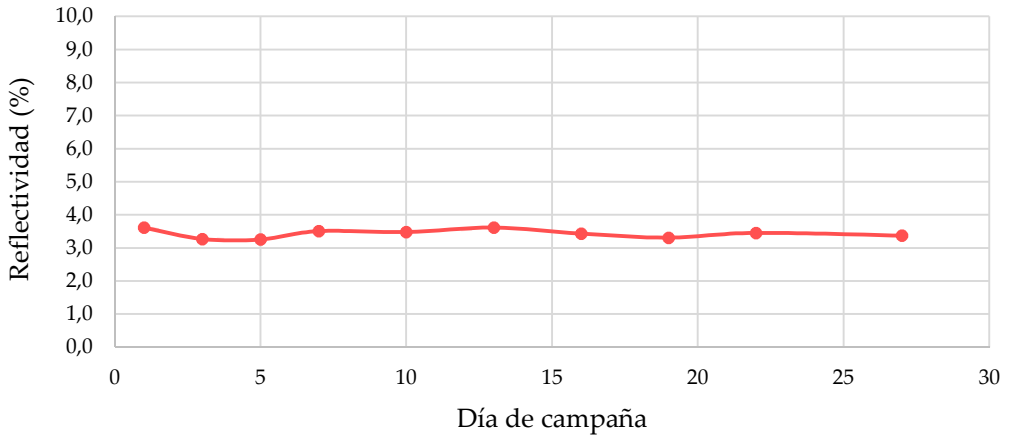


Figura 4-5. Evolución de la reflectividad del conjunto de colectores de la planta (reflectividad global) durante la campaña de evaluación otoñal.

4.2.2 Campaña de verano

La campaña de evaluación realizada en verano tuvo una duración de 23 días a lo largo de los cuales los tubos receptores fueron evaluados en 14 ocasiones. Todas las medidas registradas se recogen en la sección *Campaña de verano* del Anexo I: Medidas de la evaluación del ensuciamiento.

Los datos meteorológicos durante el periodo de evaluación se muestran en la siguiente Tabla 4-2. Los días en los que se ejecutaron las medidas aparecen sombreados en gris.

Día de campaña	Temperatura media (°C)	Humedad relativa media (%)	Precipitaciones (L/m ²)	Viento medio (m/s)
1	22.6	43.9	0.0	1.2
2	23.2	44.0	0.0	1.3
3	20.3	65.9	0.0	1.9

4	18.3	67.6	0.0	2.3
5	17.5	61.9	0.0	2.0
6	16.0	68.6	0.0	1.9
7	17.2	69.0	0.0	1.9
8	19.5	66.7	0.0	1.5
9	21.9	56.9	0.0	1.0
10	25.4	52.8	0.0	1.0
11	27.2	51.5	0.0	1.2
12	26.9	46.2	0.0	1.2
13	26.0	36.0	0.0	1.2
14	25.2	41.5	0.0	1.3
15	20.6	54.8	0.0	2.2
16	18.0	65.4	1.8	2.4
17	19.6	61.5	0.0	1.5
18	22.1	54.7	0.0	1.2
19	23.6	50.1	0.0	1.2
20	26.5	39.7	0.0	1.2
21	27.3	39.0	0.0	1.0
22	28.4	36.8	0.0	1.5
23	27.8	41.6	0.0	1.5

Tabla 4-2. Datos meteorológicos durante la campaña de evaluación: del 3 al 25 de junio de 2013. Días de evaluación sombreados.

Se puede observar cómo la temperatura media osciló entre los 16.0°C y los 28.4 °C, situándose el valor medio en 23 °C. Fue un periodo de una moderada humedad relativa con un valor medio del 53%, mínimo del 36.0% y máximo del 69.0%. En cuanto al viento, la velocidad media fue de 1.5 m/s, con valores de entre 1.0 m/s y 2.4 m/s.

Durante el periodo de evaluación se registraron precipitaciones un día y además se aplicaron dos ciclos de limpieza completos. Los ciclos de limpieza tuvieron una duración de 3 días y se aplicó el método de limpieza por dilución. Este método se

lleva a cabo con un camión de limpieza y consiste en el lanzamiento de agua sobre los espejos concentradores y sobre los tubos receptores al mismo tiempo. La velocidad de limpieza es de 9.6 colectores/hora y el consumo de agua es de 0.28 m³/colector. La limpieza de los tubos receptores se realiza sin contacto, mediante unas boquillas que apuntan a los receptores, y respetando las indicaciones del fabricante para la conservación del *coating* antireflectivo del tubo de vidrio.

Durante los 23 días de monitorización, la transmisividad global de planta se mantuvo entre el 92.7% y el 95.0%, siendo el valor medio durante este periodo de 94.0%. La evolución de la transmisividad junto con las precipitaciones y limpieza aplicada se muestra en la Figura 4-6.

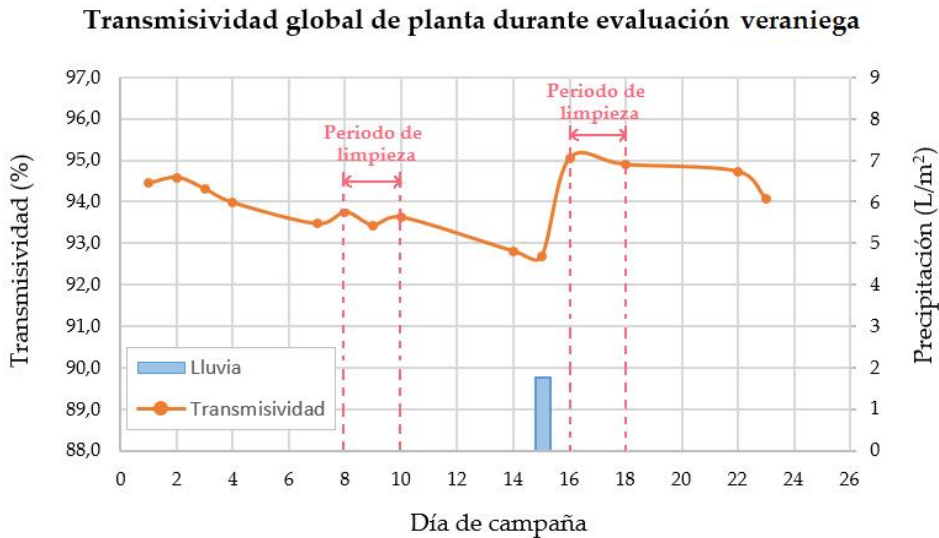


Figura 4-6. Evolución de la transmisividad global de planta durante la campaña de verano.

Al inicio de la campaña, la transmisividad de la planta se encuentra a un nivel del 94.4% y, en general, va decreciendo de forma progresiva hasta el día 7 de campaña. Este día se registró una transmisividad del 93.5%. Esto supone un ritmo de ensuciamiento de 0.15 puntos/día.

Desde el día 8 y hasta el día 10, en la planta se realiza la limpieza por dilución de todos los colectores. Durante este periodo, la transmisividad oscila entre 93.4% y

93.8%. El día 10 tras finalizar la limpieza de los sectores del campo restantes, la transmisividad de la planta era del 93.6%.

Al día 10 le sucede un periodo de 5 días sin limpieza ni lluvia, disminuyendo la transmisividad de forma progresiva hasta alcanzar el mínimo registrado en todo el periodo de evaluación: 92.7%. Esto significa un ritmo de ensuciamiento de 0.18 puntos/día.

En la noche que sigue a la evaluación del día 15 se registran precipitaciones de 1.8 L/m². Tras estas lluvias, la transmisividad de la planta alcanza su valor máximo en en el periodo de evaluación: 95.0%.

Durante los siguientes 7 días no se aplicó ningún tipo de limpieza ni se registraron precipitaciones. La transmisividad experimentó una disminución progresiva hasta el 93.3% registrado el día 23 de campaña. El ritmo de ensuciamiento medio durante estos 7 días fue de 0.24 puntos/día.

A continuación se analiza el ensuciamiento que experimenta cada uno de los grupos de colectores diferenciados. Los resultados se muestran gráficamente en la Figura 4-7. Como ocurría con los resultados obtenidos en la campaña de otoño, el colector perteneciente al sector de la torre de refrigeración es el que presenta mayores valores de transmisividad, de forma destacada sobre el resto. Su transmisividad está en un rango entre el 94.0% y el 96.0%, siendo el valor medio de 95.1%.

Los colectores ubicados en el perímetro este u oeste del campo solar vuelven a destacarse por su baja transmisividad respecto al resto de grupos. En este caso, el valor medio durante la campaña fue de 92.5% con un mínimo de 89.6% y un máximo de 95.0%.

Los colectores interiores junto con los ubicados en el norte o sur vuelven a mostrar similitud en la evolución de su transmisividad. En el primer caso, los colectores trabajan durante el periodo evaluado con un valor medio del 94.1% frente al 94.0% del segundo caso. La transmisividad de los colectores interiores presenta un mínimo en 92.9% y un máximo en 95.0%, mientras que los norte y sur están entre 93.3% y 95.1%.

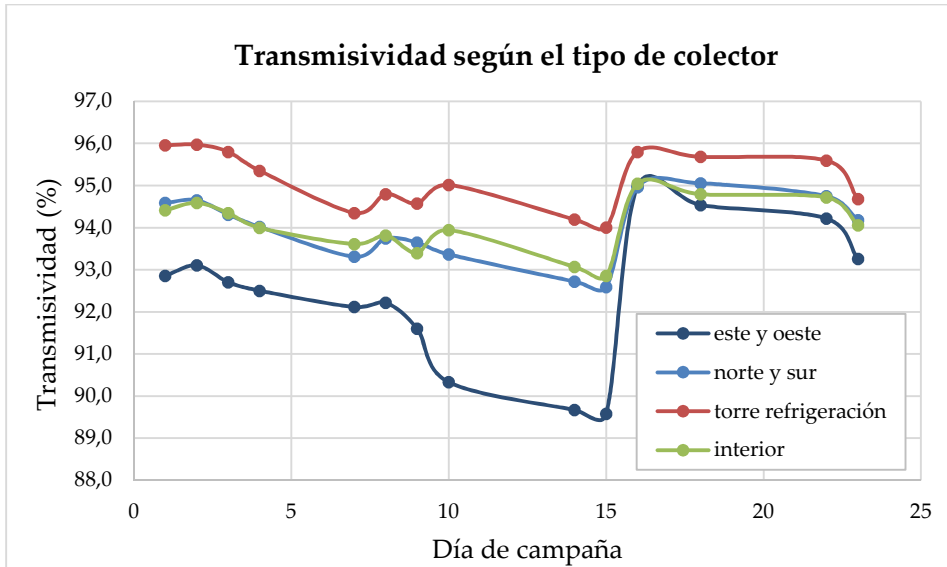


Figura 4-7. Evolución de la transmisividad en verano en función del tipo de colector.

El resultado de la evaluación de la reflectividad de los tubos receptores durante el periodo de evaluación se muestra en la Figura 4-8.

En este caso, se obtuvo un valor de absorptividad muy regular a lo largo de los 23 días de evaluación, siendo el valor medio de 96.6% con mínimos del 96.5% y máximos del 96.8%.

Reflectividad global de planta durante la evaluación veraniega

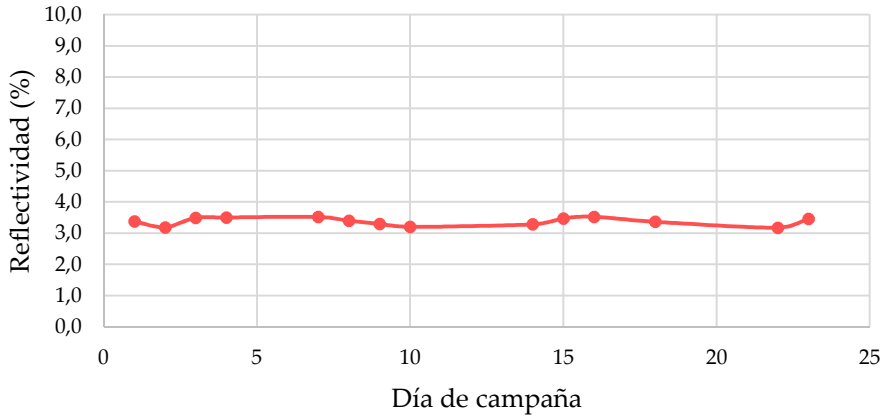


Figura 4-8. Evolución de la reflectividad global de planta de los tubos receptores durante la campaña de verano.

En cuanto a la evaluación de la limpieza a mano, en la Figura 4-9 se muestran dos imágenes muy gráficas para entender las diferencias entre la limpieza por dilución y la limpieza a mano.



Figura 4-9. (a) tubo receptor tras limpieza por dilución; (b) dos de las zonas seleccionadas tras aplicar la limpieza a mano en contraste con la superficie del tubo tras limpieza por dilución.

En la imagen de la Figura 4-9(a) se muestra el estado de un tubo receptor tras la limpieza artificial por dilución. Como se puede observar a simple vista, el tubo presenta suciedad notable. En la imagen de la Figura 4-9(b) se muestra uno de los tubos sobre los que se ha aplicado la limpieza manual. Las dos zonas que se diferencian sin suciedad son aquellas sobre las que se ha aplicado la limpieza manual, en contraste con el resto de la superficie del tubo sobre las que se ha aplicado limpieza artificial por dilución.

Las medidas de transmisividad tomadas tras limpieza artificial y tras limpieza a mano sobre los dos tubos seleccionados se muestran en la siguiente Tabla 4-3.

Método	Tubo 10			Tubo 21		
	Punto 1	Punto 2	Promedio	Punto 1	Punto 2	Promedio
Transmisividad (%, tras limpieza artificial)	93.8	93.5	93.7	92.6	92.5	92.6
Transmisividad (%, tras limpieza manual)	96.3	96.1	96.2	96.1	95.4	95.8

Tabla 4-3. Valores de transmisividad en 2 tubos del colector B40 tras limpieza artificial y tras limpieza manual.

Como se puede observar, la transmisividad mejoró 2.5 puntos en el tubo 10 y 3.2 puntos en el tubo 21, situándose en el entorno de sus valores máximos de acuerdo a las especificaciones técnicas del fabricante para tubos de primera generación.

4.3 Discusión

Durante la campaña de evaluación realizada en otoño, las condiciones meteorológicas se caracterizaron por una temperatura media de 11 °C, una humedad relativa media del 88% y una velocidad del viento media de 1.4 m/s. Además, en este periodo de 27 días se produjeron unas precipitaciones totales de 29.8 L/m².

Las lluvias continuas mantuvieron la transmisividad en niveles estables y con valores estables, que oscilaban de forma suave entre el 93.8% y el 95.0%, siendo el

valor medio de 94.4%. Para contextualizar estos valores, hay que tener en cuenta que, según sus especificaciones técnicas (receptores Schott PTR70 de primera generación), los tubos presentan una transmisividad tras fabricación superior al 96.0%. Sin embargo, hay dos ocasiones puntuales en las que se produce un ensuciamiento muy brusco; la transmisividad cae 0.9 puntos entre los días 5 y 7, y 1.0 puntos entre los días 19 al 22. Ambos intervalos son carentes de lluvias intensas y presentan una alta humedad relativa, lo que puede justificar [36] estos ritmos de ensuciamiento tan elevados de 0.3-0.5 puntos/día.

Durante el periodo de evaluación no se aplica limpieza artificial, siendo la lluvia el único agente que actúa contra el ensuciamiento. Se observa cómo las lluvias intensas limpian y eliminan la suciedad en mayor o menor medida, mientras que las lluvias ligeras de 0.2 L/m² no tienen repercusión alguna (Figura 4-3). Estos resultados superficiales son coherentes con lo expuesto en la literatura para los espejos concentradores [40] [45].

En la siguiente Tabla 4-4 se muestra el efecto que las lluvias, exceptuando las de 0.2 L/m², tienen sobre la transmisividad global de la planta.

Transmisividad nominal de la planta: 96.0

Lluvia (L/m ²)	Transmisividad inicial	Incremento de transmisividad
2.4	93.8	0.2
4.2	94.0	0.7
6.4	94.3	0.5
8	94.7	0.2
7.2	93.9	1.1

Tabla 4-4. Incrementos de transmisividad producidos durante la campaña de evaluación.

De la tabla anterior se observa que el incremento de transmisividad que experimentan los tubos no sólo depende de la lluvia sino que también depende, como es lógico, de la transmisividad (ensuciamiento) que tiene el tubo antes de la lluvia. Así, vemos que con una transmisividad del 93.8% solo se necesitaron 2.4 L/m²

para producir un incremento de 0.2 puntos; mientras que para producir ese mismo incremento partiendo de una transmisividad del 94.7% se necesitaron 8 L/m². Por tanto, el incremento de transmisividad que consigue la lluvia es proporcional a su intensidad y al ensuciamiento del tubo.

A partir de los 5 puntos mostrados en la Tabla 4-4, se ha construido la superficie 3-D que mejor describe la relación entre las variables precipitación, transmisividad inicial y transmisividad final, obteniendo la siguiente expresión:

$$\tau_2 = \tau_1 + \frac{95.0 - \tau_1}{7.2} \cdot prec \quad (4-9)$$

Donde τ_1 y τ_2 son la transmisividad inicial y final en tanto por ciento, y $prec$ es la precipitación en L/m².

El error cuadrático medio (E_{cm}) de esta aproximación se expresa como:

$$E_{cm} = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n e_k^2}{n}} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n (\tau_{2,k} - f(\tau_{1,k}, prec_k))^2} \quad (4-10)$$

donde n es el número de puntos experimentales de la superficie (en este caso los 5 puntos de la Tabla 4-4) y $f(\tau_1, prec)$ es la función aproximada de la Ecuación (4-9).

De esta forma se obtiene un error cuadrático medio de 0.1. Por tanto, se considera que la (4-9) representa de forma bastante aceptable la relación entre precipitación, transmisividad inicial y final en el rango de valores dados durante la campaña.

La (4-9) se representa gráficamente como una superficie tridimensional en la siguiente Figura 4-10.

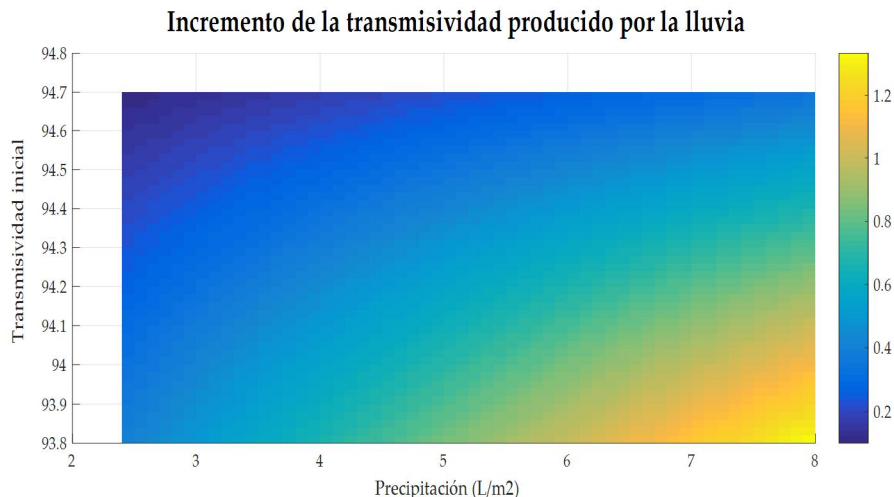


Figura 4-10. Incremento de la transmisividad producido por la lluvia.

En cuanto a la campaña de evaluación realizada en verano, las condiciones meteorológicas se caracterizaron por una temperatura media de 23 °C, una humedad relativa media del 53% y una velocidad del viento media de 1.5 m/s. Además, en este periodo de 23 días se produjo la precipitación en un día de 1.8 L/m² y se aplicaron dos ciclos de limpieza por dilución.

En este periodo, la transmisividad global de planta se mantuvo en un rango entre el 92.7% y el 95.0%, siendo el valor medio de 94.0%, 0.4 puntos inferior al periodo otoñal.

Además, durante la evaluación de junio se pueden apreciar varias características. La primera es que las 3 etapas en las que no ocurren precipitaciones ni limpieza artificial presentan ritmos de ensuciamiento muy similares como se muestra en la siguiente Tabla 4-5:

	Días 1 al 7	Días 10 al 15	Días 18 al 23
Ritmo de ensuciamiento (puntos/día)	0.15	0.18	0.16

Tabla 4-5. Ritmo de ensuciamiento de los tubos receptores en junio 2013 en etapas sin lluvia ni limpieza.

Estos ritmos de ensuciamiento son muy inferiores a los característicos del otoño de 0.3-0.5 puntos/día, lo cual se puede justificar por la diferencia de humedad entre ambos periodos: 88% en otoño frente al 53% en verano.

La segunda característica apreciable en la campaña de verano es que la lluvia es más efectiva que en invierno, puesto que el día 15 de campaña se consigue pasar de una transmisividad global de planta del 92.7% a una del 95.0% con unas precipitaciones de 1.8 L/m². La justificación de este hecho está en línea con la carencia de la humedad característica del otoño. Como se describe en la literatura [36], la humedad actúa como un adhesivo la suciedad sobre la superficie de vidrio, siendo mucho más costoso que en verano.

La tercera y última conclusión que se puede extraer de la campaña de medidas realizadas en verano es relativa a la limpieza artificial. Como se puede observar en la Figura 4-6, la limpieza por dilución no produce mejora de la transmisividad sino que la mantiene disminuyendo el ritmo de ensuciamiento, como se pone de manifiesto en la siguiente Tabla 4-6:

	Limpeza 1 Días 8 al 10	Limpeza 2 Días 16 al 18
Ritmo de ensuciamiento (puntos/día)	0.10	0.05

Tabla 4-6. Ritmo de ensuciamiento durante los ciclos de limpieza en la evaluación de verano.

Para entender este resultado, hay que comprender el proceso de limpieza. Este proceso tiene una duración de 2-3 días en la planta bajo estudio. Debido a la extensión del campo solar, éste se divide en sectores y cada uno se limpia en días diferentes. La limpieza aplicada se denomina “por dilución”, y como ya se ha mencionado antes consiste en el vertido de agua desde un camión tanto sobre los espejos como sobre los tubos. La velocidad de limpieza es de 9.6 colectores/hora y la cantidad de agua usada es de 0.28 m³/colector. Frente a este método, existe otro más eficaz que se denomina “por cepillado”, aunque el cepillado sólo afecta a los espejos concentradores. En ese caso, el camión incluye unos cepillos rotatorios con cerdas de polietileno para los espejos y unas boquillas específicas orientadas hacia los tubos receptores. El ritmo de limpieza por cepillado es la mitad que por dilución y se usa

un 20% más de agua. La tecnología para limpiar los tubos receptores es similar pero con el camión de cepillado se invierte el doble de tiempo y una mayor cantidad de agua, resultando más efectivo. Puesto que el campo solar está sobredimensionado en diseño, es habitual que se pueda operar al 100% de la carga nominal de la planta sin tener una limpieza óptima. Esta es la razón por la que se recurre a la limpieza por dilución con asiduidad para mantener el estado del campo en buenas condiciones, aplicando la limpieza por cepillado cuando se desean recuperar los valores de transmisividad de los tubos y reflectividad de los espejos incurriendo en un mayor coste de recursos.

Sobre la limpieza queda comentar los resultados obtenidos mediante la limpieza manual ejecutada tras la limpieza artificial. En los 2 tubos bajo test se consigue aumentar la transmisividad 2.5 y 3.2 puntos respectivamente, situándose en el entorno de su valor nominal. Por tanto, queda comprobada la poca efectividad que tiene la limpieza por dilución sobre los tubos. La limpieza manual o por contacto, sin embargo, presenta el inconveniente de incumplir las instrucciones del fabricante para conservar el *coating* antireflejante del tubo. Estas instrucciones obligan a la limpieza del tubo sin contacto a una distancia mínima de 40 cm y con una presión de agua inferior a 20 bar.

Por otro lado, es interesante observar las diferencias entre el ensuciamiento experimentado por los grupos de colectores diferenciados tanto en otoño como en verano.

En ambos periodos se observa cómo el colector escogido en el entorno de la torre de refrigeración es el más limpio. Esto se puede deber a que, a pesar de estar probablemente en un ambiente más húmedo, los caminos que rodean el colector seleccionado están pavimentados y anexo a él está todo el bloque de potencia y edificios centrales cuya superficie también está construida o pavimentada. En este colector se alcanza el valor máximo de transmisividad durante la campaña de verano, al comienzo y tras las lluvias del día 15.

En situación opuesta se encuentra el colector oeste seleccionado. Como era de esperar este colector es el más vulnerable a la suciedad. La diferencia de este colector con el anterior se puede cuantificar en 1-1.5 puntos en otoño y en 2.5-4 puntos en verano. En el caso de la campaña de verano, llama la atención el ensuciamiento brusco que sufre el colector oeste entre los días 9 y 10 (Figura 4-4). De acuerdo a los registros de O&M de la planta, durante estos días se estuvo realizando el reemplazo

de tubos receptores colectores de la zona oeste, con el aumento del trasiego de vehículos que esto conlleva. Esta circunstancia puede justificar el ensuciamiento observado entre estos días.

Por último, aunque se había diferenciado entre colectores interiores y colectores ubicados en los perímetros norte o sur, ambos tipos muestran un comportamiento similar tanto en la campaña de otoño como en la de verano, como se puede observar en las Figura 4-4 y Figura 4-7 respectivamente. Sus curvas de transmisividad evolucionan prácticamente solapándose entre sí y con valores promedios que no difieren en más de 0.1 puntos en ambas campañas de evaluación.

Por último, los resultados de la absorptividad global de planta admiten poca discusión. En ambas evaluaciones se registran valores medios de 96.6%, que son coherentes con la no degradación del *coating* en los tubos receptores evaluados. Para poner en contexto este resultado hay que mencionar que, según las especificaciones técnicas del fabricante, los tubos evaluados han de tener una absorptividad superior al 95.0%. Por tanto, se puede afirmar que el *coating* selectivo estaba en perfecto estado.

4.4 Conclusiones

Se ha evaluado el ensuciamiento que sufren los tubos receptores de una planta comercial de 50 MW, en dos épocas opuestas del año: otoño y verano.

- En otoño, con unos valores medios de temperatura, humedad relativa y velocidad de viento de 11 °C, 88% y 1.4 m/s respectivamente, la transmisividad global de planta se mantuvo en un valor medio del 94.4%, oscilando entre el 93.8% y el 95.0%.
- Se produjeron dos intervalos de 2-3 días sin lluvias con humedad relativa muy alta (89.7 de media en ambos periodos) en los que se produjo un ensuciamiento muy brusco de 0.3-0.5 puntos/día, probablemente por el papel de la humedad en la adherencia de la suciedad.
- Las lluvias intensas (desde 2.4 L/m²) siempre limpian en mayor o menos medida la cubierta de vidrio de los tubos receptores. La limpieza que provocan las lluvias es función tanto de su intensidad como del estado de ensuciamiento del tubo. Se ha obtenido una función que representa esta

limpieza con bastante precisión para el rango de valores registrado en campaña.

- En verano, con unos valores medios de temperatura, humedad relativa y velocidad de viento de 23 °C, 53% y 1.8 m/s respectivamente, la transmisividad global de planta se mantuvo en un valor medio del 94.0%, oscilando entre el 92.7% y el 95.0%.
- Se producen 3 lapsos de 5-6 días sin lluvias y sin limpieza artificial. El ritmo de ensuciamiento en estos intervalos es de 0.15-0.18 puntos/día, muy inferiores a los otoñales.
- Se produce una lluvia de 1.8 L/m², lo que mejora la transmisividad global de planta en 2.3 puntos partiendo del 92.7%. Por tanto, las lluvias en verano (si la atmósfera está limpia) son más efectivas que en invierno debido a que la adhesión de las partículas al vidrio es de menor intensidad.
- Durante la evaluación se aplican 2 ciclos de limpieza por dilución con una duración de 2-3 días. Durante estos ciclos, la transmisividad reduce su ritmo de ensuciamiento prácticamente a la mitad (0.05-0.10 puntos/día), pero no se consigue el aumento de la transmisividad.
- Existen dos tipos de limpieza: por dilución y por cepillado. Las diferencias principales entre ambas tienen que ver con los recursos empleados en tiempo y agua, siendo el cepillado más efectivo. Puesto que el campo solar está sobredimensionado, a menudo se utiliza el método de dilución para mantener el estado del campo solar y puntualmente el de cepillado para mejorarlo.
- Se han limpiado de forma manual 2 tubos receptores tras la limpieza artificial, aumentando su transmisividad en 2.5 y 3.2 puntos respectivamente, situándose en el entorno de su valor nominal.
- Se distinguen 3 tipos de colectores en función de su exposición al ensuciamiento, de mayor a menor: los ubicados en el perímetro este u oeste, los interiores y ubicados en el perímetro norte o sur, y por último, los situados en torno a la isla de potencia. Las diferencias entre los primeros y los últimos se han cuantificado en 1.0-1.5 puntos en los meses de otoño, y en 2.5-4.0 en la campaña de verano.
- Los tubos receptores presentan una absorptividad media del 96.6%, tanto en

la campaña de verano como en la de otoño.

5 EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE LA DEGRADACIÓN ÓPTICA⁴

EL objetivo de este capítulo es la evaluación experimental de la degradación óptica irreversible que sufren tanto la cubierta de vidrio (transmisividad) como el *coating* selectivo (absortividad) de los tubos receptores tras cuatro años de operación.

Como ya se comentó en el Capítulo 2, aunque el vidrio borosilicato ofrece por sí mismo una transmisividad alta, su rendimiento óptico se incrementa típicamente en torno a un 5% mediante un recubrimiento antirreflexivo tanto en su cara interna como externa. Por tanto, la conservación de este recubrimiento, así como del vidrio en sí, es esencial para mantener la transmisividad a su máximo nivel. Sin embargo, cuando un receptor se instala en el campo solar, está expuesto a la interacción con múltiples agentes externos que pueden acelerar su envejecimiento y causar la degradación de su transmisividad. Las partículas de polvo que se depositan sobre el tubo son arrastrados a esta superficie por el viento, el agua o los dispositivos mecánicos de limpieza artificial que consisten en la aplicación de agua a presión sobre los tubos; el ensuciamiento provocado por otros factores externos, etc. Estos procesos externos constituyen ejemplos de interacción con el tubo que pueden causar, a largo plazo, la degradación irreversible de la transmisividad y la pérdida de rendimiento del tubo receptor.

Por otro lado, la absortividad del tubo receptor viene dada por el *coating* selectivo depositado sobre el tubo interior. En consecuencia, la correcta conservación de este *coating* es esencial para mantener la absortividad en su nivel original. Con este propósito, además de para minimizar las pérdidas térmicas, los receptores contienen

⁴ La información que se expone en esta sección ha sido objeto de publicación mediante artículo científico [A2].

una cámara de vacío entre los tubos exterior e interior, creando una atmósfera protectora para el *coating* absorbedor. Sin embargo, los tubos instalados en campo solar están sujetos a temperaturas de hasta 400 °C en régimen operativo, lo cual podría provocar la degradación del *coating* selectivo a largo plazo.

La evolución de las propiedades ópticas de los tubos no es trivial puesto que, como veremos más adelante, los fabricantes garantizan sus valores sólo para un periodo de tiempo determinado y limitado. Por tanto, el análisis del estado de los receptores tras varios años de operación se hace necesario para definir con precisión la proyección del comportamiento de este componente.

Para evaluar la degradación que sufren los tubos receptores tras varios años de operación, se ha desarrollado la metodología específica que se describe en la siguiente sección 5.1.

5.1 Procedimiento

La evaluación descrita en este capítulo se desarrolló mediante una campaña de medidas ejecutada entre los días 1 y 6 de junio de 2014 en una planta comercial de 50 MW, perteneciente a Abengoa y ubicada en Sanlúcar la Mayor (Sevilla). Esta planta, con una capacidad nominal de 50 MWe, comenzó su operación en mayo de 2010. En consecuencia, la evaluación tuvo lugar tras cuatro años de operación comercial, que se considera un periodo de tiempo razonable para valorar la degradación o conservación de las propiedades ópticas de los tubos.

Durante los cuatro años de operación, se han respetado las recomendaciones del fabricante (Figura 5-1) para la correcta conservación del *coating* antireflectivo del tubo de vidrio y, por tanto, de su transmisividad. Estas recomendaciones hacen referencia al método de limpieza más adecuado para los tubos. Las recomendaciones consisten en el uso de agua demineralizada con una dureza inferior a 1 $\mu\text{S}/\text{cm}$ como fluido de limpieza. La presión del agua ha de ser inferior a 20 bar, manteniendo una distancia entre el difusor de agua y el tubo de vidrio superior a los 40 cm, y siendo el ángulo del cono de las boquillas de inyección de agua superior a 25°.

CAUTION It is essential that you adhere to the following requirements regarding washing:			
Distance between pressure nozzle and glass tube	Water pressure	Nozzle angle	Water quality
≥ 400 mm (equals app. ≥16 inches)	≤ 20 bar	> 25°	Demineralised water with a quality of < 1 µS/cm

Table 6: Washing requirements

Please note:

- Do not use a pressure cleaner with a nozzle angle of less than 25°!
- Do not use any cleaning agent in the water! Only demineralised water may be used for cleaning the receivers.
- Do not use brushes or any other mechanical aids for washing!
- The maximum permissible water temperature is 40°C (equals approximately 104°F).

Figura 5-1. Recomendaciones del fabricante para la limpieza de los tubos [13].

En la planta solar bajo estudio, los tubos receptores, al igual que los espejos concentradores, se limpian con una periodicidad de unos 7-10 días mediante sistemas artificiales (camiones de limpieza) que cumplen estas recomendaciones.

Por otro lado, la planta se opera de acuerdo a las especificaciones del fabricante, bajo condiciones consideradas seguras para la conservación del *coating* selectivo absorbedor. Estas condiciones incluyen una temperatura máxima del fluido HTF inferior a 400 °C, un caudal por encima de los 20000 Re y una presión del fluido inferior a 40 bar en su circulación a través del tubo receptor [13].

Por tanto, durante los cuatro años de operación cumplidos hasta la fecha de la evaluación, la planta opera siguiendo las recomendaciones del fabricante para evitar la degradación tanto del *coating* antireflectivo del tubo de vidrio, como del *coating* selectivo.

Partiendo de esta base, se definió una población de 80 tubos a evaluar. El tamaño de la población estuvo limitado por los recursos de personal y tiempo disponibles en una planta comercial como las que nos ocupa.

Para determinar los criterios de selección de los tubos receptores, hay que tener en mente lo siguiente.

Como se comenta en la introducción de este capítulo y se describe en detalle en la sección 2.3.1, el *coating* antirreflectivo del tubo de vidrio puede verse afectado por agentes externos. Por tanto, su exposición al campo abierto y, en definitiva, la posición que ocupan los colectores en el campo solar (perimetrales, interiores, etc) ha de ser considerada a la hora de analizar la posible degradación que sufre la transmisividad de los tubos con el tiempo. Por este motivo, los colectores son clasificados de acuerdo a las cuatro ubicaciones del campo solar definidas en la sección 4.1 del capítulo anterior: colectores este y oeste, colectores norte y sur, colectores interiores y colectores alrededor de la torre de refrigeración. El plano de ubicación de los colectores sobre el campo solar se muestra en la Figura 5-3.

Además, puesto que la temperatura de operación es un factor importante en la conservación de las propiedades del *coating* del absorbedor, parece razonable discriminar los tubos en función de la posición que ocupan en los lazos a los que pertenecen. Según este criterio se definen cuatro grupos distintos: colectores 1, colectores 2, colectores 3 y colectores 4. Como se muestra en la Figura 5-2, cada colector opera en un rango de temperaturas característico.

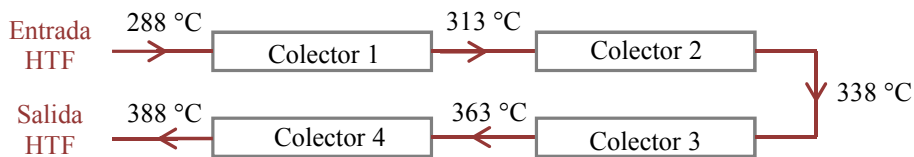


Figura 5-2. Configuración de un lazo y temperaturas características de operación de cada colector.

Por último, es importante señalar que, aunque la planta llevaba 4 años de operación en el momento de la evaluación, esto no quiere decir que todos los tubos tengan una vida operativa de cuatro años, puesto que se producen reemplazos de tubos rotos. Por tanto, para garantizar que los tubos evaluados llevaran cuatro años de operación, sólo se seleccionaron receptores Schott PTR70 de primera generación que no habieran sido reemplazados. Esto último es conocido cruzando el código de fabricación que llevan los tubos impresos con los registros de O&M de la planta.

En vista a lo descrito anteriormente, los criterios seguidos para seleccionar los 80 tubos evaluados fueron los siguientes:

- 20 tubos aleatorios de cada uno de los grupos de colectores definidos en

función de su ubicación en el campo solar.

- 20 tubos aleatorios de cada uno de los 4 colectores que conforman los lazos del campo solar.
- Tubos que presenten una concentricidad correcta para el uso del Mini Incus.
- Tubos pertenecientes a la primera generación de tubos Schott PTR70.
- Dispersión de los tubos sobre el campo solar lo más homogénea posible.
- Tubos con buen estado de vacío, puesto que se está estudiando la degradación del *coating* selectivo manteniendo la cámara de vacío intacta.

Para satisfacer los dos primeros criterios, los tubos a seleccionar han de cumplir, por ejemplo, la composición que se muestra en la siguiente Tabla 5-1. En ella se puede observar que, debido al *piping* de la planta, no existen colectores 3 y 4 ubicados en los perímetros este u oeste.

Tipo de colector	Tubos de colectores 1	Tubos de colectores 2	Tubos de colectores 3	Tubos de colectores 4	Total
Colectores interiores	5	0	5	10	20
Colectores este y oeste	10	10	-	-	20
Colectores norte y sur	0	10	10	0	20
Colectores torre refrigeración	5	0	5	10	20
Total	20	20	20	20	80

Tabla 5-1. Composición de la muestra de tubos receptores evaluados.

Aplicando el resto de criterios de selección, se obtuvo la población final de tubos a evaluar. Los 80 tubos seleccionados, así como los colectores a los que pertenecen, se muestran en el "Anexo II: Evaluación de la degradación". En la siguiente Figura 5-3 se muestran marcados con un número en rojo, los colectores a los que pertenecen los tubos evaluados. El número indica la posición de dichos colectores en el lazo al que

pertenecen (colector 1, 2, 3 o 4).

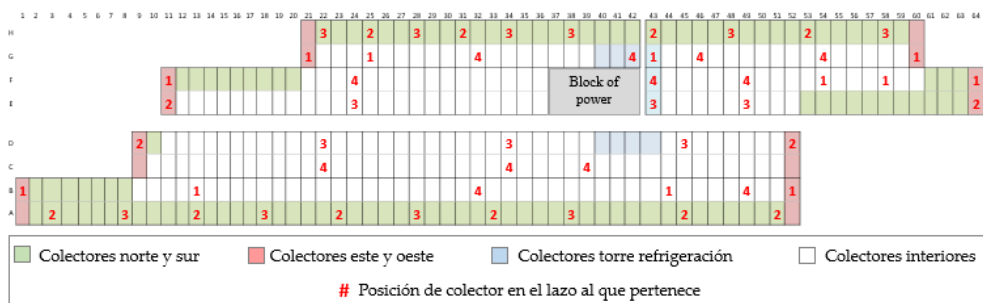


Figura 5-3. Mapa de colectores de la planta solar estudiada, con un número sobre aquellos a los que pertenecen los tubos escogidos para la evaluación.

Una vez definida la muestra de tubos a evaluar, se ejecutó el siguiente procedimiento de medida para obtener la transmisividad y absorptividad de los receptores.

En cada tubo escogido, se definieron 2 puntos separados entre sí al menos 2 metros (Figura 4-2), y se tomó 1 medida en cada uno de ellos. De forma previa a la ejecución de las medidas, el tubo receptor se sometía a una limpieza manual exhaustiva para eliminar el ensuciamiento y poder obtener su transmisividad actual máxima. Para ello, se utilizó agua desmineralizada y un paño suave de fibra. El procedimiento de limpieza consistió en:

1. Echar agua demineralizada sobre la superficie de la cubierta de vidrio sin usar ningún otro tipo de producto, limpiacristales o similar.
2. Secar la superficie con el paño, arrastrándolo por la superficie del tubo de arriba a abajo.
3. Esperar unos segundos a que evaporasen los trazos de humedad restantes por la propia temperatura del vidrio que era de 30-50 °C.

Una vez que la superficie estaba completamente limpia y seca, se ejecutaron las medidas en las posiciones previamente descritas, utilizando para ello el espectrofotómetro Mini Incus.

Cada tubo receptor se caracterizó por un único valor de transmisividad y absorptividad, ambos obtenidos como la media aritmética de las dos medidas ejecutadas:

$$\tau_{receiver} = \frac{\sum_{i=1}^n \tau_i}{n} \quad (5-1)$$

$$\alpha_{receiver} = \frac{\sum_{i=1}^n \alpha_i}{n} \quad (5-2)$$

Donde τ_i y α_i son la transmisividad y absortividad en el punto i del receptor, y n es el número de puntos evaluados en el tubo, que en este caso fueron 2.

Para analizar de forma rigurosa la degradación de la absortividad y transmisividad sufrida por los tubos tras los 4 años de operación, los resultados obtenidos deberían ser comparados con las mismas medidas realizadas 5 años atrás en la recepción de los tubos o bien 4 años atrás después de su instalación en campo. Sin embargo, en aquel momento no estaba disponible ni el dispositivo Mini Incus ni otro similar que permitiese la evaluación directa de las propiedades ópticas de los tubos en campo. Otra opción sería tomar como referencia los valores de tubos pertenecientes al mismo lote de fabricación, que se hubiesen mantenido almacenados y sin usar. Sin embargo, los tubos evaluados pertenecen al modelo de primera generación y los tubos almacenados de este tipo se han agotado.

Como consecuencia, los resultados obtenidos en la evaluación tras los 4 primeros años de operación se comparan con las siguientes 2 referencias:

1. Los valores definidos en las especificaciones técnicas del fabricante para el tipo de tubo evaluado (Schott PTR70 de primera generación). Estos valores son la única información disponible sobre las propiedades de los receptores tras su fabricación. Las especificaciones se muestran en la sección "Especificaciones técnicas del tubo PTR70 Schott de primera generación" del "Anexo II: Evaluación de la degradación".
2. Los valores garantizados por el fabricante.

En relación a la segunda opción, y tal y como se puede observar en el "Anexo II: Evaluación de la degradación", tanto la transmisividad como la absortividad de los receptores se indica de forma independiente en la hoja de especificaciones técnicas provistas por el fabricante. Sin embargo, sus valores no se garantizan de forma independiente. En el documento de garantías correspondiente, el fabricante define un parámetro normalizado adimensional denominado "eficiencia" (w) que incluye a los tres parámetros que determinan el comportamiento óptico y térmico de los

tubos. Este parámetro se define según la siguiente ecuación:

$$w = 0.79 \cdot \tau \cdot \alpha - 0.37 \cdot \varepsilon - 0.015 \quad [\text{adimensional}] \quad (5-3)$$

donde τ , α y ε son los valores normalizados de transmisividad, absortividad y emisividad, respectivamente. En base a esta ecuación, el fabricante garantiza los siguientes valores de eficiencia:

- $w_0 = 0.65$ para los tubos en el momento de su entrega. Este valor corresponde a un nivel de eficiencia inicial del 100% y se garantiza a la recepción de los tubos.
- $w_3 = 0.634$ para los 3 primeros años de operación de los tubos o 4 años tras su entrega. El valor w_3 se garantiza para cualquier momento durante los 3 primeros años de operación o para cualquier momento durante los 4 años posteriores a la recepción de los tubos.
- $w_4 = 0.631$ para los 4 primeros años de operación de los tubos o 5 años tras su entrega. El valor w_4 se garantiza para cualquier momento durante los 4 primeros años de operación o para cualquier momento durante los 5 años posteriores a la recepción de los tubos.
- $w_5 = 0.628$ para los 5 primeros años de operación de los tubos o 6 años tras su entrega. El valor w_5 se garantiza para cualquier momento durante los 5 primeros años de operación o para cualquier momento durante los 6 años posteriores a la recepción de los tubos.
- Tras 5 años de operación o 6 años tras la recepción de los receptores, no se garantiza ningún valor de la denominada "eficiencia" (w).

5.2 Resultados

Los resultados de todas las medidas ejecutadas sobre los 80 tubos receptores seleccionados se muestran en el "Anexo II: Evaluación de la degradación".

5.2.1 Transmisividad

La distribución de transmisividad obtenida en la población de tubos estudiada se muestra en la Figura 5-4. Como se indica en esta figura, la transmisividad media (μ_τ) fue 96.6% y la desviación estándar (σ_τ) de la muestra 0.7%. El valor mínimo medido fue 95.0% y el máximo 98.3%. La incertidumbre de la transmisividad tanto para el valor promedio como para los individuales fue de 0.2%.

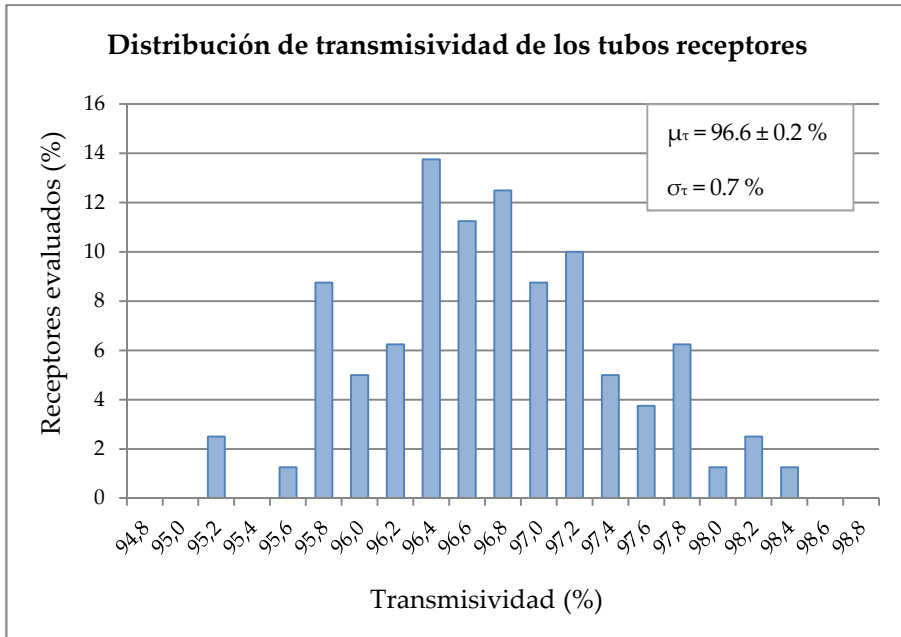


Figura 5-4. Distribución de transmisividad de la muestra evaluada.

5.2.1.1 Influencia de la posición en el campo solar sobre la degradación de la transmisividad

Para determinar si se aprecia alguna variación de la transmisividad en función de la posición que los colectores ocupan en el campo solar, la población de 80 tubos analizados se filtró en función de los cuatro grupos descritos en el procedimiento de evaluación. La transmisividad media y la desviación estándar para cada uno de estos grupos se muestra en la siguiente Tabla 5-2:

Posición en el campo	Transmisividad media (%)	Desviación estándar (%)
Colectores interiores	96.7	0.70
Colectores este y oeste	96.9	0.57
Colectores norte y sur	96.6	0.80
Colectores torre refrigeración	96.4	0.61

Tabla 5-2. Transmisividad promedio de los receptores según su posición en el campo solar.

Para una comparación visual, en la Figura 5-5 se muestran las curvas de transmisividad promedio para cada uno de los cuatro grupos diferenciados, siendo la incertidumbre de la medida de ± 0.2 %.

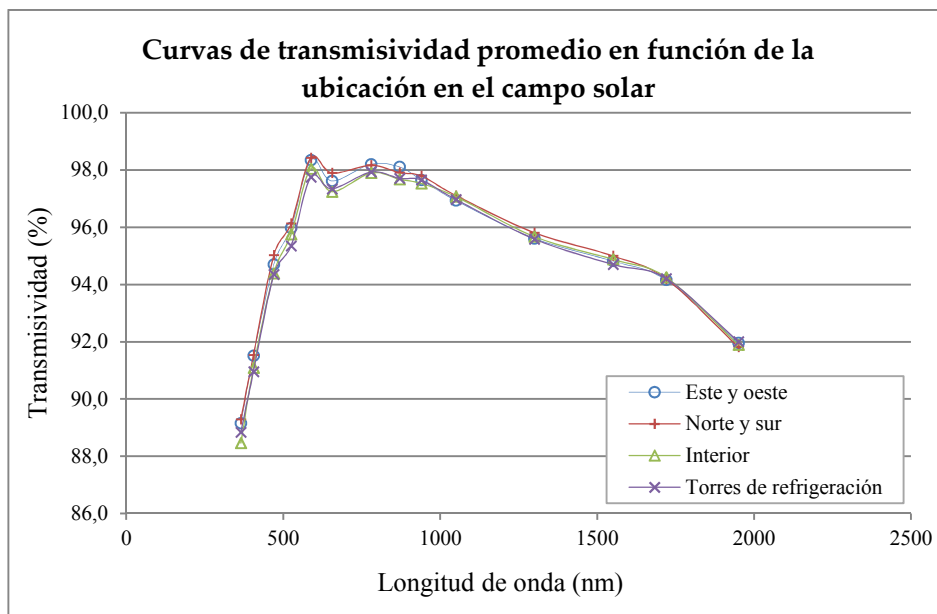


Figura 5-5. Curvas de transmisividad promedio de los receptores según su posición en el campo solar.

Abajo en la Figura 5-6, se muestra la transmisividad de los 80 tubos evaluados agrupados en función de su localización en el campo solar. La incertidumbre de las medidas es de 0.2%.

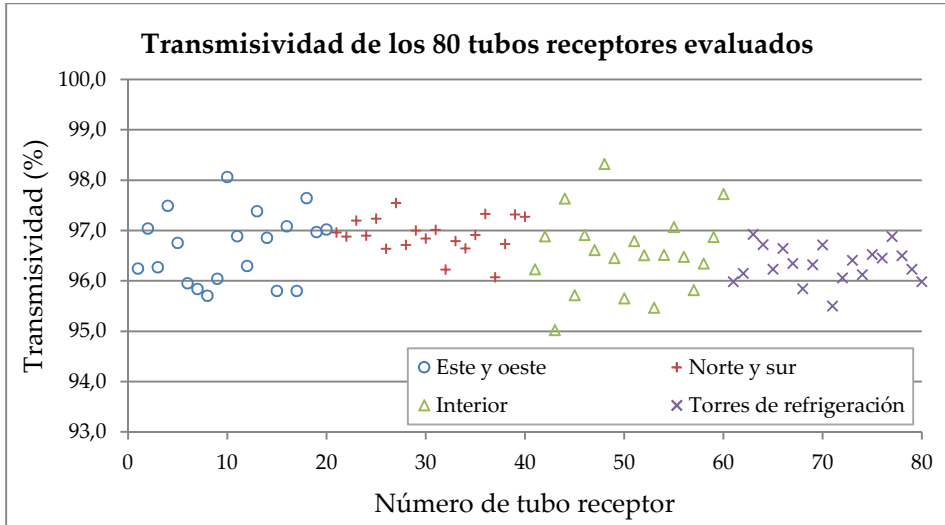


Figura 5-6. Transmisividad de los 80 receptores evaluados en función de su posición en el campo solar.

5.2.2 Degradación del *coating* absorbedor

La distribución de absorptividad obtenida para la población de tubos bajo estudio, se muestra en la Figura 5-7, en la cual la absorptividad media (μ_a) es 95.9% y la desviación estándar (σ_a) es 0.5%. El valor mínimo medido fue 94.8% y el máximo 97.4%. La incertidumbre de la absorptividad tanto para el valor medio como el individual de cada tubo es 0.2%.

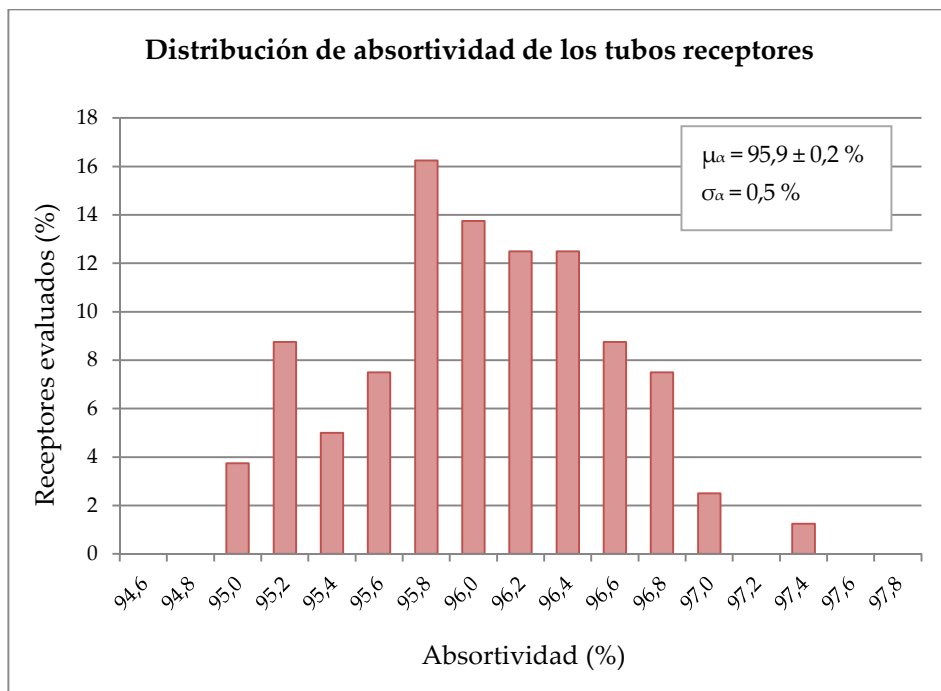


Figura 5-7. Distribución de absorptividad de la muestra evaluada.

5.2.2.1 Influencia de la temperatura sobre la degradación del *coating* selectivo absorbedor

Para comprobar si la temperatura de operación tiene algún efecto sobre el *coating* absorbedor en términos de degradación, la población de 80 receptores se dividió en cuatro grupos en función de la posición de su colector en los lazos respectivos a los que pertenecen: colector 1, colector 2, colector 3 y colector 4. Los valores de absorptividad media y la desviación estándar para cada grupo de 20 tubos se muestra en la siguiente Tabla 5-3.

Posición en el lazo	Transmisividad media (%)	Desviación estándar (%)
Colectores 1	96.1	0.34
Colectores 2	96.1	0.66

Colectores 3	95.8	0.55
Colectores 4	95.9	0.40

Tabla 5-3. Absortividad media de los receptores según su posición en el campo solar.

Para una comparación visual, en la Figura 5-8 se muestran las curvas de transmisividad media para cada uno de los cuatro grupos diferenciados, siendo la incertidumbre de la medida de $\pm 0.2\%$. Hay que destacar que para un cuerpo opaco como el tubo absorbente, la reflectividad (ρ) y la absortividad (α) son complementarias ($\rho = 1 - \alpha$).

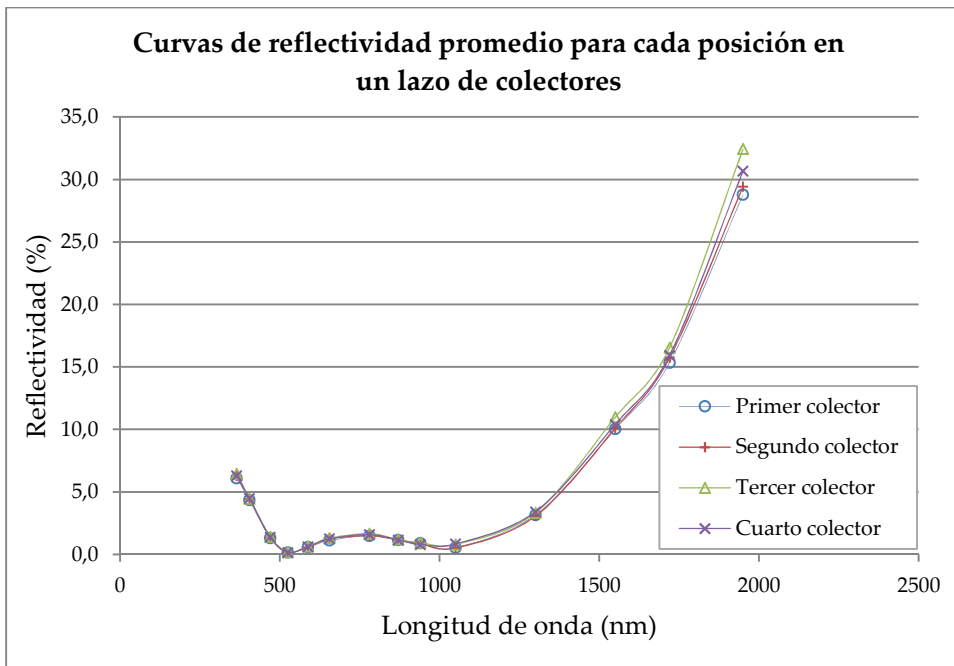


Figura 5-8. Curvas de absortividad media de los receptores según su posición en el campo solar.

Abajo en la Figura 5-9 se muestra la absortividad de los 80 tubos evaluados agrupados en función de la posición que ocupan en el lazo al que corresponden. La incertidumbre de las medidas es de $\pm 0.2\%$.

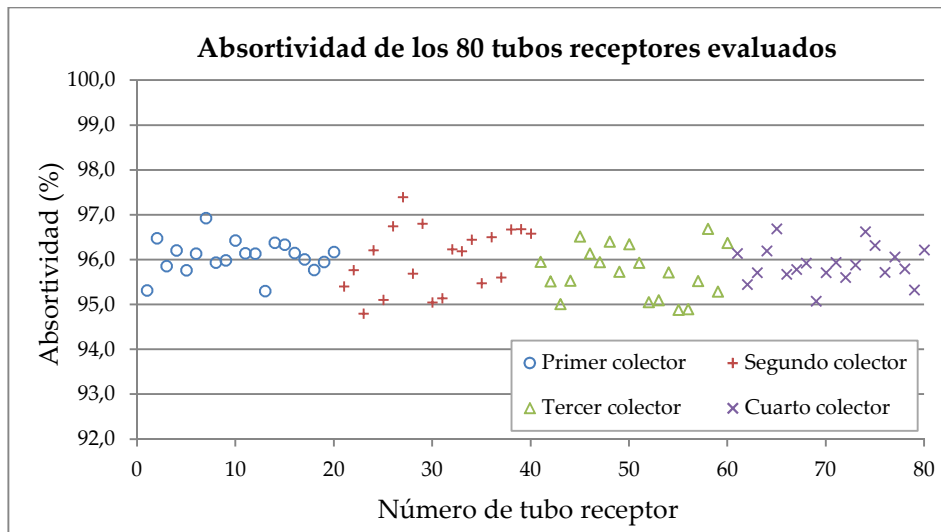


Figura 5-9. Absortividad de los 80 receptores evaluados en función de su posición en el campo solar.

5.2.3 Garantía del fabricante

Para calcular la “eficiencia” (w) que define el fabricante en su garantía, se aplica la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** a los 80 receptores evaluados. Puesto que la emisividad no se puede medir en campo, su valor se tomó de la función experimental que define dicho parámetro en función de la temperatura del absorbedor para un tubo Schott PTR70 de primera generación [83]. Dado que las medidas ópticas fueron tomadas tras el atardecer cuando la temperatura del HTF es inferior a 300 °C, se considera el valor de emisividad a dicha temperatura (0.080). Como resultado se obtiene la distribución mostrada en la Figura 5-10, donde se marcan los valores de eficiencia correspondientes a w_0 , w_3 y w_5 . Las contribuciones de la transmisividad, absorptividad y emisividad a la incertidumbre del parámetro w son, respectivamente, 0.002, 0.002 y 0.012, resultando en un valor final de incertidumbre de 0.005 para el parámetro w . Como se indica en la Figura 5-10, el valor medio de la “eficiencia” (μ_w) fue de 0.688, con una desviación estándar (σ_w) de 0.007 para la población evaluada. El valor mínimo obtenido fue 0.671 y el máximo 0.703.

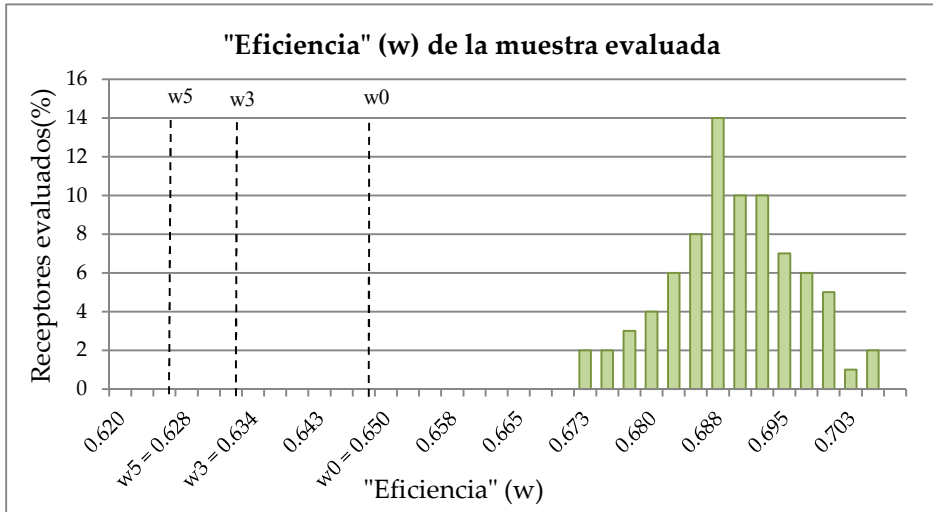


Figura 5-10. Distribución de la "eficiencia" (w) de la población de tubos evaluados.

5.3 Discusión

5.3.1 Transmisividad

De acuerdo a la hoja de especificaciones técnicas del fabricante (Anexo II: Evaluación de la degradación), la transmisividad del receptor, expresada como el promedio de un número de tubos no especificado, es superior al 96% para los tubos entregados. La hoja de especificaciones también indica que la transmisividad de un tubo evaluado individualmente es superior al 94%.

Puesto que la población de tubos evaluados presenta una transmisividad media superior al 96% e individual de cada tubo superior al 94%, se puede afirmar que, tomando las especificaciones técnicas como referencia, no ha habido degradación apreciable sobre la transmisividad tras 4 años de operación de los tubos receptores. Como corolario, se puede afirmar también que el sistema de limpieza artificial aplicado es lo suficientemente conservador como para mantener las propiedades del tubo de vidrio sobre los niveles descritos en las especificaciones técnicas de los

receptores.

5.3.1.1 Influencia de la posición en el campo solar

A partir de los resultados que se muestran en la Tabla 5-2, se puede observar que las diferencias en la transmisividad que presentan los cuatro grupos de colectores definidos no son significativas sino que están en el rango de incertidumbre del equipo. Esto se observa de forma ilustrativa en la Figura 5-5, donde se comprueba que incluso la diferencia de transmisividad en cada longitud de onda de los cuatro grupos es muy leve.

Además, si visualizamos las medidas de los 80 tubos analizados, agrupados en las 4 ubicaciones definidas (Figura 5-6), no se aprecia una tendencia particular en ninguno de los grupos. La mayoría de valores está entre el 96 y el 97.5% de forma homogéneamente repartida.

Como consecuencia, se puede concluir que la ubicación individual de los receptores en el campo solar no tiene ningún impacto específico sobre la pérdida irreversible de transmisividad.

5.3.2 Absortividad

De acuerdo con las especificaciones técnicas del fabricante (Anexo II: Evaluación de la degradación), la absortividad del tubo receptor, expresada como el valor medio de un número de tubos no especificado es superior al 95% para los tubos entregados. En las especificaciones también se indica un valor de absortividad individual para cada tubo superior al 93%.

Puesto que la población de tubos evaluados presenta una absortividad media superior al 95% e individual de cada tubo superior al 93%, se puede afirmar que, tomando las especificaciones técnicas como referencia, no ha habido degradación apreciable sobre el *coating* absorbedor tras 4 años de operación de los tubos receptores.

5.3.2.1 Influencia de la temperatura

Los resultados de absortividad obtenidos para los tubos pertenecientes a cada uno de los cuatro colectores que componen un lazo se muestran en la Tabla 5-3. Como ocurría en el caso de la transmisividad, se puede observar que las diferencias entre

las absorptividades resultantes no son significativas y están en el rango de incertidumbre del equipo de medida.

Esta idea se ve reforzada con la información mostrada en la Figura 5-8. En ella se ve cómo la absorptividad de los cuatro grupos en cada longitud de onda, es prácticamente idéntica, encontrando mayores diferencias en los puntos cercanos al infrarrojo (1950 nm). Esto se debe a que el equipo Mini Incus pierde un poco de precisión en estas longitudes de onda debido a la menor relación señal-ruido.

Por último, el análisis de la Figura 5-9, donde se muestran las absorptividades de los 80 tubos evaluados agrupados según el colector del lazo al que pertenecen, no revela ninguna tendencia en particular para los grupos diferenciados. Los valores de absorptividad se reparten homogéneamente en el entorno del 96%.

En consecuencia, se puede afirmar que la temperatura de operación de los tubos receptores durante su vida operativa no tiene una influencia significativa sobre la degradación de la absorptividad, siempre y cuando los tubos se operen a temperaturas por debajo de los 400 °C.

5.3.3 Garantía del fabricante

El análisis de la Figura 5-10 revela que todos los tubos evaluados presentaban una “eficiencia” (w) notablemente superior al 0.65 garantizado a la entrega de los receptores, correspondiente a un nivel de eficiencia del 100%. Los receptores fueron entregados entre junio y diciembre de 2008 y el comienzo de la operación tuvo lugar en mayo de 2010. Por tanto, tras 4 años de operación y casi 6 desde su recepción, la población evaluada al completo está dentro los límites garantizados por el fabricante.

El valor de “eficiencia” garantizado para los tubos tras 4 años de operación (w_4) es de 0.631. Sin embargo, para que la “eficiencia” promedio (μ_w) de la población evaluada fuese igual a este valor, la emisividad (evaluada a 300 °C) debería ser 0.23, que corresponde prácticamente a un receptor que ha perdido completamente el *coating* absorbedor. Por tanto, parece prácticamente imposible que un tubo receptor pueda perder la garantía del fabricante si no pierde el vacío anular.

Para tener una idea más clara de los valores de “eficiencia” garantizados por el fabricante, se expresa la Ecuación (5-3) en función únicamente de la eficiencia óptica ($\tau \cdot \alpha$) del tubo receptor. De esta forma se pueden comprobar a qué rendimiento óptico

del tubo corresponden los valores de “eficiencia” (w) garantizados. Para ello, se asume el caso más optimista, en el cual la emisividad es de 0.08 [83]. De esta forma, la “eficiencia” del tubo se podría expresar como sigue:

$$w = 0.79 \cdot \tau \cdot \alpha - 0.045 \quad (5-4)$$

En el gráfico de la Figura 5-11, se muestra la equivalencia entre “eficiencia” y rendimiento óptico para la emisividad considerada. Los puntos marcados con una “x” en dicha figura representan los niveles de eficiencia óptica indicados en las especificaciones técnicas, mientras que los puntos marcados con “□” señalan el estado promedio real de los tubos tras cuatro años de operación.

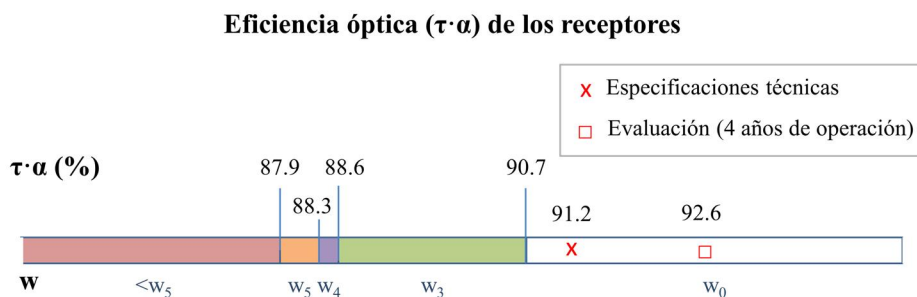


Figura 5-11. Comparación entre eficiencia óptica ($\tau \cdot \alpha$) y parámetro de eficiencia proporcionado por el fabricante (w).

El análisis de la Figura 5-11 revela que, tras 4 años de operación, los tubos receptores siguen operando con una eficiencia óptica 1 punto superior al nivel indicado en las especificaciones técnicas. También es interesante señalar que la eficiencia óptica garantizada para el primer año sigue siendo casi 5 puntos inferior al valor que presentan los tubos tras 4 años de operación. Esto significa que para incumplir la garantía, la eficiencia óptica tendría que degradarse en un año 4.7 puntos respecto al valor que presentan los tubos, lo cual parece altamente improbable. Para el cuarto año el límite de la garantía está casi 7.5 puntos por debajo del valor obtenido en campo, mientras que el fabricante no garantiza ningún valor de eficiencia tras el quinto año de operación de los tubos. Por último, es interesante destacar que incluso si la capa antirreflexiva se perdiese totalmente en la superficie exterior del vidrio, lo cual disminuiría la transmisividad en un 2.5% [104], la eficiencia óptica aún estaría

por encima de w_3 .

En base a este análisis, se puede afirmar que, tras cuatro años de operación, la "eficiencia" de los tubos analizados es muy superior al valor garantizado por el fabricante.

5.4 Conclusiones

Se ha evaluado la transmisividad y la absorptividad de los tubos receptores en la planta comercial de 50 MW ubicada en Sanlúcar la Mayor (Sevilla). En vista de los resultados obtenidos se concluye que, tras 4 años de operación y casi 6 desde la recepción de los tubos:

- La transmisividad y absorptividad media de los tubos evaluados es del 96.6 % y del 95.9 %, respectivamente. Los mínimos medidos son 95.0% y 94.8% para la transmisividad y absorptividad de forma respectiva. Estos valores son superiores a los indicados en las especificaciones técnicas y, por tanto, no ha habido degradación en los parámetros evaluados.
- El sistema de limpieza artificial aplicado no daña el *coating* antireflectivo de la cubierta de vidrio de los tubos.
- No se aprecian diferencias significativas entre los niveles de transmisividad que presentan los tubos en función su ubicación en el campo solar. Por tanto, los factores externos no generan una degradación irreversible sobre el *coating* antirreflejante de los tubos receptores.
- No se aprecian diferencias significativas entre los niveles de absorptividad que presentan los tubos, clasificados en función de la posición que ocupan en un lazo. Por tanto, para temperaturas de operación inferiores a 400 °C, no se produce la degradación del *coating* absorbedor
- El 100% de los tubos presenta una eficiencia superior a la garantizada por el fabricante para el primer año de operación.
- La garantía del fabricante se considera muy conservadora, puesto que incluso con una emisividad de 0.23 (oxidación completa del absorbedor), los tubos aún cumplirían los valores garantizados tras 4 años de operación.
- Tras los 5 primeros años de operación, el fabricante no garantiza ningún

valor de eficiencia del tubo.

Los resultados presentados sugieren una línea de trabajo a desarrollar en el largo plazo, consistente en complementar las medidas realizadas en este capítulo con evaluaciones similares ejecutadas cada cierto tiempo durante la vida operativa de los tubos receptores. Los resultados aquí mostrados sólo comprenden 4 de los potenciales 25 años de vida operativa con la que se diseñan los tubos.

6 EVALUACIÓN TÉRMICA DE LOS TUBOS RECEPTORES⁵

EL objetivo de este capítulo es la evaluación experimental del estado de vacío que presentan los tubos receptores instalados en el campo solar de una planta comercial de 50 MW. A partir de esta caracterización, se estimarán las pérdidas térmicas que supone la degradación existente del vacío.

Como se describió en la sección 0, para unas condiciones operativas y de contorno dadas, el rendimiento térmico de los tubos receptores está determinado por la presión del espacio anular, así como por la emisividad del *coating* selectivo absorbedor. Los receptores presentan vacío en el espacio anular entre el tubo interior absorbedor y la cubierta exterior de vidrio con el objetivo de minimizar las pérdidas convectivas del tubo absorbedor y para evitar la oxidación del *coating* selectivo. Para garantizar el buen comportamiento del receptor durante sus 25 años de vida operativa, los tubos se fabrican con un presión anular de 10^{-3} mbar. Sin embargo, se ha reportado en la literatura cómo algunos tubos pierden el vacío, incrementando significativamente sus pérdidas térmicas y presentando lo que se denomina como “fenómeno de vidrio caliente”, que no es más que una excesiva temperatura del vidrio en comparación con el comportamiento de un tubo receptor que mantenga sus características de fabricación.

La mayoría de referencias en la literatura hacen alusión al hidrógeno como agente causante de la pérdida de vacío, siendo el hidrógeno sintetizado en la corriente de HTF como consecuencia de su operación a temperaturas superiores a 400 °C. Se afirma que este gas pasa posteriormente al espacio anular por difusión a través del tubo absorbedor. Los fabricantes de tubos receptores consideran este hecho en el

⁵ La información que se expone en esta sección ha sido objeto de publicación mediante artículo científico [A3].

diseño de los tubos, añadiendo compuestos metálicos (“*getters*”) para absorber las moléculas gaseosas que entran en el espacio anular. Por otro lado, también se describe en la literatura el fallo de la soldadura vidrio metal como causa principal de la pérdida de vacío en el espacio anular y la oxidación del *coating* selectivo.

Para evaluar la degradación real, así como el gas anular presente en los tubos receptores tras varios años de operación, se desarrolla y aplica en una planta comercial de 50 MW la metodología específica que se describe a continuación.

6.1 Procedimiento

La evaluación descrita en este capítulo se desarrolló durante los meses de junio y julio de 2015 en una planta comercial de 50 MW, perteneciente a Abengoa y ubicada en Sanlúcar la Mayor (Sevilla). Esta planta tiene una capacidad nominal de 50 MWe y comenzó su operación en mayo de 2010. En consecuencia, la evaluación tiene lugar tras 5 años de operación comercial.

Los principales equipos utilizados para esta evaluación fueron el analizador de gases Plasmasol, el dispositivo para medir temperaturas del tubo receptor Thermohook y la cámara termográfica Flir Systems Thermacam P25. Estos equipos se describen en detalle en las secciones 3.2, 3.3 y 3.4 respectivamente.

El campo solar de la planta evaluada está compuesto por un total de 13248 tubos receptores del fabricante Schott. Considerando que sólo el tiempo de preparación y medida de un receptor con el equipo Plasmasol es de 15-20 minutos, parece evidente que evaluar todos o la mayoría de los tubos no es una estrategia factible por la ausencia de recursos de personal y tiempo necesarios. Por este motivo, la evaluación ha de realizarse sobre una población de tubos mucho más pequeña, pero que a su vez sea representativa del estado de vacío, extensible a los tubos receptores del campos solar.

Teniendo en consideración esta circunstancia, se define un procedimiento específico de evaluación que consta de tres fases o etapas:

1. Selección de receptores a evaluar, atendiendo a su temperatura de vidrio.
2. Evaluación térmica de los receptores en condiciones operativas.
3. Evaluación del espacio anular.

Una vez finalizada la evaluación, se describe el procedimiento de cálculo que se realiza para la estimación de pérdidas térmicas con las que opera la planta en condiciones nominales.

Por último, se analiza la fiabilidad de un procedimiento propuesto por el fabricante para determinar si un tubo receptor ha perdido el vacío.

6.1.1 Primera fase: selección de tubos receptores

Los objetivos de esta fase son dos:

- Obtener una distribución de todos los tubos receptores del campo solar según sus niveles aproximados de pérdidas térmicas.
- Seleccionar una población de tubos que serán evaluados de forma más exhaustiva en las siguientes etapas del procedimiento.

Para conseguir el primer objetivo en un tiempo factible, se hace uso del fenómeno de vidrio caliente de los tubos receptores comentado anteriormente. Como se comentó en la sección 0, cuando los receptores pierden el vacío del espacio anular, aparece la convección como mecanismo de transmisión de calor entre los tubos interior y exterior. Además, cuando ocurre la pérdida de vacío, el *coating* absorbedor del tubo interno puede degradarse, incrementando la emisividad. Como resultado, se produce el sobrecalentamiento del tubo de vidrio, fenómeno denominado como de “vidrio caliente”. En la práctica, esto significa que, bajo unas condiciones de contorno dadas, la temperatura del tubo de vidrio es un indicador de las pérdidas térmicas del tubo receptor. Por tanto, resulta un parámetro útil para establecer, en un tiempo razonable, una clasificación aproximada de los receptores en función de su degradación de vacío.

Por tanto, la primera parte de esta fase consiste en la evaluación termográfica del vidrio de todos los tubos receptores que componen el campo solar. Para ello, se utiliza la cámara termográfica anteriormente mencionada. A través de su display, esta cámara permite visualizar en tiempo real el mapa de temperaturas del objeto enfocado mediante una escala de colores (Figura 6-1), resultando sencillo y rápido identificar aquellos tubos cuya temperatura de vidrio destaca sobre el resto.

Esta evaluación se realizó durante la noche para evitar el ruido que genera la radiación reflejada. La cámara iba instalada sobre un coche con el que se recorrió

todo el campo solar. Las medidas se tomaron a una distancia de 5 metros hasta el tubo receptor, estando el colector en posición de abatimiento (-120° respecto a la posición de zenith). En esa posición, el colector está prácticamente apuntando al suelo y la radiación reflejada viene principalmente del mismo, considerando una temperatura de radiación reflejada igual a la ambiental. La temperatura de cielo se fijó a -10°C , por ser las noches despejadas. La convección forzada fue prácticamente nula durante la evaluación por el bajo nivel de viento y por el efecto protector que generan los colectores en la posición de abatimiento. La resolución espacial de la cámara junto con la distancia a los receptores permitió tener una resolución de la medida de aproximadamente $7 \times 7 \text{ mm}^2/\text{pixel}$, que es suficiente considerando que el diámetro del tubo de vidrio es de 125 mm.

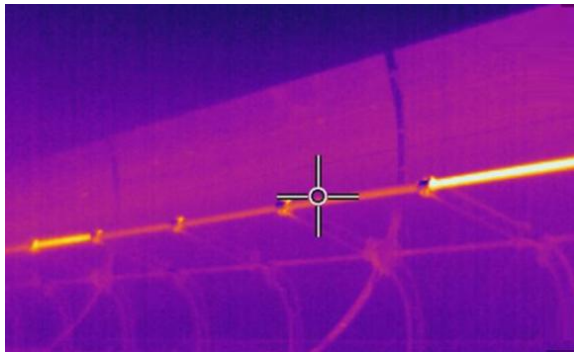


Figura 6-1. Imagen termográfica de la evaluación de tubos.

Esta primera evaluación tuvo una duración de cinco noches consecutivas, trabajando 2 horas cada noche. Cuando se identificaba un tubo caliente, se anotaba su posición y se inspeccionaba visualmente el estado del *coating* y del vidrio, diferenciándose tres casos: sin comentarios, *coating* degradado, sin *coating* o sin vidrio.

Las condiciones de contorno varían ligeramente de una noche a otra. Incluso a lo largo de la misma noche, la temperatura ambiente y la del HTF van disminuyendo. Por tanto, para comparar las temperaturas de vidrio evaluadas a lo largo de esas cinco noches de trabajo, se hace necesario definir los dos siguientes conceptos: tubo de referencia y relación de temperatura de vidrio (R_{TV}).

Un tubo de referencia (también tubo referencia o tubo patrón) se define como aquel que mantiene intactas sus propiedades y características iniciales y, por tanto, mantiene el rendimiento nominal de un tubo receptor nuevo. En particular, conserva

en perfecto estado el *coating* selectivo absorbedor, así como la presión de vacío del espacio anular. En consecuencia, para unas condiciones de contorno dadas, la temperatura del tubo de vidrio de este tubo referencia será mínima y, si un tubo presentase una temperatura de vidrio superior, significaría que se ha degradado en cierta medida. En adelante, se denominará “temperatura del tubo referencia” a la temperatura del vidrio de un tubo referencia.

Una vez definido el concepto de tubo referencia, se define la relación de temperaturas de vidrio (R_{TV}) de un tubo como el cociente entre la temperatura de vidrio de dicho tubo y la de un tubo referencia, para unas condiciones de contorno similares, como se muestra en la Ecuación (6-1). Es muy importante realizar esta primera etapa con un viento escaso o nulo y bajo condiciones de contorno, tales como la temperatura de HTF y ambiente, similares. Estos parámetros, junto con la presión anular y la emisividad del absorbedor, son los que determinarán la temperatura de vidrio.

$$R_{TV_i} = \left[T_{vidrio_i} (^{\circ}\text{C}) / T_{vidrio_{referencia}} (^{\circ}\text{C}) \right]_{CC_{similares}} \quad (6-1)$$

Donde T_{vidrio_i} es la temperatura de vidrio del receptor i y $T_{vidrio_{referencia}}$ es la temperatura de vidrio del tubo tomado como referencia, para unas condiciones de contorno (CC) similares. Por ejemplo, un R_{TV} de 2 significaría que el vidrio del receptor presenta el doble de temperatura de vidrio que un tubo no degradado.

Las condiciones de contorno durante la evaluación termográfica se describen en la siguiente Tabla 6-1.

Noche	Temperatura de vidrio del tubo de referencia ($^{\circ}\text{C}$)	Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)	Velocidad de viento (m/s)	Temperatura HTF ($^{\circ}\text{C}$)
1	19-20	17-18	2-4	193-210
2	19-20	16-18	0-4	196-211
3	19-21	17-19	1-3	190-205
4	21-23	18-19	2-5	195-215

5	20-22	18-20	3-5	200-211
Total	20	20	20	20

Tabla 6-1. Condiciones de contorno durante la primera fase de evaluación.

En definitiva, el parámetro R_{TV} permite, mediante una evaluación rápida, comparar de forma cualitativa y aproximada el nivel de pérdidas térmicas que presentan los tubos receptores en campo.

Tras el proceso descrito, se obtiene una clasificación de todos los receptores instalados en el campo solar, en función de su nivel de temperatura de vidrio (R_{TV}). A partir de esta clasificación, y considerando los criterios que se exponen a continuación, se selecciona una muestra de tubos que será evaluada de forma exhaustiva en las siguientes dos fases del procedimiento:

- La población muestral debería tener un tamaño de 50-100 receptores. Este rango viene dado por el compromiso entre calidad del estudio en términos de tamaño de población y el tiempo necesario para realizar la evaluación con el dispositivo Plasmasol, que para este número de tubos está entre 17 y 33 horas netas de evaluación.
- Los receptores con las temperaturas de vidrio (R_{TV}) más altas deberían ser seleccionados en un mayor porcentaje que aquellos tubos con relaciones de temperatura menores, puesto que son más escasos. Es evidente que los tubos con mayor temperatura de vidrio tienen una mayor probabilidad de presentar pérdida de vacío y, por tanto, es también más probable que se pueda generar plasma en el gas anular. En este sentido, la mayoría de tubos (60-75%) con relaciones desde 1.6 al máximo (2.2 para la evaluación aquí descrita) debería ser seleccionados si es posible. Los tubos con relaciones de 1.4 y 1.5 se seleccionan en un menor porcentaje (15-25%). Los tubos con relaciones de 1.2 y 1.3 se seleccionan en un porcentaje muy pequeño (en torno al 5%), puesto que este grupo es muy numeroso. Los tubos con relaciones de 1.1 son omitidos en la selección, puesto que la diferencia entre su temperatura de vidrio y la del tubo de referencia está dentro del margen de la incertidumbre asumida en la primera con la cámara termográfica, considerada de un 10% para temperaturas en el entorno de los 20 °C.

Como resultado de la selección, se obtiene una población de tubos que será objeto de evaluación en las dos fases siguientes.

6.1.2 Segunda fase: evaluación térmica de los tubos en condiciones operativas

El objetivo de esta fase es la evaluación simultánea y en condiciones operativas de las temperaturas de los tubos interior y exterior de cada receptor de la muestra seleccionada.

Para este propósito se utilizó el dispositivo Thermohook cuyas medidas se tomaron durante la operación de la planta. Para realizar la medida, el colector correspondiente se colocaba momentáneamente en seguimiento desfasado para no quemar el dispositivo de medida con la radiación concentrada. Durante la evaluación se registraron las siguientes condiciones de contorno: irradiancia directa normal en el rango 800-900 W/m², caudal de HTF igual a 5 kg/s, temperatura ambiente igual a 37 °C, viento entre 2 y 5 m/s y temperatura de HTF de 375 °C.

Este conjunto de medidas se usó posteriormente como input para los siguientes tres propósitos:

- Comparar las temperaturas de vidrio de los receptores con las temperaturas teóricas en función de la presión y el gas presente en el espacio anular a una cierta presión para diferentes gases anulares (sección 6.1.3).
- Calcular la presión anular y emisividad térmica teóricas de los receptores, que servirán para estimar las pérdidas térmicas del campo solar imputables a la degradación de vacío (sección 6.1.4).
- Evaluar el método proporcionado por el fabricante para determinar la pérdida de vacío de los tubos instalados en campo (sección 6.1.5).

6.1.3 Tercera fase: evaluación del gas anular

El objetivo de esta fase es evaluar la composición y presión del gas en el espacio anular de los tubos receptores seleccionados. Para ello se utiliza el dispositivo Plasmasol, que permite realizar una caracterización no-destructiva del espacio anular, proporcionando información directa sobre la presión y composición del gas

existente en este espacio.

En aquellos receptores en los que no se puede generar plasma, el gas anular se infiere a partir de la temperatura de vidrio. Para ello se utiliza el cálculo teórico de temperatura de vidrio frente a presión anular obtenida para un tubo referencia bajo las mismas condiciones de contorno que las registradas durante la evaluación con Thermohook: velocidad media de viento igual a 5 m/s, temperatura ambiente de 37 °C, caudal de HTF de 5 kg/s e irradiancia directa normal de 50 W/m², puesto que el receptor estaba en seguimiento desfasado. El cálculo teórico se realiza a partir del modelo termodinámico descrito por Forristal [15].

El procedimiento de tres etapas propuesto para la evaluación del vacío de los receptores instalados en el campo solar finaliza aquí.

6.1.4 Estimación de las pérdidas térmicas imputables a la degradación del vacío

El objetivo de esta sección es estimar las pérdidas térmicas que la degradación del vacío en los receptores produce sobre el comportamiento del campo solar completo. Esta estimación se hace en condiciones de operación, a una temperatura media de los receptores de 343 °C.

Como se ha descrito en la sección 0, la pérdida de vacío tiene un doble impacto sobre las pérdidas térmicas del tubo: incremento de la convección en el espacio anular y aumento de la emisividad del tubo absorbedor debido a la degradación del *coating* selectivo.

Para conseguir el objetivo descrito, es necesario calcular la presión anular y la emisividad características para cada R_{TV} , identificados en los tubos receptores durante la fase 1 del procedimiento de evaluación. Para ello se trabaja con el modelo termodinámico de Forristal [13], introduciendo la siguiente información como parámetros de entrada:

- Las temperaturas evaluadas con Thermohook en la segunda fase del procedimiento de evaluación.
- Las condiciones de contorno registradas durante la evaluación con Thermohook: velocidad media de viento igual a 5 m/s, temperatura ambiente de 37 °C, caudal de HTF de 5 kg/s e irradiancia directa normal de

50 W/m², puesto que el receptor estaba en seguimiento desfasado.

- Hipótesis: no se considera la degradación del *coating* selectivo para presiones anulares inferiores a 1 bar. Esta hipótesis se describe mediante las siguientes dos ecuaciones:

$$\varepsilon_{abs_coat}(343\text{ °C}) = 0.085 \quad \text{if } p_{annulus} < 1\text{ bar} \quad (6-2)$$

$$\varepsilon_{abs_coat}(343\text{ °C}) > 0.085 \quad \text{if } p_{annulus} = 1\text{ bar} \quad (6-3)$$

donde ε_{abs_coat} es la emisividad del *coating* absorbedor y $p_{annulus}$ es la presión anular del receptor. El valor de emisividad de un receptor con un *coating* selectivo intacto es de 0.085 a 343 °C [83], mientras que este valor aumenta hasta 0.80 para acero oxidado cuando el *coating* selectivo se ha perdido completamente. Esta simplificación es necesaria para resolver el modelo termodinámico.

Una vez obtenidas la emisividad y presión anular para cada R_{TV} , los receptores están totalmente caracterizados y sus pérdidas térmicas se pueden calcular a una temperatura de operación media de 343 °C.

Las pérdidas térmicas obtenidas se comparan con las de un campo solar compuesto en su totalidad por tubos referencia (presión anular de 10⁻³ mbar y emisividad térmica de 0.085 a 343 °C) y operado bajo las mismas condiciones de contorno. La diferencia entre ambos valores corresponde exclusivamente a la degradación del vacío; es decir, al incremento de la convección anular y de la emisividad del tubo absorbedor.

6.1.5 Ecuación de pérdida de vacío proporcionada por el fabricante

En el documento de garantía del tubo, el fabricante proporciona un método para determinar si un tubo ha perdido el vacío. El objetivo de esta sección es evaluar la rigurosidad de este método.

De acuerdo al fabricante: “la pérdida de vacío se detectará mediante la medida de la temperatura de la cubierta de vidrio del tubo, que se incrementa en dicho caso. Durante la medida, los receptores deberían estar a temperatura de operación pero desenfocados. El valor umbral de la temperatura de vidrio (T_{thres}) será:

$$T_{thres}(K) = T_{amb}(K) + 50K + (T_{oil}(K) - 300 K)/3 \quad (6-4)$$

donde T_{amb} es la temperatura ambiente y T_{oil} es la temperatura del HTF.

Este método reporta la pérdida de vacío del tubo si la temperatura medida del vidrio es superior a la temperatura umbral calculada.

El valor umbral se calculó en las mismas condiciones en las que se tomaron las medidas de temperatura de los receptores con el Thermohook: HTF a 375 °C y temperatura ambiente de 37 °C.

6.2 Resultados

6.2.1 Primera fase: selección de tubos receptores

De los 13248 receptores que componen el campo solar, se identificó un total de 1240 unidades que presentaban el fenómeno de vidrio caliente. Esto no significa que los 1240 receptores hayan perdido completamente el vacío, sino que pueden haberlo hecho en cierto grado. La distribución completa en función de sus R_{TV} se muestra con barras azules en la Figura 6-2, donde la última barra representa los tubos sin vidrio. La composición de la muestra seleccionada y posteriormente evaluada en las dos siguientes fases se muestra con barras rojas en la misma figura.

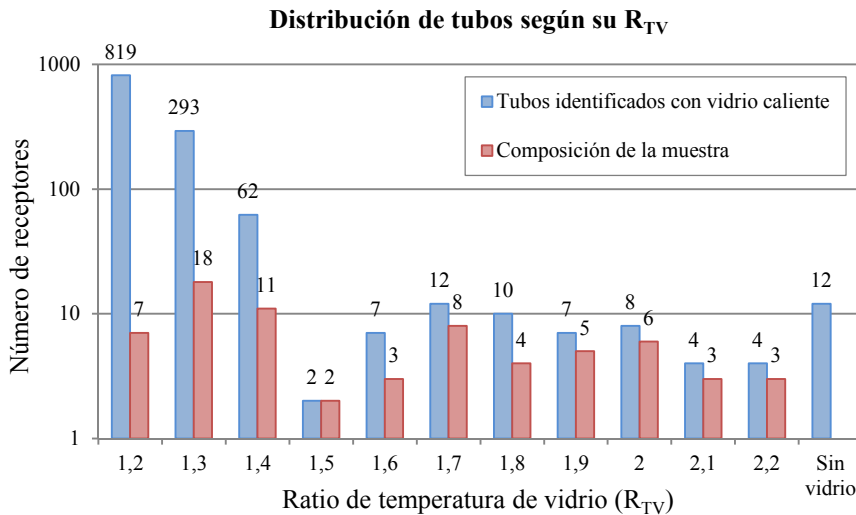


Figura 6-2. Distribución de receptores y composición de la muestra seleccionada en función de la relación de temperatura de vidrio.

Además, entre todos los tubos evaluados, se apreció que 12 de ellos carecían de cubierta de vidrio por haber roto. Otros 18 tubos habían perdido completamente el *coating* pese a conservar la cubierta de vidrio. Estos tubos presentaban un R_{TV} de 1.6-2.2. Por último, otros 3 tubos presentaban el *coating* selectivo parcialmente degradado a simple vista. Estos tubos presentaban un R_{TV} de 1.5-1.7.

Los comentarios correspondientes al aspecto visual que presentaban los tubos seleccionados se pueden consultar en la columna correspondiente de la tabla que se muestra en Anexo III: Medidas térmicas de los tubos receptores.

6.2.2 Segunda fase: evaluación térmica de los tubos en condiciones operativas

Las medidas registradas con el Thermohook así como los comentarios sobre la inspección visual durante esta segunda fase se muestran en la tabla del Anexo III: Medidas térmicas de los tubos receptores.

De forma gráfica, esta información se representa en la Figura 6-3. En ella se puede

ver la temperatura de vidrio de cada tubo, evaluada bajo las condiciones de contorno descritas en el procedimiento: irradiancia entre 800-900 W/m², caudal de HTF de 5 kg/s, temperature ambiente de 37 °C, viento de 2-5 m/s, y temperatura de HTF de 365-375 °C. En la Figura 6-3, los receptores se han representado en colores diferentes de acuerdo a su R_{TV} . Además, se utilizan tres colores diferentes de fondo para representar el estado visual de los receptores durante esta segunda fase de evaluación: con *coating* absorbedor degradado, sin *coating* y con cubierta de vidrio rota. Los tubos cuyos *coating* absorbedor mostraba cierta degradación o comienzo de degradación (por ejemplo, multiples puntitos brillantes, parecido a polvo metálico) se representan sobre un fondo violeta. Los tubos cuyo *coating* se ha perdido completamente y, por tanto, su tubo interior aparecía como una superficie de acero sin recubrir, se representan sobre un fondo naranja. Por último, aquellos tubos sin vidrio se representan en la parte más alta del gráfico sobre un fondo rojo.

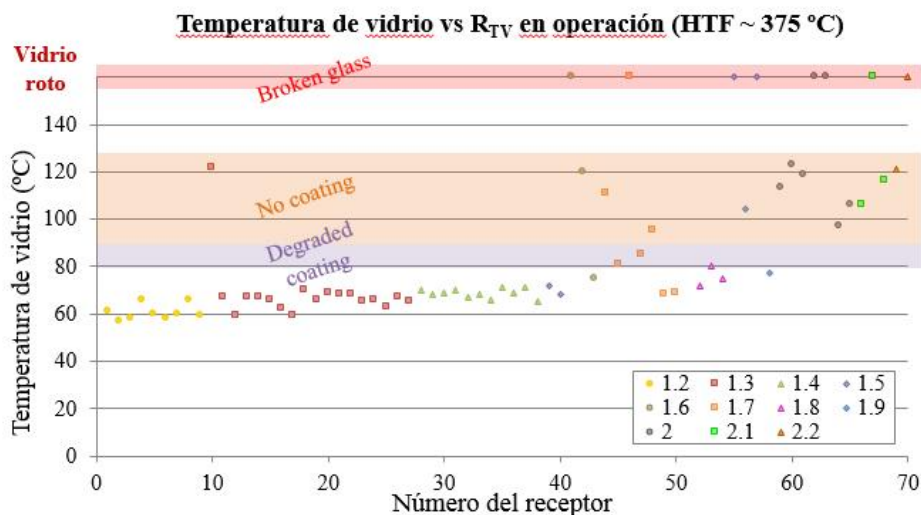


Figura 6-3. Temperaturas registradas para la muestra de tubos en condiciones operativas.

6.2.3 Tercera fase: evaluación del gas anular

En la tercera fase, se evaluó con Plasmasol el espacio anular de los 70 tubos seleccionados, exceptuando aquellos sin vidrio.



Figura 6-4. Plasma generado en un tubo receptor.

De todos ellos, sólo se generó plasma en 1 receptor. Otros 8 tubos no tenían vidrio. En los tubos restantes, 61 de 7, no se consiguió generar plasma. El plasma generado se muestra en la Figura 6-4. Era de color rosáceo y de unos 40 cm de longitud.

Su espectro de emisión fue capturado con el espectrómetro y se muestra en la Figura 6-5. Corresponde perfectamente y de forma exclusiva a gasargón, presentando sus picos característicos en 750 nm ($1s_2-2p_1$), 763 nm ($1s_5-2p_6$) y 810 nm ($1s_{4/5}-2p_{7/9}$). Interpretando la intensidad de estos picos con las curvas de calibración del dispositivo Plasmasol (Figura 3-16), se puede afirmar que el gas anular es argón a una presión de 10^{-2} mbar, puesto que la relación I_{750}/I_{763} es de 1.26.

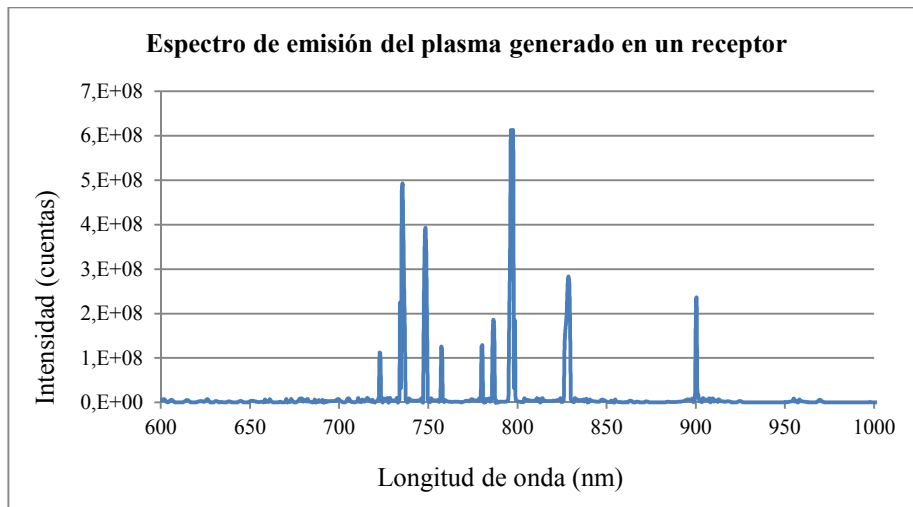


Figura 6-5. Registro del espectro de emisión del plasma generado en un receptor.

Este receptor mostraba un R_{TV} de 1.7. El *coating* mostraba signos leves de degradación en forma de múltiples puntos brillantes similares al polvo metálico identificables visualmente. Esto implica un incremento de emisividad que justifica la temperatura anormalmente alta para un receptor con argón [15].

Para inferir el gas anular presente en el resto de receptores, es necesario considerar los rangos de presión de encendido de plasma para cada gas (Figura 3-13): hidrógeno entre $2 \cdot 10^{-2}$ y 260 mbar, argón entre $3 \cdot 10^{-3}$ y 7 mbar, y aire entre $1 \cdot 10^{-2}$ y 10 mbar. Puesto que en estos tubos no se generó plasma, sus presiones anulares están por debajo o por encima de los rangos de presión mencionados. Estas dos posibilidades se pueden discutir en base a la relación entre la temperatura de vidrio de los receptores y la presión anular para diferentes gases. Esta función se obtiene mediante la simulación de un receptor bajo las mismas condiciones de contorno que las registradas durante la segunda fase en la que se evaluó experimentalmente la temperatura de vidrio. La emisividad térmica se fija en 0.09 [83]; los resultados se muestran en la Figura 6-6.

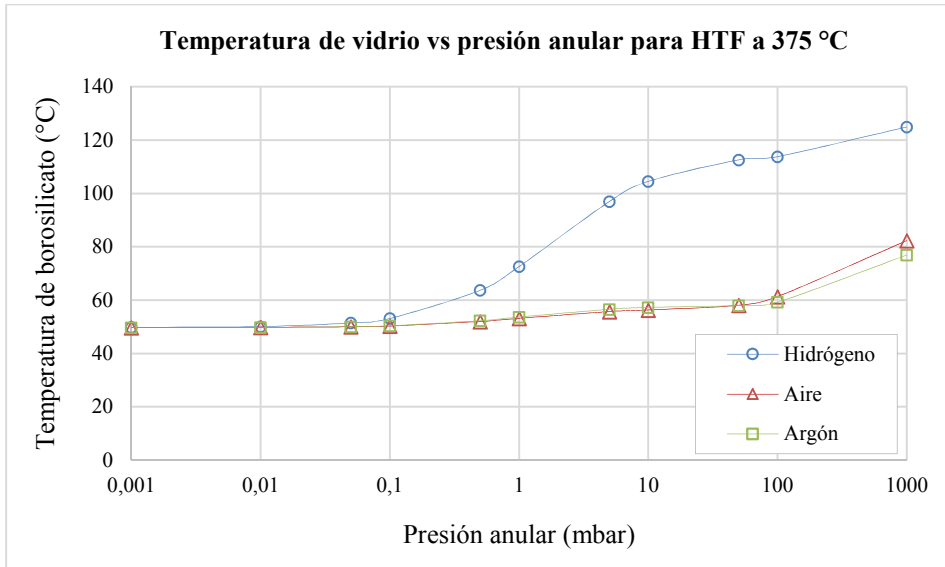


Figura 6-6. Temperatura del tubo de vidrio en función de la presión anular y para las condiciones de contorno dadas en la segunda fase de evaluación.

A partir de la Figura 6-6, se puede observar cómo, para cualquiera de los tres gases considerados, la temperatura de vidrio por debajo de 0.1 mbar es la misma que la de un tubo que mantenga su nivel de presión inicial de 0.001 mbar. Dado que los receptores fueron identificados como tubos calientes en la fase 1 de evaluación, su presión anular no puede estar en este rango y debe estar por encima de los límites de generación de plasma.

Si se consideran los tubos de la Figura 6-3 cuyo *coating* no está degradado (R_{TV} entre 1.2-1.5), se puede ver cómo las temperaturas evaluadas encajan con aquellas de la Figura 6-6 para aire o argón a presiones por encima de 10 mbar. Las temperaturas típicas para el caso del hidrógeno están muy por encima de los valores medidos a los R_{TV} mencionados. La posibilidad de tener argón por encima de esa presión es nula, puesto que su presión parcial en el aire es inferior a 10 mbar, y no hay otra fuente en el campo solar por la que el argón pueda entrar en el tubo. Por tanto, la única posibilidad es que el gas anular en los receptores en cuestión sea aire.

En cuanto a los receptores cuyo *coating* está parcial o completamente degradado (R_{TV} por encima de 1.5), no se pueden comparar con la Figura 6-6, porque su emisividad será superior a 0.09. Sin embargo, la oxidación parcial o completa de su *coating*

selectivo implica la presencia de oxígeno (aire) en el espacio anular como causa de la degradación.

6.2.4 Estimación de las pérdidas térmicas imputables a la degradación del vacío

La presión anular y emisividad térmica calculadas para cada R_{TV} así como las pérdidas térmicas a una temperatura del HTF de 343 °C se muestran en la siguiente Figura 6-7.

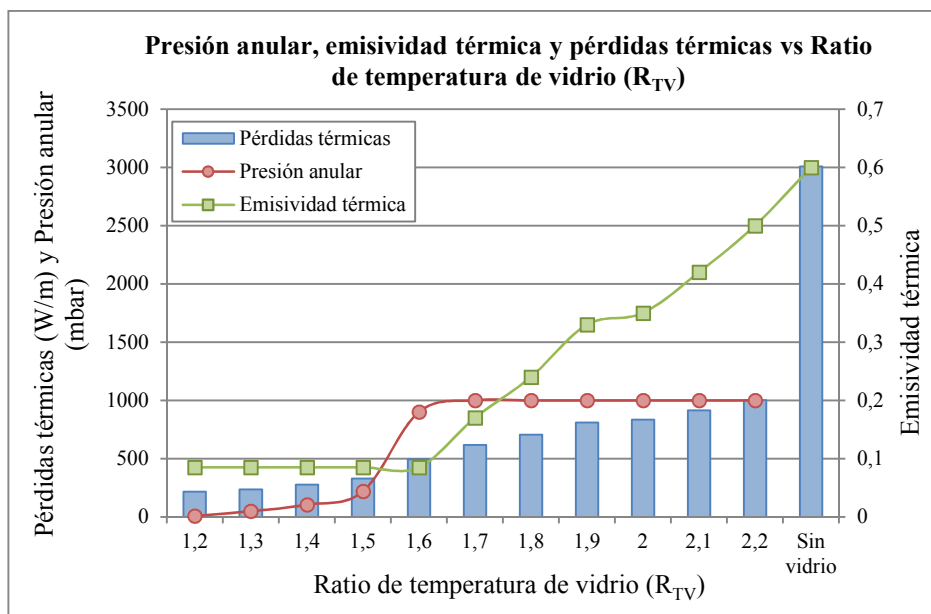


Figura 6-7. Presión anular, emisividad térmica y pérdidas térmicas típicas en condiciones de operación (HTF a 343 °C) de los receptores para cada R_{TV} .

Las pérdidas térmicas del tubo referencia se muestran en la Figura 6-8 en función de la temperatura del HTF.

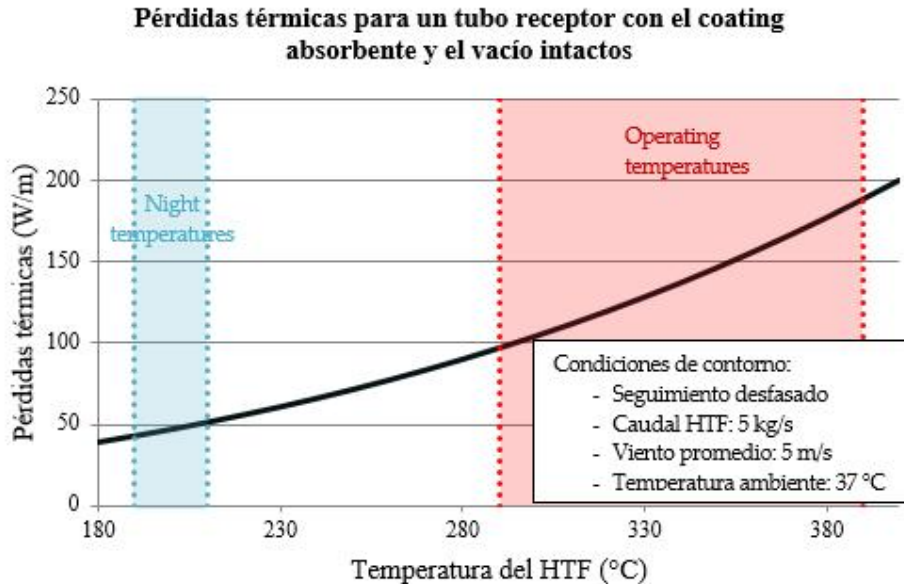


Figura 6-8. Pérdidas térmicas típicas para un tubo receptor referencia bajo las condiciones de contorno especificadas.

Las pérdidas térmicas para un receptor referencia a las condiciones consideradas son 146 W/m, estando el HTF a 343 °C. Para un tubo en las mismas condiciones pero sin vidrio, las pérdidas térmicas son de 3007 W/m.

Una vez calculadas las pérdidas térmicas para cada R_{TV} y sabiendo la cantidad de tubos operando a tales relaciones de temperatura de vidrio (Figura 6-2), el incremento total de pérdidas térmicas que supone la pérdida de vacío sobre las pérdidas térmicas de los tubos referencia se puede calcular fácilmente. Para las condiciones de contorno anteriormente mencionadas, la pérdida actual de vacío con la que opera el campo sola, añade unas pérdidas térmicas adicionales de unos 0.6 MWt, es decir, un 8% sobre el comportamiento de referencia (7.9 MWt). Estas pérdidas térmicas adicionales suponen una reducción del 0.5% sobre los 50 MWe producidos en condiciones nominales. En términos de energía, supone una pérdida de 0.6 GWh/año, las cuales se podrían reducir mediante la aplicación de estrategias preventivas de O&M tales como el método de evaluación aquí descrito.

6.2.5 Ecuación de pérdida de vacío proporcionada por el fabricante.

Según el método proporcionado por el fabricante, para unas temperaturas del HTF y del ambiente de 375 °C y 37 °C respectivamente, el tubo habrá perdido el vacío si la cubierta de vidrio presenta una temperatura superior a 203 °C.

Las temperaturas de vidrio evaluadas para cada tubo bajo las condiciones mencionadas, se muestran en la Figura 6-3. En ella se observa que todos los tubos presentan temperaturas de vidrio inferiores a 125 °C. En conclusión, según el criterio establecido en el método del fabricante, ningún tubo habría perdido el vacío, lo cual demuestra que el método proporcionado por el fabricante no es fiable.

6.3 Discusión

6.3.1 Primera fase: selección de tubos receptores

De los resultados obtenidos se extrae que en torno a un 9% de los tubos presenta una cierta pérdida de vacío identificable a través de su temperatura de vidrio. De este 9%, la mayoría de tubos (90-95%) presenta un nivel de sobrecalentamiento del vidrio poco destacable. Este dato puede tener su justificación en la incertidumbre introducida por la medida de la cámara infrarroja y por el procedimiento de evaluación en movimiento, que llevaría a identificar un leve sobrecalentamiento en tubos que realmente operan en condiciones de referencia. En cualquier caso, si presentasen pérdida de vacío real, sería leve como se discutirá en la sección 6.3.4. Por otro lado, la pérdida de vacío parece evidente en el resto de receptores, que supone una población del 0.5% del total de la planta.

También es interesante reseñar que, a menudo, los tubos con vidrio caliente aparecían en tríos, parejas e incluso grupos más grandes de receptores consecutivos. Esto podría sugerir que el fallo de los tubos tenga un origen mecánico. Las dilataciones debido al calentamiento y enfriamiento de los materiales se transmiten con facilidad a los tubos anexos, generando tensiones mecánicas que afectan a la integridad de la soldadura vidrio-metal. El fallo de la soldadura está descrito en la literatura como la principal causa del fallo de los receptores [70] [84]. Las tensiones residuales se generan durante el proceso de enfriamiento de la soldadura. Estas tensiones disminuyen su resistencia y provocan la rotura de la soldadura por fatiga.

6.3.2 Segunda fase: evaluación térmica de los tubos en condiciones operativas

A partir de los resultados obtenidos, destaca cómo la temperatura de vidrio aumenta progresivamente con R_{TV} . Por tanto, parece que éste es un parámetro útil para valorar el nivel de vacío de los tubos de una forma económica desde el punto de vista de los recursos invertidos.

El incremento apreciable es progresivo y aproximadamente constante hasta un R_{TV} de 1.6. A partir de este valor, la temperatura de vidrio aumenta mucho más rápido y el *coating* comienza a mostrar degradación a nivel visual. Los receptores sin *coating* y con vidrio roto empiezan a aparecer conforme incrementa el R_{TV} .

Otro punto a destacar es que la degradación del vacío de los receptores evoluciona con el tiempo. La primera y segunda fase se ejecutaron con una diferencia de tres semanas entre ellas. En la primera fase de evaluación, entre la muestra de receptores seleccionados, ninguno tenía el tubo roto, 18 tubos no presentaban *coating* absorbedor y 3 tubos comenzaban a mostrar principios de degradación sobre el *coating*. Estos números evolucionaron en la segunda fase, en la que, entre los tubos seleccionados, 8 ya tenían el vidrio roto, 13 no presentaban *coating* y 4 tubos exhibían principios de degradación sobre el *coating* selectivo. En todos estos tubos se había registrado un R_{TV} en la primera fase de al menos 1.6, exceptuando un tubo de 1.3. En base a esta información, parece que un R_{TV} de 1.6 se presenta como el límite a partir del cual los receptores aceleran la degradación de su vacío y llegan en algunos casos a romper el vidrio. Por tanto, este límite podría ser un criterio a tener en cuenta a la hora de establecer una estrategia preventiva de detección de tubos que van sufrir una degradación inminente.

6.3.3 Tercera fase: evaluación del gas anular

La única prueba positiva obtenida con el Plasmasol corresponde unívocamente a argón a una presión del orden de 10^{-2} mbar. Analizadas todas las opciones, lo más probable es que este gas proceda de un fallo en el proceso de fabricación del vacío. El argón se usa para crear un atmósfera inerte durante algunas fases del proceso de fabricación tales como la soldadura vidrio-metal. El penúltimo proceso de fabricación es la generación del vacío en el espacio anular a un nivel estándar de 10^{-3} mbar, siendo la etapa final la de activación de los *getters*. Si ocurre un fallo en el

proceso de vacío, algunos gases tales como argón o incluso aire atmosférico a baja presión podría permanecer en el espacio anular. Es probable que el oxígeno del aire oxide el *coating* absorbedor, dependiendo de su cantidad y temperatura de exposición. Los gases restantes, incluido el oxígeno restante, serían absorbidos por los *getters* tras su activación. Los *getters* son altamente reactivos con una amplia variedad de gases tales como H₂, CO, CO₂, O₂, H₂O, C_nH_m y N₂, a diferencia del Ar [63].

En total, 62 de los 70 receptores seleccionados (a los 8 restantes se les rompió el vidrio) han podido ser evaluados con el Plasmasol. Sin embargo, no se ha generado plasma de aire en ninguno de ellos. La razón puede estar implícita en la Figura 6-6. Se puede observar cómo la temperatura de vidrio a 10 mbar es ligeramente superior (6 °C) a la temperatura a 0.001 mbar para un absorbedor a 375 °C. Por tanto, esta diferencia será inferior (2-3 °C de acuerdo a las simulaciones usando el mismo modelo) durante la noche para temperaturas del absorbedor de 200 °C. Esto significa que, en la mayoría de los casos, los receptores con aire en el espacio anular a una presión inferior a 10 mbar no serán identificados como tubos calientes durante la noche (primera fase de evaluación). Por encima de esta presión serán identificados como tubos calientes pero el Plasmasol no será capaz de generar plasma.

Por otro lado, varios estudios [55] [60] que describen la presencia de hidrógeno en el espacio anular argumentan que el hidrógeno aparece a partir de la descomposición de cadenas de carbón cuando el HTF se opera por encima de los límites de temperatura recomendados. En este caso, estos átomos de hidrógeno permean hasta el espacio anular a través del tubo interior de acero, donde se unen formando moléculas de hidrógeno. Estas teorías reclaman una presión de hidrógeno en HTF en torno a 1 mbar. Sin embargo, esta presión está entre los límites de generación de plasma con el dispositivo Plasmasol y no se ha generado plasma de hidrógeno. Los *getters* también hacen su papel y podrían absorber el hidrógeno generado, pero también lo harían con el resto de gases tales como el oxígeno y el nitrógeno hasta el punto de saturación. A partir de este punto, los gases del espacio anular no serían absorbidos durante más tiempo y comenzaría a aparecer el fenómeno del vidrio caliente. En este momento, como se ha visto en la evaluación de los receptores, el aire parece ser el gas prevaleciente en la ocupación del espacio anular, conduciendo a la oxidación del *coating* absorbedor y a, más adelante, a la fractura del tubo de vidrio.

La conclusión de que el aire es el gas encontrado en el espacio anular en los tubos con vidrio caliente evaluados está soportada y justificada por el fallo de la soldadura

vidrio-metal. En la literatura [69] [68] se menciona el alto porcentaje de fallo de este componente de los receptores: 30-40% en un periodo de 9-11 años de operación. Estos fallos se deben a causas tales como la tensión mecánica producida por el flujo solar concentrado, golpes y vibraciones, siendo las tensiones térmicas residuales el principal motivo de fractura de vidrio [73]. Los gradientes de temperatura, así como los cambios climáticos durante la operación, pueden igualmente tener influencia sobre la resistencia térmica y las grietas a lo largo de la soldadura vidrio-metal [67]. Todos estos factores hacen que las grietas evolucionen con el tiempo. La evolución temporal, que depende de factores irregulares como los mencionados anteriormente, justifica por qué los receptores no alcanzan la presión de 1 bar de forma inmediata, sino sólo al final de un cierto periodo de tiempo. Esto se confirma al encontrar algunos receptores que muestran diferentes estadios de degradación del *coating* absorbedor o pérdida completa del mismo antes de producirse la fractura del vidrio.

6.3.4 Estimación de pérdidas térmicas causadas por la degradación del vacío

Asumiendo la hipótesis indicada en la sección 6.1.4, se observa cómo la emisividad comienza a aumentar (sinónimo de degradación del *coating* selectivo) para un R_{TV} superior a 1.6. Esto es coherente con las observaciones realizadas durante la evaluación de los receptores que indicaban la aceleración de la degradación a partir de dicho punto.

Como se puede observar para relaciones de temperatura de vidrio superiores a 1.6, el receptor alcanza una presión anular de 1 bar y el *coating* comienza a degradarse, incrementando su emisividad térmica. Este resultado numérico encaja con lo afirmado en base a los resultados experimentales acerca de que una relación de 1.6 parecía ser un límite a partir del cual los receptores aceleran la degradación de su vacío y acaban rompiendo su vidrio.

A partir del cálculo de pérdidas térmicas, se observa cómo el impacto de la degradación del vacío es leve, suponiendo una pérdida de 0.6 MWt sobre los 128 MWt que se obtienen del campo solar en régimen nominal. En términos de potencia eléctrica, se produce una pérdida de 0.23 MWe sobre los 50 MWe nominales.

6.3.5 Ecuación de pérdida de vacío proporcionada por el fabricante

Los receptores cuyo *coating* absorbedor estaba completamente perdido y aparecían como tubos de acero inoxidable sin recubrir, mostraban temperaturas de vidrio de 95-123 °C, lejos de los 203 °C que indica el fabricante como temperatura umbral. Sin embargo, la pérdida de vacío era evidente en muchos casos.

Es muy posible que la Ecuación (6-4) sólo considere la pérdida de vacío por hidrógeno y no por aire u otro gas. De esta forma, sería coherente una temperatura umbral tan elevada.

En cualquier caso, el método proporcionado por la garantía del fabricante no es útil para determinar la pérdida de vacío de los tubos receptores y, por tanto, tampoco lo es para ser aplicado como un método de O&M con el objetivo de comprobar la pérdida de vacío de los receptores.

6.4 Conclusiones

Se ha descrito y ejecutado en una planta comercial un procedimiento de 3 fases para evaluar el rendimiento térmico y el gas anular de los receptores en el campo solar. Este procedimiento se basa en las temperaturas de los tubos de vidrio y absorbedor de los receptores, así como en la generación de plasma en el espacio anular. Se ha demostrado la viabilidad de implementar este procedimiento en el esquema de O&M de una planta comercial, atendiendo a los recursos materiales y de tiempo requeridos. Los principales resultados obtenidos son:

- El 9% de los receptores operativos en el campo solar mostraban cierto nivel de degradación de vacío. Además, en el 1% de los tubos esta degradación de vacío era avanzada.
- La relación de temperaturas de vidrio R_{TV} es un parámetro útil para evaluar el nivel de degradación de vacío de los tubos. A partir de un valor de 1.6 se acelera la degradación.
- El gas presente en el espacio anular de los tubos degradados por este efecto es aire. La presión anular evoluciona con el tiempo provocando la oxidación del *coating* y, en algunos casos, la fractura del tubo de vidrio.
- Se ha identificado argón a una presión de 10^{-2} mbar en el espacio anular de

un receptor.

- No se han encontrado evidencias de la presencia de hidrógeno en el espacio anular de ningún tubo receptor.
- El fallo de la soldadura vidrio-metal por tensiones térmicas cíclicas se considera la razón principal de la pérdida de vacío en los receptores.
- La degradación del vacío que presentan los tubos produce unas pérdidas térmicas en condiciones operativas de 0.6 MWt en la planta estudiada, un 8% más que en ausencia de degradación. En términos de potencia, esto se traduce en una pérdida de 0.23 MWe sobre los 50MWe nominales de la planta.
- El método proporcionado por el fabricante para comprobar el vacío de los receptores no es capaz de detectar la pérdida de vacío por aire y, por tanto, no es un método útil.

7 IMPACTO DE LA DEGRADACIÓN DEL TUBO SOBRE LA PRODUCCIÓN ANUAL

EL objetivo de este capítulo es analizar el impacto real que los factores de degradación evaluados experimentalmente en los capítulos anteriores tienen sobre la producción de una planta termosolar de tecnología cilindro parabólica. Concretamente se tomará como elemento de juicio el Levelized Cost of Electricity (LCOE) de una planta comercial con las características que se describirán más adelante.

Para este propósito, se ha desarrollado un código en Matlab que analiza el comportamiento térmico de una planta termosolar a partir de unos datos de partida muy específicos que permiten modelar con un gran nivel de detalle cada uno de los aspectos y características que determinan el comportamiento de los tubos receptores.

7.1 Descripción del modelo

El código que se ha desarrollado consta de un *script* principal y de 20 funciones adicionales a través de las cuales se resuelve el comportamiento de la planta termosolar, generando dos salidas principales.

Por un lado, el modelo genera el desglose de flujos de energía que se produce en la planta en formato horario, mensual y anual. En este balance energético, se identifican los conceptos que se muestran en la Figura 7-1.

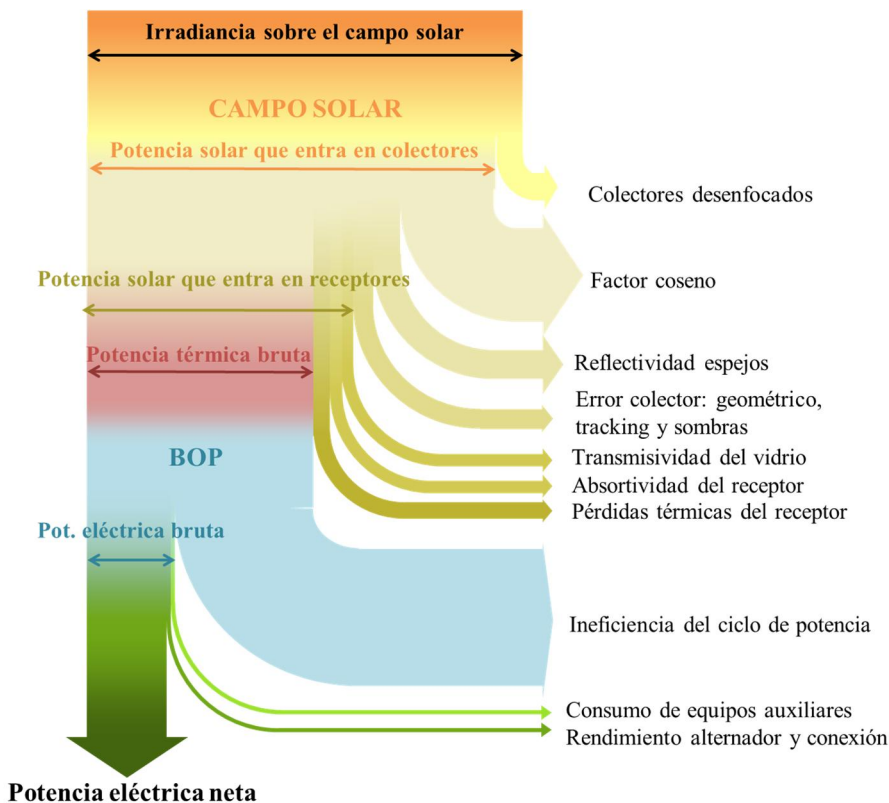


Figura 7-1. Diagrama de Sankey con los flujos de energía que se consideran en la resolución del comportamiento de la planta termosolar.

Por otro lado, el modelo realiza un balance económico a lo largo de la vida útil de la planta, en el que anualmente se identifican los conceptos que se muestran en la Figura 7-2, y a partir de ellos se calcula el LCOE de la planta.

Año	CAPEX			Coste O&M					Coste total	Energía generada
	Campo Solar	BOP	EPC	O&M fijo	O&M variable	Reemplazo de receptores	Limpieza	Seguros		
0										
1										
...										
n										
									LCOE	

Figura 7-2. Formato del balance económico de la planta considerado por el modelo.

El código al completo se puede consultar en el Anexo IV: Performance Model de la Planta Termosolar.

A continuación se describirá brevemente el funcionamiento de los ficheros y funciones que componen el modelo.

7.1.1 **Script principal**

El script principal tiene como objeto la coordinación de los tres bloques principales en los que se estructura el programa:

1. Generación de las matrices de propiedades de los tubos receptores y espejos concentradores que determinan la degradación de estos elementos a lo largo de la vida útil de la planta (función *fdegrad_setting.m*).
2. Resolución del comportamiento de la planta termosolar (función *fsolar_power_plant.m*).
3. Análisis económico del ciclo de vida de la central (función *fcash_flow.m*)

Para ello, en el script se introducen una serie de argumentos de entrada (inputs) que son:

- los datos de un año meteorológico típico.
- el ensuciamiento diario que experimentan tanto los tubos receptores como los espejos concentradores.
- la degradación que sufren los tubos receptores (pérdida de vacío y pérdida del *coating* del absorbedor).
- la estrategia de limpieza (frecuencia de limpieza).
- la política de reemplazo de tubos dañados.

A partir de estos inputs, el *script* proporciona las siguientes variables de salida (outputs):

- resolución del comportamiento térmico
- análisis económico de la planta a lo largo de su vida útil y escribe los resultados en una hoja excel.

El diagrama de flujo que se ejecuta en el *script* se muestra en la columna izquierda de la Figura 7-3.

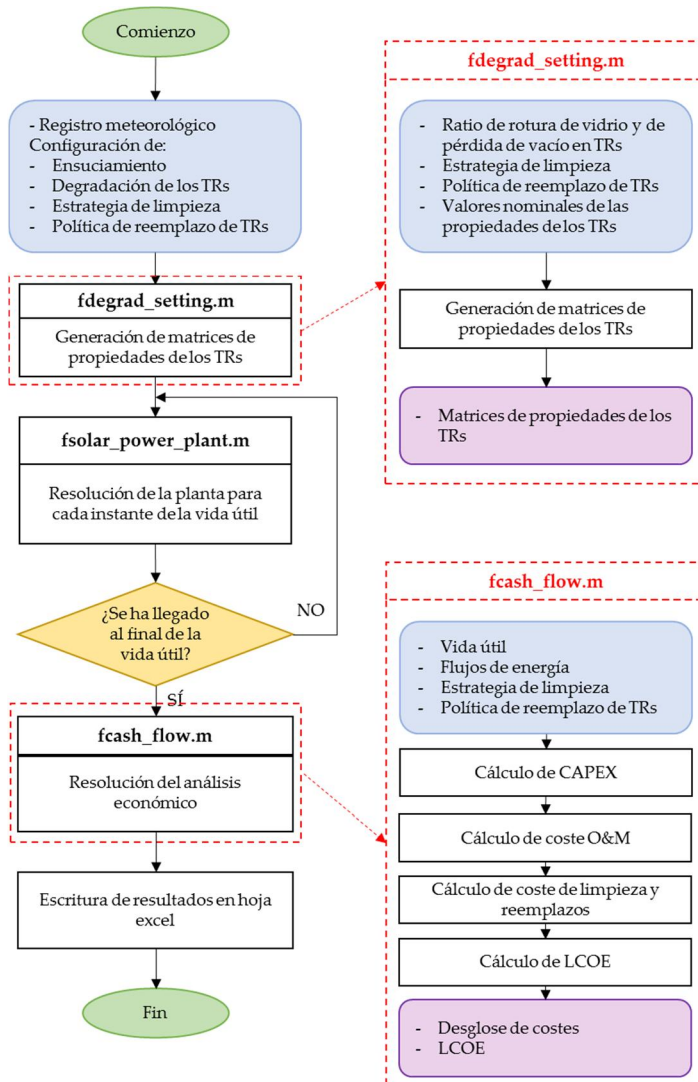


Figura 7-3. Diagrama de flujo del *script* principal (a la izquierda), de la función *fdegrad_setting.m* (arriba a la derecha) y la función *fcash_flow.m* (abajo a la derecha).

7.1.2 Función *fdegrad_setting.m*

Esta función tiene por objetivo construir unas matrices que contienen los parámetros de los tubos receptores y de los espejos concentradores que se ven afectados por la degradación a lo largo de la vida útil de estos componentes.

Estas matrices contienen tantas columnas como tubos receptores tienen los lazos del campo solar, y tantas filas como días abarca el periodo de vida útil definido para la planta.

Las variables contenidas en las matrices son:

- Para el tubo receptor: transmisividad, absorptividad, presión interanular, gas interanular, estado del *coating* absorbedor y estado de la cubierta de vidrio:
- Para los espejos concentradores: reflectividad.

Esta función recibe como inputs:

- las propiedades nominales tanto de los tubos receptores como de los espejos.
- la intensidad de ensuciamiento y degradación de los tubos receptores y de los espejos concentradores.
- las políticas de limpieza y reemplazo de componentes dañados que se aplican en la planta.

Tras el cálculo de variables, devuelve las salidas al *script* principal.

El diagrama de flujo que se ejecuta con esta función se muestra en la Figura 7-3, arriba a la derecha.

7.1.3 Función *fsolar_power_plant.m*

Esta función es la responsable de integrar y coordinar las funciones implicadas en el cálculo del comportamiento de la planta solar, que son las dos siguientes:

- Resolución térmica del campo solar, a través de la función *solar_field_solver.m*.
- Resolución del bloque de potencia mediante la función *fBOP.m*.

Para ello, recibe como inputs:

- Las matrices de propiedades de tubos receptores y espejos concentradores definidos por la función *fdegrad_setting.m*.
- El año meteorológico típico.

Además, en el cuerpo de la función se definen todas las demás variables que definen el campo solar de la planta:

- Número de lazos y número de tubos por lazo
- Temperatura objetivo de operación en régimen nominal
- Espejos concentradores: longitud de apertura, reflectividad, factor de pérdidas (seguimiento, sombreado, alineamiento, etc) y la orientación de los colectores.
- Tubos receptores: dimensiones, transmisividad, emisividad y conductividad térmica de la cubierta de vidrio, presión y gas interanular, emisividad y conductividad del tubo absorbedor.
- Fluido caloportador: tipo y temperatura de entrada en operación.
- Ubicación geográfica de la planta.

A partir de esta información, la función resuelve el comportamiento térmico del campo solar para cada uno de los instantes definidos en el archivo del año meteorológico, y posteriormente ejecuta la función que resuelve el bloque de potencia.

Esta función, genera como outputs toda la información que define el rendimiento de la planta:

- Caudal másico y temperatura del fluido térmico
- Desglose de flujos de energía tanto en el campo solar como en el bloque de potencia.
- Rendimientos térmico y global.
- Consumo de auxiliares.
- Generación de energía del bloque de potencia.

Esta información se devuelve al *script* principal y será utilizada para realizar el

análisis económico, tal y como se describirá posteriormente.

El diagrama de flujo que se ejecuta con esta función se muestra en la columna izquierda la Figura 7-4.

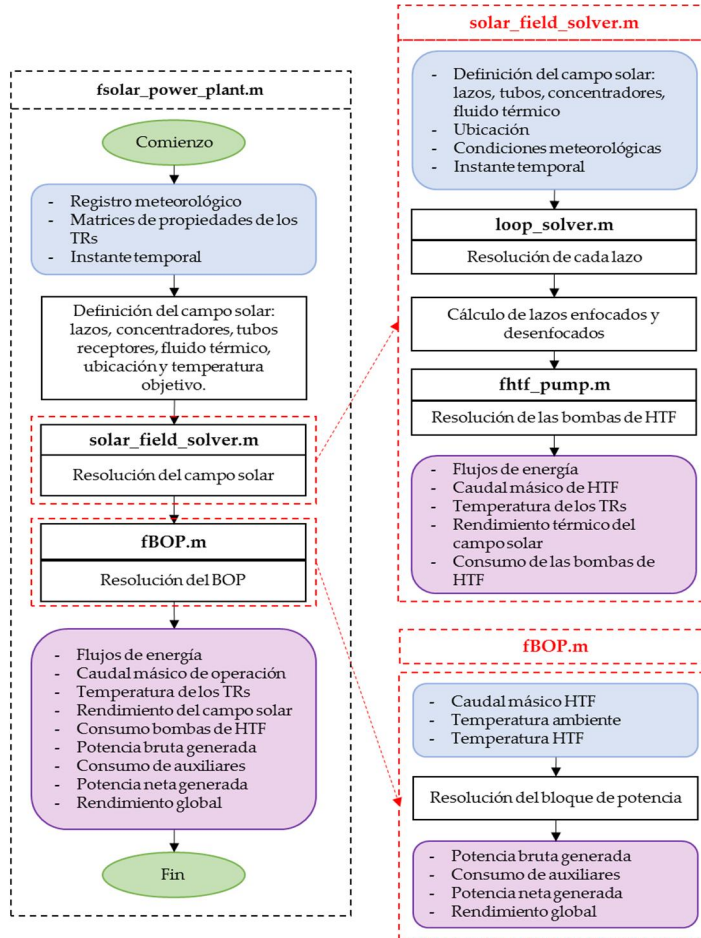


Figura 7-4. Diagrama de flujo de las funciones *fsolar_power_plant.m* (a la izquierda), *solar_field_solver.m* (arriba a la derecha) y *fBOP.m* (abajo a la derecha).

7.1.4 Función *solar_field_solver.m*

El objetivo de esta función es la gestión de las funciones que resuelven el comportamiento del campo solar, y que son las dos siguientes:

- *loop_solver.m*, que resuelve un lazo extrapolando su comportamiento al resto de lazos de la planta.
- *fhf_pump.m*, que resuelve el comportamiento de las bombas de impulsión del fluido térmico.

Para ello, esta función recibe como inputs todas las variables relativas al campo solar que se definieron en la función *fsolar_power_plant.m* y proporciona como *outputs* todas las variables que permiten evaluar el comportamiento del campo solar.

El diagrama de flujo de esta función, se muestra en la parte superior derecha de la Figura 7-4.

7.1.5 Función *loop_solver.m*

Esta función tiene por objetivo resolver un lazo de la planta solar.

Para ello, recibe como inputs todas las variables que definen tanto el lazo como sus componentes, las cuales ya se han ido especificando en las funciones que preceden a esta.

En esta función se implementa, además, el algoritmo que define la lógica de operación de la planta y que es el que se describe en la Figura 7-5.

La planta sólo se opera si la temperatura objetivo definida para el fluido térmico es al menos 15 °C superior a la temperatura de entrada. Si es así, entonces se resuelve cada uno de los tubos receptores que componen el lazo, ejecutando para ello la función *tube_solver.m* a través de un bucle que permite ajustar el caudal másico hasta que la temperatura de salida del último tubo sea igual a la temperatura objetivo de operación.

Una vez resuelto el lazo completo, se comprueba que el caudal másico del fluido caloportador obtenido sea superior al caudal crítico, lo cual asegura el régimen turbulento del fluido.

En el caso de que el caudal másico sea inferior al crítico, se vuelve a resolver el lazo

completo imponiendo un caudal igual al crítico. En ese caso se obtendrá una temperatura de salida del fluido inferior a la temperatura objetivo.

Los outputs que proporciona esta función son todas aquellas variables que permiten evaluar el rendimiento del lazo:

- Temperatura en cada elemento de cada uno de los tubos del lazo.
- Desglose de flujos de energía a lo largo del lazo.
- Caudal y temperatura del fluido caloportador.

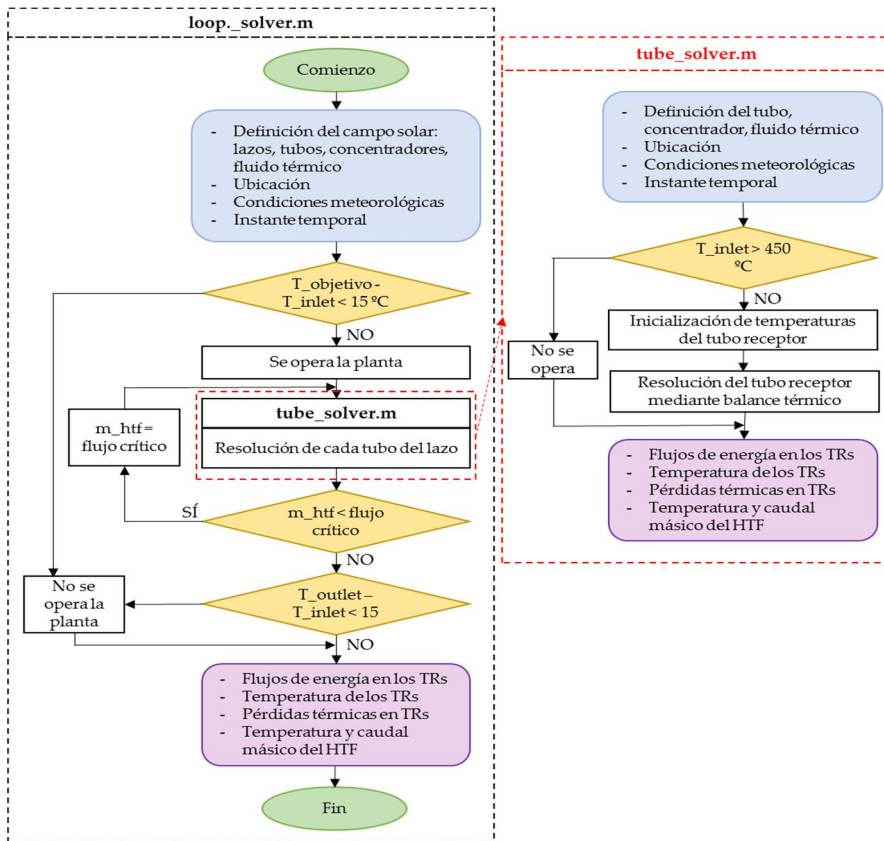


Figura 7-5. Diagramas de flujo de las funciones *loop_solver.m* (izquierda) y *tube_solver.m* (derecha).

7.1.6 Función *tube_solver.m*

Esta función ejecuta la resolución de un tubo receptor, tal y como se muestra en su diagrama de flujo (Figura 7-5).

Para ello, recibe como inputs todos los parámetros que definen a dicho tubo y a su concentrador así como la localización, información meteorológica e instante del día.

Como outputs, proporciona:

- Temperatura en cada elemento del tubo.
- Desglose de flujos de energía en el tubo receptor.
- Caudal y temperatura del fluido caloportador.

Para la resolución de un tubo receptor, la función desarrolla el modelo termodinámico descrito por Forristal [13], apoyándose en las funciones que se indican a continuación.

- *fh_12conv.m*: calcula el coeficiente de convección en el intercambio de calor entre el fluido térmico y la superficie interior del tubo absorbedor.
- *k_321h.m*: proporciona la conductividad térmica del acero 321h a una temperatura determinada. Se ha considerado este material para modelar el tubo absorbedor.
- *epsilon_schott.m*: proporciona la emisividad del tubo absorbedor en función de la temperatura y del estado de degradación del mismo. Para ello se basa en el comportamiento de un tubo Schott.
- *fh_34conv.m*: calcula el coeficiente de convección en el intercambio de calor entre la superficie exterior del tubo absorbedor y el gas interanular.
- *fh_34rad.m*: calcula el coeficiente de radiación en el intercambio de calor entre la superficie exterior del tubo absorbedor y la superficie interior de la cubierta de vidrio.
- *fh_56conv.m*: calcula el coeficiente de convección en el intercambio de calor entre la superficie exterior del tubo de vidrio y el ambiente.
- *fh_57rad.m*: calcula el coeficiente de radiación en el intercambio de calor entre la superficie exterior del tubo de vidrio y el ambiente.

- *k_borosilicate.m*: proporciona la conductividad térmica del borosilicato. Se ha considerado este material para modelar el tubo de vidrio.
- *fh_brac_cond.m*: calcula el coeficiente de pérdidas de calor a través de las conducciones de los extremos del tubo receptor.
- *fK_incidence.m*: calcula el factor coseno para la incidencia solar.
- *density.m*: contiene las propiedades del aire.
- *therminol.m*: proporciona las propiedades termodinámicas del fluido caloportador, en este caso Therminol VP1.

7.1.7 Función *fhtf_pump.m*

El objetivo de esta función es calcular el consumo de las bombas de impulsión del fluido térmico en su circulación tanto a través del campo solar como del bloque de potencia.

Para ello, se desglosa la potencia de impulsión en tres sumandos:

- la impulsión del fluido a través del intercambiador de calor
- la impulsión desde la isla central de la planta (tanques de aceite e intercambiador) hasta el inicio de los lazos más el recorrido desde la salida de los lazos hasta el regreso a la isla central.
- la impulsión a lo largo de los lazos del campo solar.

En el caso del intercambiador de calor, se considera la pérdida de presión correspondiente a un equipo carcasa-tubo como el existente en la planta solar que ha sido objeto de estudio en los capítulos anteriores.

Para los otros dos bloques, se calcula la pérdida de presión del fluido a partir de la ecuación de continuidad y la ecuación de Bernouilli, considerando que la densidad del fluido y su velocidad es la misma a la entrada y a la salida de la bomba. De esta forma, la caída de presión (ΔP) viene dada por la suma de las caídas de presión debidas a diferencia de altura hidráulica entre la entrada y la salida de la tubería y las debidas a rozamiento del fluido con la tubería:

$$\Delta P = g\rho(z_2 - z_1) + \sum_{\substack{\text{tramos} \\ \text{rectos}}} 2f\rho v^2 \frac{L}{d_i} + 2f\rho \frac{v^2}{d_i} \left(\sum L_{eq} \right) \quad (7-1)$$

donde:

d_i : diámetro interior de la tubería (m)

f : factor de fricción de Fanning.

g : aceleración de la gravedad.

L : longitud de los tramos rectos de tubería (m).

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

v : velocidad del fluido (m/s).

Z_i : altura de la tubería a la entrada (1) y a la salida (2).

ρ : densidad del fluido (kg/s)

Para el cálculo de las pérdidas hidráulicas por rozamiento con la tubería es necesario determinar el "factor de fricción de *Fanning*", f , que se puede obtener a partir de expresiones empíricas en función del número de *Reynolds*.

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

- Para Régimen Laminar ($Re < 2200$):

$$f = \frac{16}{Re} \quad (7-2)$$

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

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4.0 \log \left\{ \frac{1}{3.7065} \left(\frac{\varepsilon}{D} \right) - \frac{5.0452}{Re} \log \left[\frac{1}{2.8257} \left(\frac{\varepsilon}{D} \right)^{1.1098} + \frac{5.8506}{Re^{0.8981}} \right] \right\} \quad (7-3)$$

donde:

Re: número de *Reynolds*.

ε : rugosidad de la tubería (m)

A partir de aquí, la potencia eléctrica de impulsión (P_e) viene dada por el cociente entre la energía mecánica requerida para mover el fluido a través del circuito y el rendimiento mecánico de la bomba:

$$P_e = \frac{m_{htf} \cdot \Delta P}{\rho_{htf} \cdot \eta_b} \quad (7-4)$$

Donde:

P_e : potencia eléctrica requerida para mover el fluido a lo largo del circuito considerado (W).

ΔP : caída de presión a lo largo del circuito hidráulico (Pa).

m_{htf} : caudal másico de fluido térmico (kg/s).

ρ_{htf} : densidad del fluido térmico (kg/m³).

η_b : rendimiento de la bomba.

El diagrama de flujo que sigue esta función se muestra en la siguiente Figura 7-6.

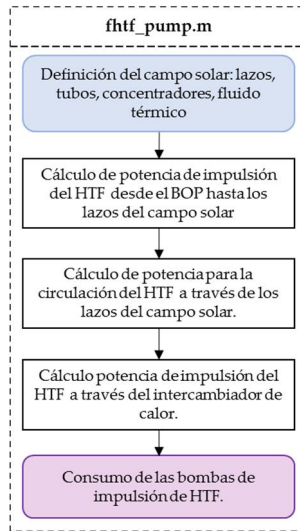


Figura 7-6. Diagrama de flujo de la función *fhtf_pump.m*.

7.1.8 Función *fbOP.m*

Esta función resuelve la parte del bloque de potencia de la planta solar.

El modelado de esta parte del programa se realiza a partir de un conjunto de matrices de prestaciones. Estas matrices permiten obtener la potencia bruta generada, la temperatura del fluido térmico a la salida del generador de vapor y la potencia de consumo de equipos auxiliares a partir de los datos de entrada, que son: temperatura y caudal másico del fluido caloportador a la entrada del generador de vapor, y temperatura ambiente.

Las matrices de prestaciones de la central han sido obtenidas a partir de simulaciones realizadas con el software Thermoflex. En ese software, específico para plantas de potencia de diferente naturaleza (centrales de turbina de vapor o turbina de gas que utilizan diferentes tipos de energía primaria), se ha implementado un modelo completo de una central termosolar de colector cilindro-parabólico con características típicas del estado del arte de la tecnología. La planta tiene una potencia bruta (bornas de alternador) de 140 MW y emplea refrigeración del ciclo mediante aerocondensador. La Figura 7-7 muestra un esquema de procesos del bloque de

potencia de la planta en el que se puede observar que este consta de una turbina de vapor de dos cuerpos (alta y baja presión) separados por el proceso de recalentamiento. El condensador está refrigerado por aire de manera indirecta (aerocondensador) y el tren de precalentamiento del agua de alimentación consta de cuatro precalentadores de baja presión (el último de los cuales es el desgasificador) y dos de alta presión. En este proceso de precalentamiento, se recupera también la energía térmica del drenaje del tanque de purga continua del generador de vapor y de la corriente de vapor de sellos al condensador. Finalmente, la bomba de agua de alimentación a la caldera es de accionamiento eléctrico.

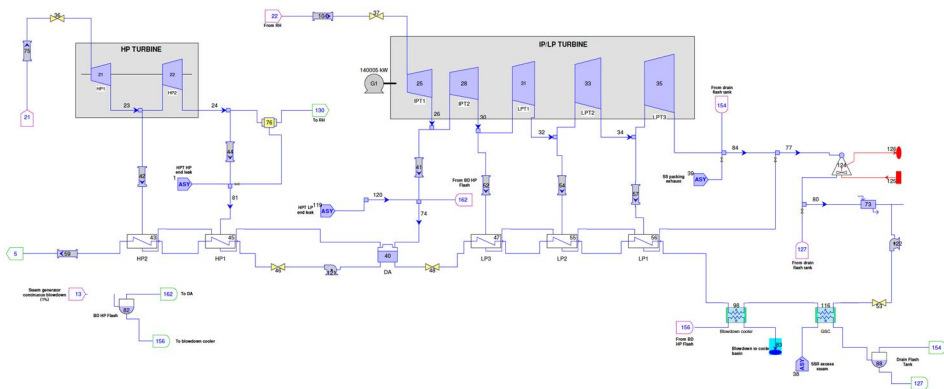


Figura 7-7. Esquema del bloque de potencia de la central de referencia (Thermoflex).

El diagrama de flujo que sigue la función $fBOP.m$ se muestra en la Figura 7-4.

7.1.9 Función $fcash_flow.m$

Esta función tiene como objetivo el cálculo del balance económico de la planta termosolar a lo largo de su vida útil.

Para ello recibe como inputs:

- la vida útil de la planta.
- las políticas de limpieza y de reemplazo de tubos receptores y espejos concentradores.

- los flujos de energía anuales que se producen en la planta.

En el cuerpo de la función se definen otros parámetros de entrada como son:

- datos generales: superficie de terreno, potencia nominal, número de lazos o tasa de interés.
- parámetros de limpieza: velocidad de la limpieza, consumo de combustible y agua.
- parámetros de costes: personal, agua, combustible, camiones de limpieza, tubos receptores nuevos.
 - costes de inversión: terreno, potencia instalada y EPC.
 - costes de O&M: cuota fija y variable por capacidad instalada y por energía generada, así como coste del seguro.

A partir de estos datos, se calculan los tres sumandos en los que se desglosa el coste de la planta: coste de inversión, coste de O&M, coste de limpieza y coste de reemplazo de los tubos receptores.

Realmente, tanto el coste de la limpieza como el de reemplazo de tubos se consideran costes de O&M, pero debido al papel que juegan estos factores en el análisis de rendimiento que se pretende hacer, se han aislado de la partida de O&M.

Los resultados o outputs que devuelve la función *fcash_flow.m* son:

- Coste de inversión, que se ejecuta en el año 0 de operación.
- Coste de O&M correspondiente a cada año de operación.
- LCOE considerando la vida útil de la planta.

El diagrama de flujo que sigue esta función se muestra en la Figura 7-3.

7.2 Procedimiento

En este epígrafe se describen las condiciones de contorno que se han considerado para definir la planta termosolar que posteriormente será objeto de análisis a través de las simulaciones que se realizan.

Posteriormente se describe el procedimiento realizado para validar la herramienta.

Por último, se plantean los diferentes escenarios que se han simulado con el objetivo de evaluar la sensibilidad que presenta el LCOE de la planta ante diferentes estrategias de limpieza, políticas de reemplazo de tubos u otros factores como puedan ser la irradiancia acumulada (localización geográfica de la planta).

7.2.1 Condiciones de contorno

Las simulaciones se basan en una planta termosolar de tecnología cilindro parabólica con una potencia nominal de 140 MWe y refrigeración mediante aercondensador. La planta consta de recalentamiento entre los cuerpos de alta y baja presión de la turbina y de precalentamiento del agua de alimentación a la caldera mediante extracciones de vapor de la turbina. Este proceso de precalentamiento tiene lugar en seis precalentadores, cuatro de baja presión y dos de alta presión. Los valores nominales de los parámetros de operación principales son representativos del estado del arte. La planta no dispone de sistema de almacenamiento de energía térmica.

Respecto a la ubicación se han considerado dos localizaciones diferentes: Sevilla, con una radiación anual acumulada de 2100 kW/m²; y el desierto de Atacama (Chile), con una radiación anual acumulada de 3300 kW/m². Con ello, se pretende comprobar cómo afecta la intensidad de recurso solar sobre la sensibilidad que el LCOE presenta ante los fenómenos de degradación de los tubos receptores.

Respecto a la disposición de colectores y bloque de potencia en el campo solar, se ha escogido la distribución más común, que es la de alimentación central. Esta configuración permite equilibrar las caídas de presión y conseguir el mismo caudal de fluido por cada fila. Sus principales ventajas son que minimiza la longitud de tuberías y que facilita las labores de mantenimiento del campo solar (limpieza, reparación, etc.), ya que todas las filas de colectores son accesibles con vehículos, sin necesidad de enterrar ninguna tubería.

La orientación de los colectores en el campo solar es la norte-sur y se utilizan estructuras del tipo Eurotrough-150 [105]. Los tubos receptores considerados son Schott PTR 70 de primera generación [24]. En cuanto al fluido térmico, se escoge Therminol VP1 [106]. Con todo ello se persigue replicar una planta cuyos elementos presentan las mismas características que la planta solar sobre la que se ha llevado a cabo las evaluaciones experimentales descritas en los capítulos anteriores.

Con las características de la planta que se han descrito y tomando un múltiplo solar de 1.25, el resultado es un campo solar compuesto por 252 lazos en el caso de la planta de Sevilla y 232 lazos en el caso del desierto de Atacama. Cada lazo está compuesto por 4 colectores y cada colector tiene 32 tubos receptores.

Para el bloque de potencia, se ha considerado un intercambiador carcasa tubo y un ciclo de potencia que consta de una turbina de vapor de dos cuerpos (alta y baja presión) separados por el proceso de recalentamiento. El condensador está refrigerado por aire de manera indirecta (aerocondensador) y el tren de precalentamiento del agua de alimentación utiliza las extraccioens de vapor de la turbina y consta de cuatro precalentadores de baja presión (el último de los cuales es el desgasificador) y dos de alta presión.

Una vez definidos los elementos que conforman la planta, se pasa a realizar una estimación de costes que permita abordar el balance económico a lo largo de su vida útil. Para ello, se han utilizado tres fuentes de información principales [107] [108] [109].

De esta forma, se ha construido la siguiente tabla de costes.

Superficie	12.444 m ² /lazo
Costes de inversión	Coste unitario
Campo solar	195 €/m ²
Bloque de potencia (refrigeración seca)	1.160 €/kW
Construcción, ingeniería y contingencias	10%
Costes de Operación y Mantenimiento	Coste unitario
Coste fijo por capacidad	40 €/kW·año
Coste variable de generación	2,3 €/MWh
Coste limpieza	función de la frecuencia de limpieza

Coste reemplazo de tubos receptores	864 €/tubo
Seguro	0,5% del coste de inversión inicial/año

Tabla 7-1. Costes estimados considerados en las simulaciones.

Para el coste de una limpieza se consideran las siguientes condiciones. Se descarta la limpieza por dilución porque ha quedado demostrado en su evaluación que no mejora la suciedad. Por tanto, se supone una limpieza por cepillado que tarda aproximadamente 0,5 h por cada lazo de 144 tubos receptores y requiere el uso de 8 m³ de agua por lazo. Para realizar la limpieza por cepillado se utiliza un camión especial con un coste unitario de 485.000 €, que consume unos 16 L/h de gasolina. Además habrá que contabilizar el coste del personal que conduce el vehículo recorriendo el campo solar. En consecuencia, el coste de la limpieza será la suma del coste de personal, coste de combustible, coste del agua y coste de los camiones usados. De esta forma, para una planta de 140 MW y por cada limpieza se tiene:

Coste de personal:

$$coste_{personal} = 0,5 \frac{h}{lazo} \cdot 252 \text{ lazos} \cdot \frac{22\text{€}}{h} = 2.772 \text{ €/limpieza}$$

Coste de combustible:

$$coste_{combustible} = 0,5 \frac{h}{lazo} \cdot 252 \text{ lazos} \cdot \frac{16 L}{h} \cdot 1,2 \text{ €/L} = 2.419 \text{ €/limpieza}$$

Coste de agua:

$$coste_{agua} = 15 \frac{m^3}{lazo} \cdot 252 \text{ lazos} \cdot \frac{2\text{€}}{m^3} = 7.560 \text{ €/limpieza}$$

Coste de camiones:

$$coste_{camiones} = \frac{485 \text{ k€/camión}}{n_{lavados,vida \text{ útil}}} \cdot n_{camiones} = 2.275 \text{ €/limpieza}$$

Dado que se está calculando el coste de una limpieza, el coste del camión se diluye entre $n_{lavados,vida \text{ útil}}$ que representa los lavados que prestará el camión a lo largo de su vida útil (25 años). Por tanto:

$$n_{\text{lavados, vida útil}} = 365 \cdot 25 \text{ años de vida} \cdot f_{\text{limpieza}}$$

donde:

f_{limpieza} : frecuencia de limpieza (lavados/día)

Además, el número de camiones necesario viene dado por la frecuencia de limpieza requerida. De forma que, suponiendo que sólo se limpia durante la noche (8 horas/día-camión), la relación entre el número de camiones y la frecuencia de limpieza vendrá dado por:

$$n_{\text{camiones}} = \text{entero superior} \left(\frac{252 \text{ lazos} \cdot 0,5 \frac{h}{\text{lazo}} \cdot f_{\text{limpieza}}}{8 \frac{h}{\text{día} \cdot \text{camión}}} \right)$$

Con todo ello, se puede expresar el coste de una limpieza en función de la frecuencia de limpieza:

$$\text{coste}_{\text{limpieza}} = f(f_{\text{limpieza}})$$

Por otro lado, se puede estimar el coste que supone el reemplazo de tubos receptores. Para el reemplazo de un tubo receptor es necesaria la participación de tres personas del equipo de O&M durante un periodo de unas 4 horas. Esta tarea de sustitución de tubos receptores se realiza en horario nocturno y por tanto no afecta a la producción. En consecuencia, para el reemplazo de un tubo receptor, se tiene:

$$\text{coste}_{\text{personal}} = 3 \text{ personas} \cdot 4 \frac{h}{\text{persona}} \cdot \frac{22\text{€}}{h} = 264 \text{ €/tubo}$$

$$\text{coste}_{\text{tubo receptor}} = 600 \text{ €/tubo}$$

$$\text{coste}_{\text{reemplazo tubo}} = 864 \text{ €/tubo}$$

Por último, se considera una vida útil de la planta de 25 años y una tasa de descuento del 4% para realizar el análisis económico.

Con todo lo descrito en este subepígrafe, el modelo queda listo para ejecutar las simulaciones que se requieran.

7.2.2 Validación

Para la validación del código, se propone la simulación de la plantar termosolar

durante una vida útil de 25 años considerando que no existe degradación de ningún tipo y tomando Sevilla como su ubicación.

Sobre este escenario, se valida el código a partir de la evaluación de los siguientes resultados.

7.2.2.1 Temperatura de HTF a lo largo del lazo

En este punto se analiza la evolución de la temperatura que adquiere el fluido caloportador o HTF conforme recorre un lazo de la planta en operación. Para ello, se ha tomado como instante a analizar el correspondiente a un día 9 de junio a las 13:00 h, con las siguientes condiciones ambientales: irradiancia solar de 893 W/m^2 , temperatura ambiente de $25.3 \text{ }^\circ\text{C}$, presión atmosférica de 0.995 bar y velocidad del viento de 0.7 m/s

A continuación se muestra el resultado (Figura 7-8), pudiéndose observar cómo el fluido entra en el lazo a la temperatura de $293 \text{ }^\circ\text{C}$ y se calienta de forma progresiva hasta alcanzar la temperatura objetivo de $393 \text{ }^\circ\text{C}$ a la salida del último tubo receptor.

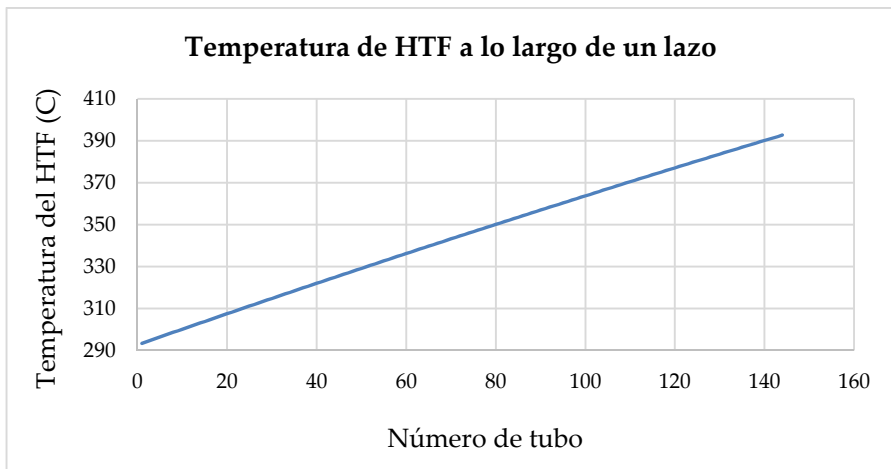


Figura 7-8. Evolución de la temperatura del fluido térmico a lo largo de un lazo.

7.2.2.2 Balance energético en la sección transversal de un tubo receptor

En este apartado, se analizan los diferentes flujos de energía que actúan sobre un

tubo receptor, realizando el balance en la sección transversal media del tubo.

Para ello se toma como referencia el mismo instante anteriormente indicado, en el cual existe una DNI de 893 W/m^2 , equivalente a una irradiancia sobre los colectores de 5153 W/m . Además, el análisis corresponde al tubo 72 del lazo.

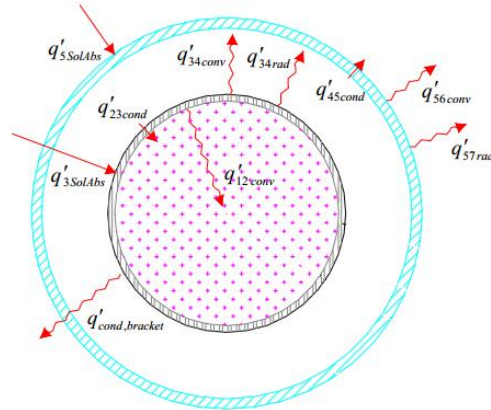


Figura 7-9. Balance energético en la sección transversal media de un tubo receptor [15].

$$\begin{array}{lll}
 q'_{5 \text{ Sol Abs}} = 90,75 \text{ W/m} & q'_{3 \text{ Sol Abs}} = 4138,2 \text{ W/m} & q'_{23 \text{ cond}} = 3988,8 \text{ W/m} \\
 q'_{12 \text{ conv}} = 3988,8 \text{ W/m} & q'_{\text{cond bracket}} = 0,7 \text{ W/m} & q'_{34 \text{ rad}} = 148,3 \text{ W/m} \\
 q'_{34 \text{ conv}} = 0,4 \text{ W/m} & q'_{45 \text{ cond}} = 148,7 \text{ W/m} & q'_{56 \text{ conv}} = 139,2 \text{ W/m} \\
 q'_{57 \text{ rad}} = 100,2 \text{ W/m} & &
 \end{array}$$

Como se puede observar, el tubo receptor actúa con una alta eficiencia, trasladando al fluido térmico en torno al 94% de la potencia térmica que recibe. Las principales pérdidas térmicas, como es de esperar, son la convección y la radiación desde la cubierta hacia el exterior, siendo la primera más importante que la segunda.

Además, se puede observar cómo la convección en el espacio interanular es prácticamente nula debido al vacío existente.

Estos resultados están en la línea de lo que se describe en el análisis de Forristal [15].

7.2.2.3 Pérdidas térmicas de los tubos receptores a lo largo del colector

En este apartado se evalúan las pérdidas térmicas del tubo receptor y su rendimiento para diferentes temperaturas de operación.

Como se puede observar, el rendimiento disminuye de forma no lineal con la temperatura en la medida en la que aumentan las pérdidas totales. Éstas están compuestas por pérdidas de convección y pérdidas de radiación, siendo las primeras algo más importantes que las segundas, como ya se apreciaba en el balance energético presentado en el apartado anterior.

De nuevo, estos resultados encajan con lo descrito en la literatura [15] [52] [82] [83].

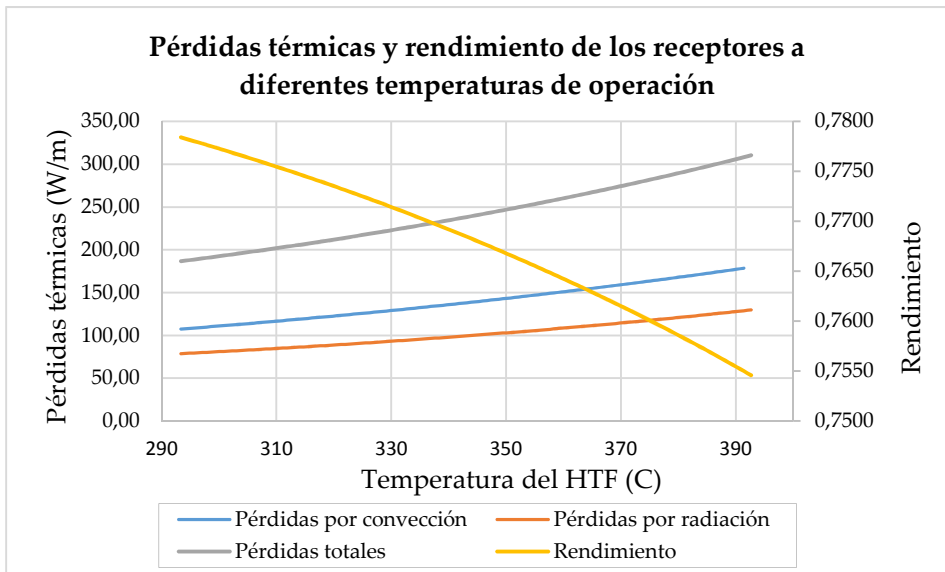


Figura 7-10. Pérdidas térmicas y rendimiento de un tubo receptor a diferentes temperaturas de operación.

7.2.2.4 Diagrama de Sankey: desglose de flujos de energía

En este apartado se aumenta el campo de visión desde el tubo receptor al conjunto

de la planta completa. Para ello, se elabora un diagrama de Sankey (Figura 7-11) en el que se parte de la potencia solar incidente sobre el campo solar y se muestran las distintas causas de pérdida de esa potencia en su cadena de transformación hasta alcanzar el producto final que es la potencia eléctrica neta.

El primer concepto de colectores desenfocados viene dado por el sobredimensionamiento del campo solar que obliga a abatir ciertos colectores para no sobrepasar la potencia térmica necesaria para obtener la potencia eléctrica nominal de 140 MWe.

Posteriormente, se pierde casi un 12% por ineficiencias en el colector: factor coseno, reflectividad de los espejos y errores geométrico, de *tracking* y sombreado.

En el tubo receptor se pierde en torno a otro 10% sumando las ineficiencias ópticas (transmisividad y absorptividad) y las pérdidas térmicas.

A partir de aquí, se entra en el bloque de potencia, donde se pierde casi un 42% de la energía térmica aportada. Esto se debe al rendimiento de la conversión de la energía térmica en mecánica, que incluye tanto el rendimiento termodinámico del ciclo ideal, como las irreversibilidades en turbomáquinas, intercambiadores de calor y demás elementos de la instalación.

Por último, un 2% de la potencia inicial incidente en el campo solar se consume en equipos auxiliares e ineficiencias del alternador y la conexión eléctrica.

En definitiva, sólo un 18% de la potencia solar incidente inicial se ha convertido en potencia eléctrica que se exporta a la red.

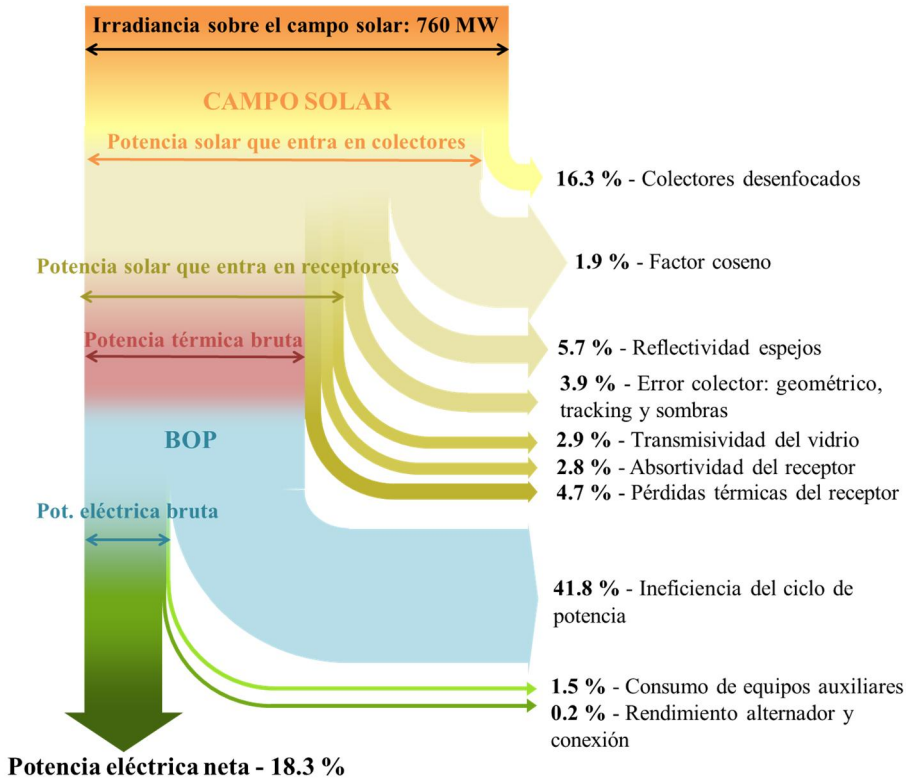


Figura 7-11. Diagrama de Sankey de flujos de energía en la operación de la planta termosolar.

7.2.2.5 Generación eléctrica mensual a lo largo del año

En este apartado se analiza la evolución de la generación eléctrica neta a lo largo del año, la cual se muestra en la Figura 7-12 acompañada de otros conceptos como son la radiación solar acumulada, las pérdidas por desenfoco y la energía térmica absorbida por el fluido caloportador.

Como es de esperar, la pérdida de energía por desenfoco es prácticamente nula en los meses de invierno, en los que se utiliza por completo la capacidad del campo solar, y aumenta en los meses de verano, en los que, debido a la mayor irradiancia solar, no es necesario usar todos los colectores para alcanzar la potencia térmica nominal.

La energía eléctrica neta evoluciona con la misma tendencia entre los 17 GWhe de diciembre y los 49 de Julio, haciendo una suma total anula de 378 GWhe.

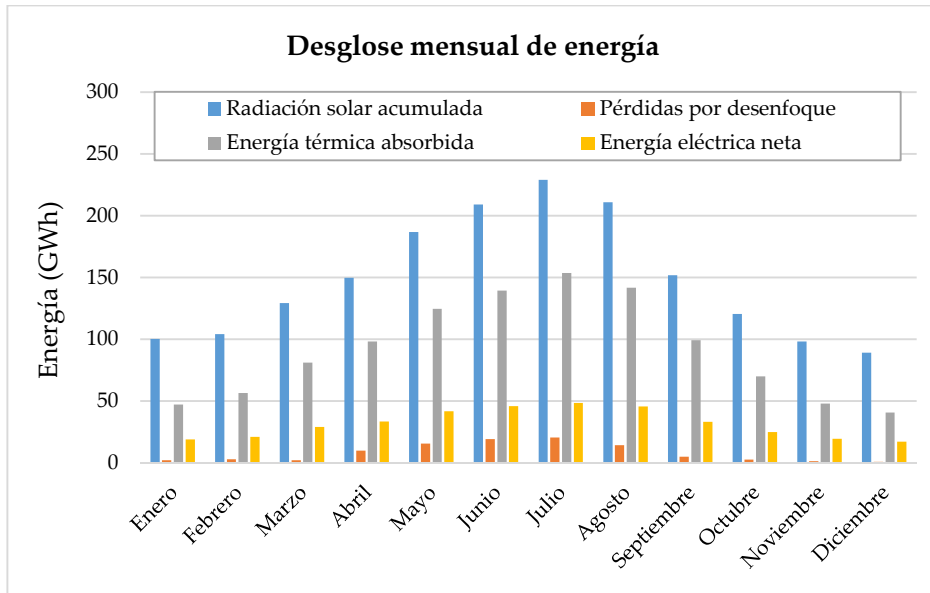


Figura 7-12. Evolución mensual de la energía eléctrica neta generada a lo largo de un año.

7.2.2.6 Costes a lo largo de la vida útil

En este apartado se muestran los costes de la planta termosolar a lo largo de los 25 años que se han fijado como vida útil. Estos costes se clasifican en dos partidas: de inversión y de operación y mantenimiento (O&M).

La primera partida de costes de inversión o CAPEX se ejecuta en lo que se denomina el año 0 o instante inicial del primer año de operación. Los conceptos comprendidos en el CAPEX se muestran en la Tabla 7-2.

El campo solar incluye el coste del terreno, así como de la tecnología desplegada en el campo solar. El BOP se refiere al coste que corresponde al bloque de potencia mientras que el EPC incluye los costes de la ingeniería, promoción y construcción de la planta. Entre los tres conceptos suman un total de 851 M€.

Campo Solar (M€)	BOP (M€)	EPC (M€)	Total (M€)
611,52	162,40	77,39	851,31

Tabla 7-2. Costes de inversión de la planta termosolar.

Respecto a los costes de O&M, se ejecutan anualmente. En el caso de la simulación que nos ocupa, en la que no existe degradación, el coste de O&M será idéntico en cada uno de los veinticinco años de vida útil de la planta. Estos costes se muestran en la Tabla 7-3.

Se distingue una partida de costes de O&M fija en función de la capacidad instalada y otra partida variable en función de la energía generada. Además, se consideran otras dos partidas correspondientes al coste de reemplazo de tubos degradados y al coste de limpieza tanto de espejos colectores como de los tubos receptores. En este caso, estas partidas son nulas por considerar una degradación nula. Por último, se incluye el coste de los seguros. En total, los gastos de operación y mantenimiento asciende a casi 11 M€ anuales.

O&M fijo (M€)	O&M var (M€)	Reemplazo de tubos (M€)	Limpieza (M€)	Seguros (M€)	Total (M€)
5.60	0.92	0	0	4.26	10.78

Tabla 7-3. Costes anuales de O&M.

7.2.2.7 LCOE

A partir de los resultados presentados anteriormente y considerando una tasa de descuento del 4% se calcula el coste normalizado de la energía (LCOE) en el periodo de 25 años de vida útil. El valor obtenido asciende a 17.28 €/kWh, en línea con lo descrito en la literatura para plantas de la capacidad considerada y sin almacenamiento [9] [10] [107].

A la vista de los resultados obtenidos en todas las variables analizadas anteriormente, se considera que el modelo es correcto y que el código desarrollado está validado.

7.3 Casos analizados y resultados

En este apartado se describen los diferentes escenarios de operación que se han simulado y cuyos resultados se muestran en el siguiente epígrafe.

Como se indicó al comienzo del capítulo, el objetivo que se persigue al plantear diferentes escenarios no es otro que el de analizar el impacto que los factores de degradación estudiados experimentalmente en esta tesis tienen sobre la producción de una planta termosolar de tecnología cilindro parabólica.

Con esta motivación, se analizarán los casos que a continuación se describen. Además, es necesario recordar que todos los casos planteados se resuelven para los dos escenarios de irradiancia descritos en el epígrafe 7.2.1: ubicación en Sevilla y ubicación en Atacama (Chile).

7.3.1 Operación sin degradación

Se trata de un caso ideal en el que, como su propio nombre indica, no existe ningún tipo de degradación durante la vida útil de la planta.

Por tanto, los tubos receptores y los espejos concentradores operan en sus condiciones nominales sin verse afectados por el ensuciamiento ni por la abrasión de la cubierta de vidrio. De la misma forma, el *coating* absorbedor y el vacío interanular mantienen sus valores iniciales.

Puesto que no existe degradación, tampoco se incurrirán gastos de limpieza o de reemplazo de tubos receptores.

Este escenario arroja los resultados que se muestran en la siguiente tabla, la cual comprende tanto el LCOE, como la energía eléctrica neta total generada a lo largo de los 25 años de vida de la planta:

	LCOE (c€/kWh)	Energía (GWhe)
Sevilla	17,28	9.443
Atacama	12,67	12.702

Tabla 7-4. Resultados de operación sin degradación.

Los resultados obtenidos suponen una referencia tanto en términos de LCOE como de energía generada, estableciendo los valores óptimos a los que se puede aspirar, si bien estos resultan inalcanzables en tanto en cuanto habrían de darse unas condiciones ideales.

7.3.2 Operación real de la planta

En este caso, se recrean las condiciones de operación aplicadas en la planta solar evaluada experimentalmente y descrita en los capítulos 4, 5 y 6 de esta tesis.

Respecto al ensuciamiento, se aplican las siguientes tasas de ensuciamiento:

- Tubo receptor: 0,40%/día desde abril hasta septiembre y 0,17%/día en los meses restantes.
- Espejos concentradores: 0,50%/día desde abril hasta septiembre y 0,25%/día en los meses restantes.
- Se realiza una limpieza por cepillado cada 6 días, la cual restaura la transmisividad de los tubos receptores hasta el 95,0% y la reflectividad de los espejos hasta el 93,0%.

En cuanto a la degradación tanto de la cubierta como del *coating* absorbedor (cuando se mantiene el vacío interanular), según se ha evaluado y descrito en el capítulo 5, es inexistente al cabo de los 4 años de operación y se considera que se mantiene así durante toda la vida útil de los receptores.

Por último, para modelar la pérdida de vacío de los tubos receptores, se ha tomado como referencia el deterioro observado sobre el total de tubos del campo solar (capítulo 6). Esto equivale a que, en promedio, cada 525 días:

- 1 tubo de cada lazo pierde el vacío, siendo aire a 1 bar el gas que ocupa el espacio interanular y oxidándose por completo el *coating* selectivo del tubo absorbedor. Este tubo conserva la cubierta de vidrio.
- 1 tubo de cada lazo llega a perder la cubierta de vidrio y por tanto pierde también el *coating* selectivo del tubo absorbedor.

Se aplica un periodo de reemplazo de tubos receptores defectuosos igual a 525 días,

siendo el día número 524 el primer día de reemplazo, de forma que cada lazo operará de forma continua con 1 tubo sin vidrio y con 1 tubo sin vacío pero con vidrio.

En este caso, los resultados obtenidos son los siguientes:

	LCOE (c€/kWh)	Energy (GWhe)
Sevilla	17,67	9.274
Atacama	12,90	12.527

Tabla 7-5. Resultados de operación aplicando los criterios actuales.

Estos resultados, tanto de LCOE como de energía generada suponen unos indicadores de referencia para poder determinar si las diferentes estrategias de limpieza y/o de reemplazo de tubos que se analizarán posteriormente mejoran o empeoran la situación actual.

7.3.3 LCOE vs. estrategia de limpieza

En este apartado se pretende analizar el impacto que el ensuciamiento de los tubos receptores y espejos concentradores, así como la estrategia de limpieza, tienen sobre el LCOE.

Para ello, partiendo de la configuración descrita en el caso de la *Operación actual de la planta*, se modifican los ratios de ensuciamiento, imponiendo varios casos que se han denominado del siguiente modo: ensuciamientos de verano, invierno, promedio y agresivo.

Como se describe en el capítulo 4, el ensuciamiento de verano es más liviano que el de invierno. Esto se debe a que la humedad ambiental es menor y, por tanto, la suciedad no se adhiere con la solidez que lo hace en los meses de invierno. Por su lado, el ensuciamiento promedio resulta de considerar un ratio de ensuciamiento igual al valor medio observado entre verano e invierno. Por último, el ensuciamiento agresivo, como su propio nombre indica, es superior al registrado en invierno.

Los valores concretos definidos para cada tipo de ensuciamiento son los siguientes:

- a. Ensuciamiento de verano:

- i. Tubo receptor: 0,17% / día.
- ii. Espejo concentrador: 0,25% / día.
- b. Ensuciamiento de invierno:
 - iii. Tubo receptor: 0,40% / día.
 - iv. Espejo concentrador: 0,50% / día.
- c. Ensuciamiento promedio:
 - v. Tubo receptor: 0,29% / día.
 - vi. Espejo concentrador: 0,38% / día.
- d. Ensuciamiento agresivo:
 - vii. Tubo receptor: 1,00% / día.
 - viii. Espejo concentrador: 1,00% / día.

Para cada uno de estos cuatro escenarios se evalúa el impacto que tiene la frecuencia de limpieza sobre el LCOE, teniendo en cuenta que una mayor frecuencia de limpieza implica unos mayores recursos logísticos que se plasman, por ejemplo, en la necesidad de más camiones de limpieza.

Los resultados obtenidos en cada uno de los escenarios descritos se muestran en las Figura 7-13 y Figura 7-14 para las ubicaciones de Sevilla y Atacama respectivamente.

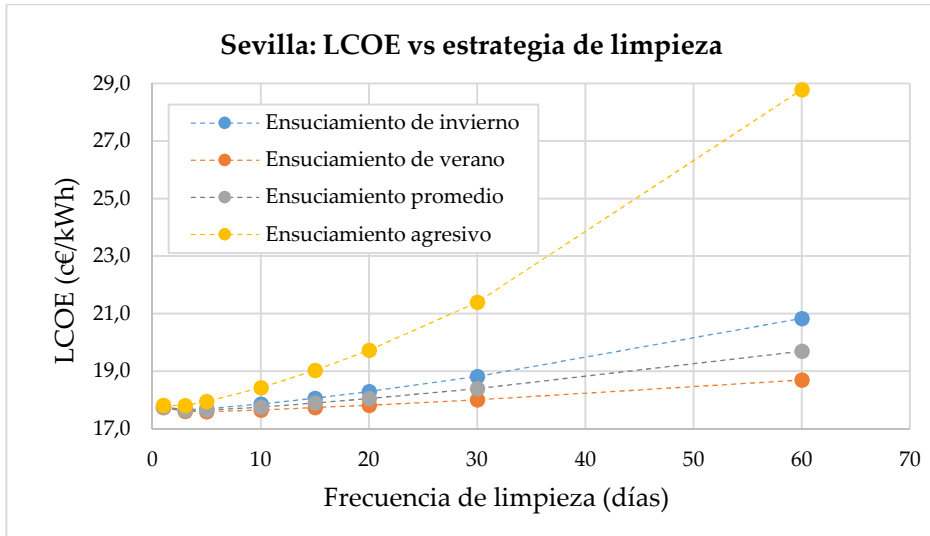


Figura 7-13. Variación del LCOE con la frecuencia de limpieza en Sevilla.

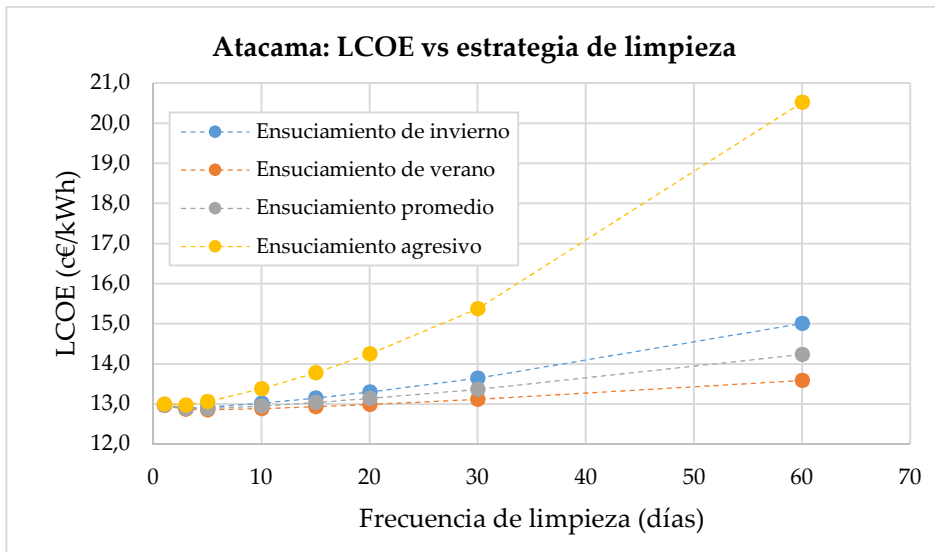


Figura 7-14. Variación del LCOE con la frecuencia de limpieza en Atacama.

7.3.4 LCOE vs. reemplazo de tubos

De forma análoga al apartado anterior, en este punto se pretende analizar el impacto que la estrategia de reemplazo de tubos tiene sobre el LCOE.

Para ello, partiendo de la configuración descrita en el caso de la *Operación actual de la planta*, se modifica la frecuencia de reemplazo (R) de tubos sin alterar la frecuencia de pérdida de vacío o pérdida de la cubierta de vidrio. Se consideran las siguientes posibilidades:

- a. Sin reemplazo: no se reemplaza ningún tubo a lo largo de la vida útil de la planta.
- b. $R = 525$ días, es decir, con la misma frecuencia que los tubos pierden el vacío y la cubierta de vidrio, pero con un decalaje de 1 día, realizando el primer reemplazo en el día 524.
- c. $R = 3$ años.
- d. $R = 5$ años.
- e. $R = 10$ años.
- f. $R = 15$ años.
- g. $R = 20$ años.

Los resultados obtenidos en los distintos escenarios planteados se muestran en las Figura 7-15 y Figura 7-16 para las ubicaciones de Sevilla y Atacama respectivamente.

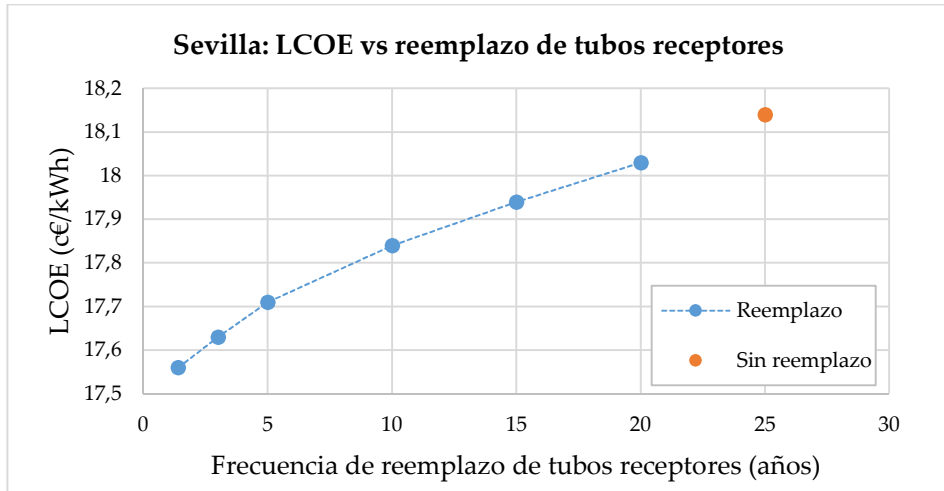


Figura 7-15. Variación del LCOE con la frecuencia de reemplazo de tubos en Sevilla.

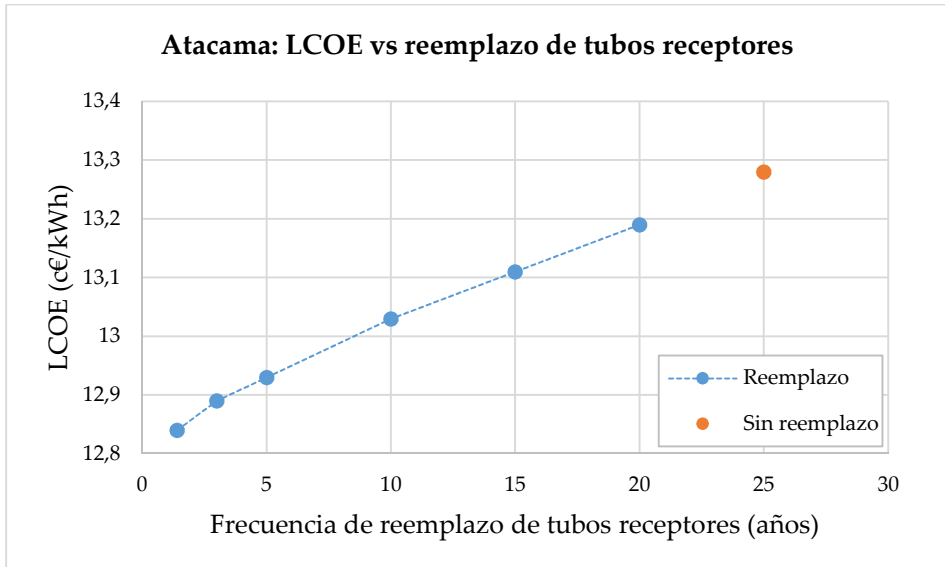


Figura 7-16. Variación del LCOE con la frecuencia de reemplazo de tubos en Atacama.

7.3.5 Peor escenario: 1 camión de limpieza y sin reemplazo de tubos

En este caso, se ha pretendido analizar el caso más desfavorable en cuanto a estrategias de limpieza y políticas de reemplazo de tubo.

Respecto a la limpieza, se podría pensar que el peor caso posible es aquel en el que no se limpia nunca. Sin embargo, este caso se descarta porque llevaría a una transmisividad y reflectividad nulas y por tanto a una producción eléctrica nula. Por ello se considera como caso más desfavorable aquel en el que sólo se dispone de 1 camión de limpieza, y se aplica la frecuencia de limpieza que este recurso permite teniendo en cuenta su velocidad de limpieza y el tamaño de la planta. Para los casos de plantas de 140 MWe en Sevilla y Atacama, este escenario permite una frecuencia de limpieza de 7 días en ambos casos.

Respecto al reemplazo de tubos, sí se impone el caso más negativo que es el de

reemplazo nulo a lo largo de la vida útil de la planta.

Los resultados obtenidos para este escenario son los siguientes:

	LCOE (c€/kWh)	Energy (GWhe)
Sevilla	18,21	8.907
Atacama	13,33	11.983

Tabla 7-6. Resultados de operación aplicando los criterios actuales.

7.4 Discusión

La discusión de resultados parte de la situación ideal en la que no existe ningún tipo de degradación que afecte al campo solar. En dicha situación, una planta de 140 MWe de tecnología cilindro parabólica sin almacenamiento de energía y ubicada en Sevilla (radiación anual acumulada de 2100 kWh/m²), produce un total de 9.443 GWhe a lo largo de sus 25 años de vida útil, con un LCOE de 17,28 c€/kWh.

De otra parte, una planta con las mismas características ubicada en el desierto de Atacama, donde la radiación anual acumulada es de 3300 kWh/m², produce un total de 12.702 GWhe, con un LCOE de 12,67 c€/kWh.

Por tanto, estos resultados son los mejores a los que estas plantas pueden aspirar, siendo inalcanzables en tanto que suponen condiciones ideales de degradación.

A partir de aquí, se puede contextualizar la operación de las plantas aplicando las condiciones actualmente registradas en la planta comercial que ha sido objeto de estudio en los capítulos anteriores, las cuales han quedado descritas en el apartado anterior 7.3.2.

En dichas condiciones, el LCOE obtenido en Sevilla pasa a ser de 17,67 c€/kWh, lo que supone un 2,3% más sobre el escenario sin degradación. En el caso, de Atacama, el LCOE obtenido es de 12,90 c€/kWh, un 1,8% mayor que en el caso ideal.

7.4.1 Impacto de la estrategia de limpieza

A continuación se discute acerca del impacto que la estrategia de limpieza tiene sobre el performance de la planta solar ubicada en Sevilla.

En el caso de un ritmo de ensuciamiento promedio, que es el escenario más próximo a la realidad, se obtiene el LCOE óptimo de 17,64 ¢€/kWh cuando se aplica una limpieza cada 3 días. Esto supone una mejora mínima, del 0,2%, respecto a las condiciones que se aplican actualmente en las plantas comerciales mencionadas.

A partir de este óptimo, la sensibilidad del LCOE ante la frecuencia de limpieza se muestra en la Figura 7-17. Se puede observar que el aumento del LCOE es inferior al 2% para cualquier frecuencia de limpieza inferior a los 17 días, e inferior al 1% para cualquier frecuencia inferior a los 10 días. Este resultado otorga un margen de maniobra amplio a la hora de confeccionar la estrategia de O&M, puesto que se pone de manifiesto que el LCOE se verá afectado en poca medida.

Si la frecuencia de limpieza se lleva hasta los 30 o los 60 días, entonces el LCOE aumenta en un 4% o 12% respectivamente, obteniéndose incrementos más significativos.

Como también es de esperar, los márgenes comentados son menores en épocas de verano, donde el ensuciamiento es más liviano; y mayores en los meses invernales, donde el ensuciamiento es más agresivo.

Estos resultados, ponen de manifiesto la necesidad de estudiar el ritmo de ensuciamiento de la planta bajo análisis, a fin de valorar el impacto que la estrategia de limpieza pueda tener sobre el LCOE.

Estos mismos resultados pueden trasladarse a la planta ubicada en Atacama. En este caso, la sensibilidad es prácticamente igual, aunque algo inferior.

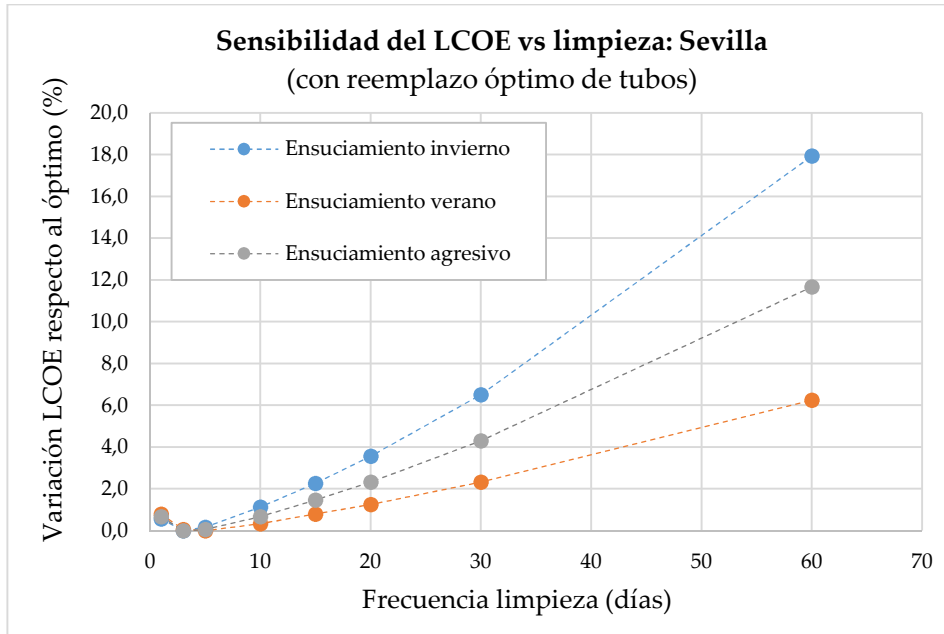


Figura 7-17. Sensibilidad del LCOE respecto a la frecuencia de limpieza para una planta ubicada en Sevilla.

La capacidad del operador de una planta para aplicar una determinada frecuencia de limpieza dependerá principalmente de los recursos económicos de que disponga para adquirir camiones de limpieza y humanos (personal de O&M).

En ese sentido, la relación de camiones de limpieza necesarios para una determinada frecuencia de limpieza, dadas las características descritas de la planta en cuestión, se muestra en la siguiente Figura 7-18:

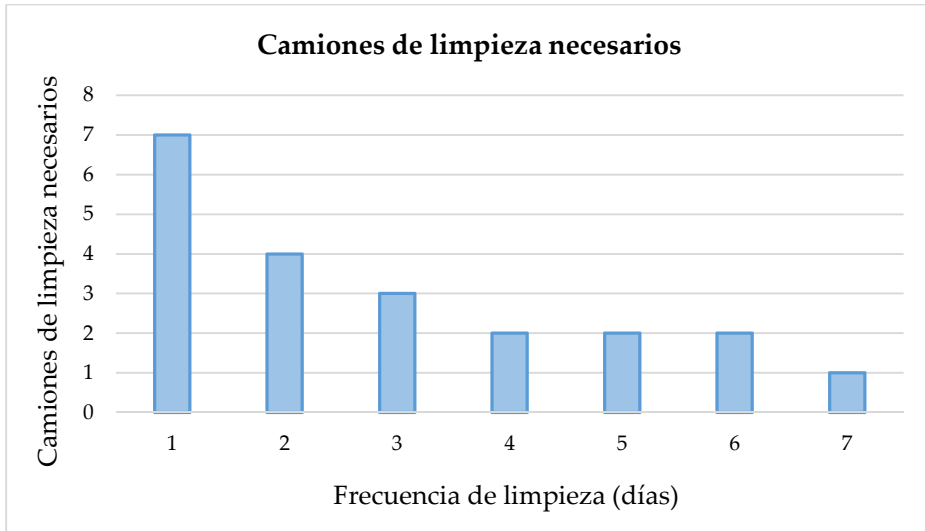


Figura 7-18. Camiones de limpieza necesarios para aplicar una determinada frecuencia de limpieza.

La inversión en camiones de limpieza, con un coste de 485.000 €/ud, supone una partida importante en la inversión de la planta. Por tanto, esta decisión ha de estar soportada en un estudio del ritmo de ensuciamiento de la planta que permita determinar el número de camiones óptimo para mejorar el LCOE de la planta.

7.4.2 Impacto de la estrategia de reemplazo de tubos receptores

En la discusión de los resultados que atañen a la frecuencia de reemplazo de tubos, hay que tener presente que se ha considerado que la frecuencia promedio con la que los tubos pierden el vacío y/o la cubierta de vidrio es de 1,4 años. Esto quiere decir que cada 1,4 años falla un tubo de cada uno de los lazos que componen la planta.

A partir de esta condición, el LCOE óptimo se obtiene para un reemplazo de los tubos receptores con esa misma frecuencia: 1,4 años. Este resultado se debe a que, independientemente del momento en el que se realice el reemplazo, el coste de sustitución va a ser el mismo, salvando la actualización del importe a la tasa de interés considerada. El rendimiento del tubo, sin embargo, mejorará cuanto más próxima sea la sustitución a la fecha de rotura. Por tanto, el óptimo se obtiene con un

reemplazo que ocurre al día siguiente de la rotura del tubo.

La traslación de esta estrategia óptima a la realidad implica dificultades más allá de las teóricas. En la realidad los tubos no romperán el mismo día, ni en todos los lazos a la vez. Por tanto, aplicar una estrategia de sustitución de tubos posterior al día de fallo implica una labor de vigilancia y evaluación de tubos diaria y difícilmente aplicable en la planificación de O&M de una planta comercial. Por este motivo, la solución óptima real será la de calcular una frecuencia promedio de fallo y realizar una evaluación completa del campo solar para identificar y sustituir aquellos tubos que hayan perdido sus características iniciales.

La aplicación de una estrategia de reemplazo diferente a la óptima supondrá un aumento del LCOE cuya magnitud se muestra en la siguiente Figura 7-19.

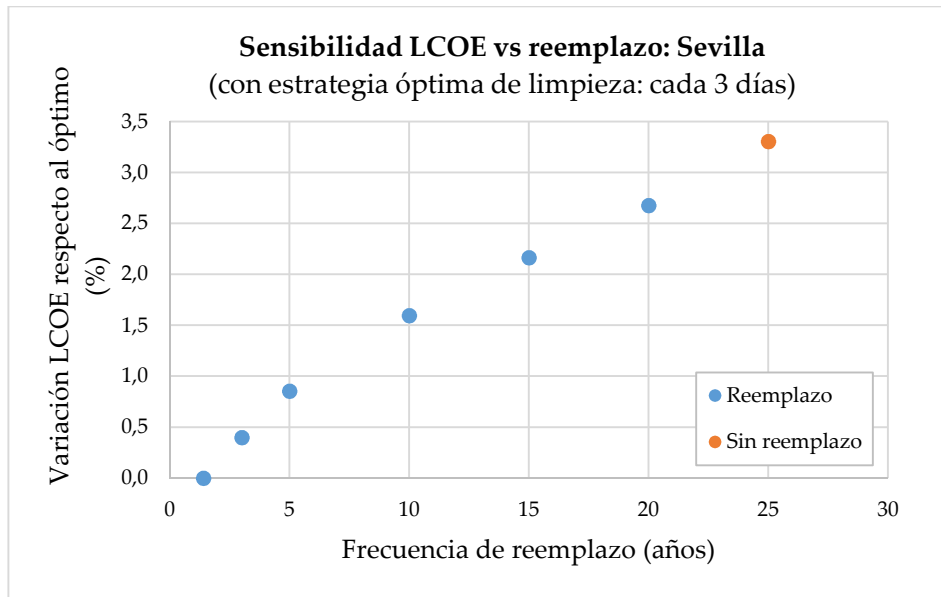


Figura 7-19. Sensibilidad del LCOE respecto a la frecuencia de reemplazo de tubos receptores.

Como se puede observar, una desviación en la frecuencia de reemplazo de hasta 5 años no aumentará el LCOE por encima del 1%, lo cual es perfectamente asumible.

En el peor de los casos, si nunca se reemplazan los tubos dañados, el LCOE aumentará 3,3% respecto al caso óptimo. Estos mismos resultados se pueden trasladar a la planta ubicada en Atacama.

Por tanto, el impacto que tiene la frecuencia de reemplazo de tubos sobre el LCOE es bajo e inferior al que mostraba la frecuencia de limpieza.

En cualquier caso, esta relación es totalmente dependiente de la frecuencia de fallo de los tubos, de forma que cuanto más frecuente sea el fallo, mayor será el impacto del reemplazo sobre el LCOE. Por tanto, este es un aspecto a estudiar de forma individual para cada planta termosolar.

Las diferentes estrategias de limpieza y de reemplazo de tubos se pueden combinar entre sí, dando como resultado múltiples escenarios de mantenimiento del campo solar. Como una aproximación al peor caso posible, se ha estudiado la situación en la que sólo se dispone de un camión de limpieza y no se realiza ningún reemplazo de tubos en toda la vida útil de la planta; como se mostraba en la Figura 7-18, un camión de limpieza permite una frecuencia de limpieza máxima de 7 días.

En estas circunstancias, el LCOE obtenido en la planta de Sevilla es de 18,21 c€/kWh, lo cual supone un 3,2% sobre el LCOE del caso óptimo (limpieza cada 3 días y reemplazo tras fallo). En el caso de Atacama, el aumento del LCOE es del 3,4%. Estos resultados ponen de manifiesto la importancia relativa, ya observada en los párrafos anteriores, que la limpieza y, sobretudo, el reemplazo de tubos receptores tienen sobre el LCOE de la planta.

Por último, hay que mencionar el efecto de la radiación anual acumulada. Como es lógico, en una ubicación con mayor radiación acumulada, el LCOE es inferior. Ahora bien, el impacto que tienen las estrategias de limpieza y de reemplazo de tubos sobre el LCOE en dichas ubicaciones es prácticamente el mismo al observado en ubicaciones menos favorables.

7.5 Conclusiones

Se ha desarrollado un modelo analítico que permite evaluar el comportamiento de una planta termosolar de tecnología cilindroparabólica a lo largo de su vida útil. A partir de esta herramienta, se ha estudiado el efecto que tienen el ensuciamiento y la degradación irreversible de los tubos receptores sobre el rendimiento económico de

la planta, representado por el LCOE. Los principales resultados obtenidos son:

- La estrategia óptima de O&M consiste en la limpieza de tubos receptores y espejos cada 3 días, y un reemplazo de tubos inmediatamente posterior a su degradación.
- La estrategia de limpieza y reemplazo de tubos que se aplica en la planta evaluada permite un margen de mejora, en términos del LCOE, del 0,3% respecto del caso óptimo de referencia (planta sin degradación).
- La estrategia de limpieza permite un margen de maniobra amplio, de forma que el LCOE no se ve muy afectado cuando se aplican ciclos de limpieza inferiores a 10 días. Sin embargo, una frecuencia de limpieza superior a los 20 días disminuye el LCOE de forma significativa.
- La sensibilidad que presenta el LCOE ante las decisiones de limpieza está condicionada por la severidad del ensuciamiento específico que afecta a una planta. Por tanto, resulta importante la evaluación de dicho parámetro a través del equipo óptico Mini Incus presentado en esta tesis.
- La estrategia de reemplazo de tubos también permite un margen de maniobra amplio. En este caso, el LCOE se ve poco afectado para frecuencias de reemplazo inferiores a los 5 años. En el peor de los casos, en el que no existe reemplazo de tubos dañados, el LCOE disminuye algo más del 3% a lo largo de la vida útil de la planta.
- La sensibilidad que presenta el LCOE ante las decisiones de reemplazo es dependiente de la degradación irreversible que experimentan los receptores. Por tanto, resulta fundamental la evaluación periódica de los tubos siguiendo el método presentado en el capítulo 6 de esta tesis.
- Los efectos combinados de unas inadecuadas estrategias de limpieza y reemplazo de tubos aumentan la desviación del LCOE respecto del valor óptimo, poniendo de manifiesto la necesidad de una buena caracterización del estado de los tubos receptores como base para poder establecer una buena política de O&M.
- Los resultados obtenidos presentan una muy baja dependencia de la radiación solar acumulada, si bien es cierto que en aquellos lugares de mayor radiación, la sensibilidad observada del LCOE es ligeramente inferior.

8 CONCLUSIONES

8.1 Conclusiones específicas

LAS principales conclusiones que se pueden extraer a partir del trabajo desarrollado y expuesto en esta tesis son las que se enumeran a continuación:

1. Se ha desarrollado un método de evaluación del ensuciamiento de los tubos receptores. Este método se ha aplicado en una planta comercial de 50 MW ubicada en Sanlúcar la Mayor (Sevilla) en dos épocas opuestas del año: verano e invierno.
 - En invierno, los tubos receptores operan con una transmisividad promedio del 94,4%. El ritmo de ensuciamiento diario en esta época del año, estimulado por la humedad presente en el ambiente, se ha cuantificado en 0,3-0,5 pp/día (pp: puntos porcentuales).
 - En verano, los receptores operan con una transmisividad promedio del 94,0%, habiéndose cuantificado el ritmo de ensuciamiento en 0,15-0,18 pp/día.
 - La ubicación de colectores en el campo solar influye en el ensuciamiento que experimentan los tubos receptores. En este sentido, se pueden distinguir tres grupos de colectores: perimetrales este u oeste, perimetrales norte o sur e interiores, y entorno de la isla de potencia.
 - Las lluvias suponen una mejora en la limpieza de la cubierta de los tubos. Esta mejora es función tanto de la intensidad de la lluvia como del estado de ensuciamiento de los tubos.
 - La limpieza artificial con camiones que se emplea en las plantas no restaura la transmisividad de los receptores a su valor nominal. Esto sólo se consigue mediante limpieza manual.

2. Se ha evaluado la transmisividad y absortividad de los tubos receptores de una planta comercial de 50 MW tras 4 años de operación y 6 desde su recepción, con el objetivo de identificar potenciales degradaciones de sus propiedades ópticas:
 - No se ha encontrado degradación irreversible en los parámetros de transmisividad y absortividad, obteniéndose un valor promedio del 96,6 % y del 95,9 %, respectivamente.
 - El sistema de limpieza artificial aplicado no daña el *coating* antirreflexivo de la cubierta de vidrio de los tubos.
 - No se aprecian diferencias significativas entre los niveles de transmisividad que presentan los tubos en función su ubicación en el campo solar. Tampoco se aprecian diferencias significativas entre los niveles de absortividad que presentan los tubos en función de la temperatura a la que operan.
3. Se ha desarrollado un método de evaluación del estado de vacío y del gas anular de los tubos receptores aplicable a plantas comerciales. Este método se ha aplicado en una planta comercial de 50 MW:
 - El 1% de los tubos receptores muestra un avanzado estado de degradación del vacío. Se considera que la razón principal de la pérdida de vacío es el fallo de la soldadura vidrio-metal, consecuencia a su vez de las tensiones térmicas y mecánicas cíclicas que esta soporta.
 - El gas presente en el espacio anular de los tubos que pierden el vacío es aire, lo cual provoca, a su vez, la oxidación del *coating* absorbedor y en ocasiones la fractura de la cubierta de vidrio. No se han encontrado evidencias de la presencia de hidrógeno en el espacio anular de ningún tubo receptor.
4. Se ha desarrollado el modelo analítico de una planta termosolar para evaluar el impacto que tienen las políticas de limpieza y de reemplazo de tubos sobre el rendimiento económico de una planta de 140 MWe sin almacenamiento:
 - La estrategia óptima consiste en la limpieza de tubos receptores y espejos cada 3 días, y un reemplazo de tubos inmediatamente posterior a su degradación.

- El LCOE se ve escasamente afectado ante estrategias de limpieza con frecuencias inferiores a 10 días. Sin embargo, una frecuencia de limpieza superior a los 20 días disminuye el LCOE de forma significativa.
- Respecto a la estrategia de reemplazo de tubos, el LCOE se ve poco afectado para frecuencias de reemplazo inferiores a los 5 años. En el peor de los casos, en el que no existe reemplazo de tubos dañados, el LCOE disminuye algo más del 3% respecto del caso óptimo.
- En cualquier caso, la sensibilidad que presenta el LCOE ante las decisiones de limpieza y reemplazo de tubos están muy condicionadas por las particularidades que afecten a cada planta en cuestión. Por tanto, para establecer un plan de mantenimiento óptimo, resulta fundamental la evaluación óptica y térmica de los tubos receptores siguiendo la metodología expuesta en esta tesis.

8.2 Conclusiones generales

El desarrollo de esta tesis parte de la ausencia de herramientas técnicas que permitiesen una caracterización científica de los tubos receptores durante su funcionamiento real en una planta solar. Como consecuencia directa, no existía información experimental sobre el comportamiento y prestaciones reales con los que trabajaban estos elementos receptores.

Estos hechos se suman a la importancia que tiene el elemento tubo receptor en el desempeño de una planta termosolar de tecnología cilindroparábólica.

Estos argumentos cobran aún más relevancia en un contexto de fuerte inversión en I+D para el desarrollo de la tecnología termosolar, en el que se persigue como objetivo último la reducción del LCOE que permita competir con otras tecnologías del mercado.

Son estas las circunstancias de las que parte y que han motivado el desarrollo del trabajo comprendido en esta tesis. Una vez finalizada, se pueden extraer las conclusiones generales que se describen a continuación.

El desarrollo de esta tesis ha supuesto el desarrollo de un conjunto de equipos (Mini Incus, Plasmasol y Thermohook) y metodologías que permiten la evaluación de las

propiedades ópticas y térmicas de los tubos receptores en campo. Por tanto, posibilitan la caracterización del rendimiento y la obtención de información valiosa. Estos datos son fundamentales tanto para el desarrollo de la tecnología como para la toma de decisiones en el ámbito de la operación y mantenimiento de las plantas, conduciendo ambos caminos a una reducción potencial del LCOE de las plantas termosolares.

Los equipos y metodologías descritos han sido incorporados a la rutina de O&M de muchas plantas nacionales e internacionales del grupo Abengoa, propiciando incluso la creación de nuevos KPIs (Key Performance Indicators) a partir de la información recogida con los equipos y métodos descritos.

A través del trabajo desarrollado en esta tesis, se podido comprobar cuál es el ritmo de ensuciamiento real de los tubos receptores en operación, observando diferencias en función de la posición que ocupan en la planta, lo cual ha derivado en la distinción de varios grupos de colectores para su tratamiento desde el punto de vista de la O&M.

También se podido comprobar cómo los tubos mantienen las prestaciones iniciales incluso pasados los 4 primeros años de operación. En este sentido, también hay que añadir que existe una suciedad remanente que los métodos de limpieza actuales no son capaces de eliminar y que supone una penalización en el rendimiento de los tubos receptores.

Por otro lado, la evaluación térmica de los tubos ha permitido observar que es aire el gas presente en los tubos con pérdidas de vacío y que por tanto es el estrés mecánico el principal origen de esta degradación.

El conocimiento generado se ha utilizado en una herramienta analítica que permite traducir esta información en términos del LCOE, pudiendo comprobar cómo afectan las distintas estrategias de O&M sobre el rendimiento económico de la planta.

La información consolidada a través de estas conclusiones, suponen un paso más hacia el desarrollo de la tecnología termosolar de colectores cilindro parabólica y abren las puertas a la obtención de una información posterior y más completa a través de futuras líneas de trabajo.

Entre estas propuestas de investigación se pueden mencionar las siguientes:

- Caracterización de las propiedades de los tubos receptores a lo largo de la vida útil de una planta termosolar. Esto permitirá conocer la curva de

rendimiento más allá de los 4 años ya caracterizados identificando posibles puntos de inflexión en los que se requiera la sustitución de estos elementos en mayor o menor medida.

- El desarrollo de métodos de limpieza más efectivos que permitan eliminar la suciedad remanente en los tubos receptores, elevando el rendimiento de los mismos.
- El desarrollo de una herramienta inteligente para la toma de decisiones de O&M (limpieza y reemplazo de tubos) a partir de los datos periódicamente evaluados con los equipos de caracterización óptica y térmica de tubos receptores.

REFERENCIAS

- [1] European Environment Agency, "Atmospheric Greenhouse Gas Concentrations," Copenhagen, 2015.
- [2] International Panel on Climate Change, "Summary for Policymakers, Climate Change 2013: The Physical Science Basis," Cambridge University Press, Cambridge (United Kingdom) and New York (United States), 2014.
- [3] International Energy Agency, "World Energy Outlook," Paris, France, 2014.
- [4] International Energy Agency, "Energy and Climate Change, World Energy Outlook Special Report," France, 2015.
- [5] Massachusetts Institute of Technology, "The Future of Solar Energy," 2015.
- [6] ESTELA, Greenpeace and SolarPaces, "Solar Thermal Electricity, Global Outlook," 2016.
- [7] International Energy Agency, "Renewable Energy Medium-Term Market Report," France, 2015.
- [8] REN21, "Renewables 2016 Global Status Report," 2016.
- [9] International Renewable Energy Agency, "Renewable power generation cost in 2014," 2015.
- [10] International Energy Agency, "Technology Roadmap, Solar Thermal Electricity," France, 2014.

- [11] F. Villuendas Yuste, C. Alcañiz García, R. Alonso Esteban, J. Pelayo Zueco, J. M. Subías Domingo, C. Heras Vila and N. Martínez Sanz, "Selective solar absorbing coating and manufacturing method". Patent US 2015/0267303 A1, 30 Marzo 2015.
- [12] D. Lei, Z. Wang, J. Li, J. Li and Z. Wang, "Experimental study of glass to metal seals for parabolic trough receivers," *Renewable Energy*, vol. 48, pp. 85-91, 2012.
- [13] Schott Solar, "Schott PTR 70 Receiver Manual".
- [14] N. Martínez, J. Asensio, P. Bombin, J. Peláez and J. A. Rico, "Methor for producing a solar power receiving tube and resulting tube". Patent US 2012/0247456 A1, 4 Octubre 2012.
- [15] R. Forristall, "Heat transfer analysis and modeling of a parabolic trough solar receiver implemented in Engineering Equation Solver," Golden, Colorado, 2003.
- [16] V. Gnielinski, "New equations for heat and mass transfer in turbulent pipe and channel flow," *International Chemical Engineering*, vol. 16, no. 2, pp. 359-363, 1976.
- [17] F. Incropera and D. DeWitt, Fundamentals of heat and mass transfer, Tercera ed., New York: John Wiley and Sons, 1990.
- [18] A. Ratzel, C. Hickox and D. Gartling, "Techniques for reducing thermal conduction and natural convection heat losses in annular receiver geometries," *Journal of Heat Transfer*, vol. 101, no. 1, pp. 108-113, 1979.
- [19] A. Bejan, Convection heat transfer, Segunda ed., New York: John Wiley and Sons, 1995.
- [20] J. A. Duffie and W. A. Beckman, Solar engineering of thermal processes,

- Segunda ed., New York: John Wiley and Sons, 1991.
- [21] KJC Operating Company, "Final report on HCE heat transfer analysis code," Albuquerque, MN, 1993.
- [22] Archimede Solar, "<http://www.archimedesolarenergy.it/>," [Online]. Available: http://www.archimedesolarenergy.it/scheda_news.asp?id=146. [Accessed 16 Mayo 2017].
- [23] A. Maccari, D. Bissi, G. Casubolo, F. Guerrini, L. Lucatello, G. Luna, A. Rivaben, E. Savoldi, S. Tamano and M. Zuanella, "Archimede Solar Energy molten salt parabolic trough demo plant: a step ahead towards the new frontiers of CSP," *Energy Procedia*, vol. 69, pp. 1643-1651, 2015.
- [24] Schott Solar CSP GmbH, "<https://www.stage-ste.eu/>," [Online]. Available: https://www.stage-ste.eu/presentations/STAGE-STE_presentationSCHOTT.pdf. [Accessed 16 Mayo 2017].
- [25] Schott Solar, "<http://www.schott.com/>," Octubre 2013. [Online]. Available: http://www.schott.com/d/csp/2ad9cb93-5b86-4a51-aead-a49b4e869ef8/1.0/schott_ptr70_4th_generation_datasheet.pdf. [Accessed 16 Mayo 2017].
- [26] Rioglass, "<http://www.rioglass.com/rioglass-uvac-90-htf/>," [Online]. Available: <http://www.rioglass.com/rioglass-uvac-90-htf/>. [Accessed 16 Mayo 2017].
- [27] Archimede Solar Energy, "<http://www.archimedesolarenergy.it/>," [Online]. Available: http://www.archimedesolarenergy.it/en_specifiche-prodotto-hceshs-12.htm. [Accessed 16 Mayo 2017].
- [28] Archimede Solar Energy, "<http://www.archimedesolarenergy.it/>," [Online]. Available: http://www.archimedesolarenergy.it/en_specifiche-prodotto-hcems-11.htm. [Accessed 16 Mayo 2017].

- [29] G. Brakmann, R. Aringhoff, M. Geyer and S. Teske, "Concentrated solar thermal power - now!," 2005.
- [30] G. Cohen, D. Kearny and G. Kolb, "Final report on the operation and maintenance improvement program for concentrating solar power plants," Albuquerque, 1999.
- [31] R. Pettit, J. Freese and D. Arvizu, "Specular reflectance loss of solar mirrors due to dust accumulation," *Proceedings Testing Solar Energy Materials and Systems*, pp. 164-168, 19778.
- [32] T. Sarver, A. Al-Qaraghuli and L. Kazmerski, "A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: history, investigations, results, literature and mitigation approaches," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 22, pp. 698-733, 2013.
- [33] H. Elminir, A. Ghitas, R. Hamid, F. El-Hussainy, M. Beheary and K. Abdel-Moneim, "Effect of dust on the transparent cover of solar collectors," *Energy Conversion and Management*, vol. 47, no. 18-19, pp. 3192-3203, 2006.
- [34] A. Sayyah, M. Horenstein and M. Mazumder, "Mitigation of soiling losses on concentrating solar collectors," *IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 0480-0485, 2013.
- [35] R. Bethea, M. Barriger, P. Williams and S. Chin, "Environmental effects on solar concentrator mirrors," *Solar Energy*, vol. 27, no. 6, pp. 497-511, 1981.
- [36] E. Cuddihy, "Theoretical considerations for soil retention," *Solar Energy Materials*, vol. 3, pp. 21-33, 1930.
- [37] E. Cuddihy, "Surface soiling: theoretical mechanisms and evaluation of low-soiling coatings.," *Proceedings of the flat-plate solar array project research on forum on quantifying degradation*, pp. 379-396, 1983.

- [38] E. Cuddihy and P. Willis, "Antisoiling technology: theories of surface soiling and performance of antisoiling surface coatings," Pasadena, California, 1984.
- [39] D. Griffith, L. Vhengani and M. Maliage, "Measurements of mirror soiling at a candidate CSP site," *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 1371-1378, 2014.
- [40] A. Fernández-García, L. Álvarez-Rodrigo, L. Martínez-Arcos, R. Aguiar and J. Márquez-Payés, "Study of different cleaning methods for solar reflectores used in CSP plants," *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 80-89, 2014.
- [41] S. Bouaddi, A. Ihlal and A. Fernández-García, "Comparative analysis of soiling of CSP mirror material in arid zones," *Renewable Energy*, vol. 101, pp. 437-449, 2017.
- [42] A. Fernández-García, M. Cantos-Soto, J. León and R. López-Martín, "Optimization of some key aspects of CSP plants maintenance," *Proceedings SolarPaces*, 2010.
- [43] Ecilimp S. L., Écija.
- [44] J. B. Blackmon and M. Curcija, "Heliostat reflectivity variations due to dust buildup under deser conditions," *Proceedings of Seminar on Testing Solar Energy Materials and Systems*, pp. 169-183, 1978.
- [45] C. Delord, A. Blaise, A. Fernández-García, L. Martínez-Arcos, F. Sutter and T. Reche-Navarro, "Soiling and degradation analysis of solar mirrors," *AIP Conference Proceedings*, vol. 1734, p. 090001, 2015.
- [46] M. K. Mazumder, M. N. Horenstein, J. Stark, D. Erickson, A. Sayyah, S. Jung and F. Hao, "Development of self-cleaning solar collectors for minimizing energy yield loss caused by dust deposition," *Proceedings of the ASME 7th International Conference on Energy Sustainability*, 2013.
- [47] R. Sharma, C. A. Wyatt, J. Zhang, C. I. Calle, N. Mardesich and M. K. Mazumder, "Experimental evaluation and analysis of electrodynamic screen

- as dust mitigation technology for future Mars missions," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 45, no. 2, pp. 591-596, 2009.
- [48] M. K. Mazumder, R. Sharma, A. S. Biris, J. Zhang, C. Calle and M. Zahn, "Self-cleaning transparent dust shields for protecting solar panels and other devices," *Particulate Science and Technology*, vol. 25, no. 1, pp. 5-20, 2007.
- [49] M. K. Mazumder, M. N. Horenstein, J. Stark, P. Girouard, R. Sumner, B. Henderson, O. Sadler, I. Hidetaka, A. Biris and R. Sharma, "Characterization of electrodynamic screen performance for dust removal from solar panels and solar hydrogen generators," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 49, no. 4, pp. 1793-1800, 2013.
- [50] R. Zakhidov and A. Ismanzhanov, "Investigation of abrasive action of atmospheric particles on the reflectance of mirrors," *Applied Solar Energy*, vol. 16, no. 6, pp. 43-47, 1980.
- [51] J. Pernpeintner, F. Sutter, C. Happich, E. Lüpfer, B. Schiricke, N. Lichtenthäler, J. Thoss and F. Schumacher, "Durability testing of parabolic trough receivers - overheating, thermal cycling, bellow fatigue and antireflecting coating abrasion," *Energy procedia*, vol. 69, pp. 1540-1550, 2015.
- [52] J. Navarro-Hermoso, G. Espinosa-Rueda, C. Heras, I. Salinas, N. Martínez and M. Gallas, "Parabolic trough solar receivers characterization using specific test bench for transmittance, absorptance and heat loss simultaneous measurement," *Solar Energy*, vol. 136, pp. 268-277, 2016.
- [53] D. Goossens and E. Van Kerschaever, "Aeolian dust deposition on photovoltaic solar cells: the effects of wind velocity and airborne dust concentration on cell performance," *Solar Energy*, vol. 66, no. 277-289, 1999.
- [54] C. Sansom, A. Fernández-García, F. Sutter, H. Almond and P. King, "Contact cleaning of polymer film solar reflectors," *AIP Conference Proceedings*, vol. 1734, p. 020022, 2016.

- [55] A. Antonaia, A. D'Angelo, S. Esposito, M. Addonizio, A. Castaldo, M. Ferrara, A. Guglielmo and A. Maccari, "Accelerated aging tests on ENEA-ASE solar coating for receiver tube suitable to operate up to 550 °C," *AIP Conference Proceedings*, vol. 1734, p. 030003, 2016.
- [56] J. Barriga, U. Ruiz-de-Gopegui, J. Goikoetxea, B. Coto and H. Cachafeiro, "Selective coatings for new concepts of parabolic trough collectors," *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 30-39, 2014.
- [57] H. Price, R. Forristall, T. Wendelin, A. Lewandowski, T. Moss and C. Gummo, "Field survey of parabolic trough thermal performance," Denver, Colorado, 2006.
- [58] L. Moens and D. Blake, "Mechanism of hydrogen formation in solar parabolic trough receivers," Golden, Colorado, 2008.
- [59] J. Li, Z. Wang, D. Lei and J. Li, "Hydrogen permeation model of parabolic trough receiver tube," *Solar Energy*, vol. 86, pp. 1187-1196, 2012.
- [60] T. Kuckelkorn and N. Benz, "Tubular radiation absorbing device for a solar power plant with reduced heat losses". Estados Unidos Patent US 2007/0235023 A1, 11 October 2007.
- [61] C. Kennedy, "High temperature solar selective coatings". EEUU Patent 2010/0313875 A1, 16 Diciembre 2010.
- [62] G. L. Harding, "Helium permeation in all-glass tubular evacuated solar energy collectors," *Solar Energy Materials*, vol. 5, no. 2, pp. 141-147, 1981.
- [63] J. Wang, X. Huang, G. Gong, M. Hao and F. Yin, "A systematic study of the residual gas effect on vacuum solar receiver," *Energy Conversion and Management*, vol. 52, pp. 2367-2372, 2011.
- [64] J. Li, Z. Wang, J. Li and D. Lei, "Vacuum reliability analysis of parabolic trough receiver," *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 105, pp. 302-308,

2012.

- [65] J. Liu, D. Lei and Q. Li, "Vacuum lifetime and residual gas analysis of parabolic trough receiver," *Renewable Energy*, vol. 86, pp. 949-954, 2016.
- [66] S. Avdiaj, B. Setina-Batic, J. Setina and B. Erjavec, "Oxygen diffusion in the non-evapoable getter ST 707 during heat treatment," *Materiali in Tehnologije*, vol. 45, no. 1, pp. 33-37, 2011.
- [67] F. Burkholder, M. Brandemuehl, C. Kutscher and E. Wolfrum, "Heat conduction of inert gas-hydrogen mixtures in parabolic trough receivers," *Proceedings of ASME 2008 2nd International Conference on Energy Sustainability*, vol. 2, pp. 449-458, 2008.
- [68] S. Solar, "Environmetnal expert," [Online]. Available: <https://www.environmental-expert.com/products/schott-ptr-model-70-premium-receivers-for-integrated-lifetime-insurance-302906>. [Accessed 2017 Mayo 26].
- [69] O. Sohr, M. Möllenhoff and T. Kuckelkorn, "Laser induced release of encapsulated noble gas in Schott receiver," *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 524-529, 2014.
- [70] D. Lei, Z. Wang and J. Li, "The analysis of residual stress in glass-to-metal seals for solar receiver tube," *Materials and Design*, vol. 31, pp. 1813-1820, 2010.
- [71] H. Price, E. Lüpfert, E. Kearney and E. Zarza, "Advances in parabolic trough solar power technology," *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 124, no. 2, pp. 109-25, 2002.
- [72] R. Mahoney, "Trough technology heat collector element (HCE) solar selective absorbers," 2000.
- [73] D. Lei, Z. Wang and J. Li, "The calculation and analysis of glass-to-metal sealing stress in solar absorber tube," *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 405-411,

- 2010.
- [74] D. Lei, Z. Wang and F. Du, "The glass-to-metal sealing process in parabolic trough solar receivers," *Proceedings of ISES World Congress 2007*, Vols. I-V, pp. 740-744, 2008.
- [75] A. W. Hull and E. E. Burger, "Glass-to-metal seals," *AIP Journal of Applied Physics*, vol. 5, no. 384, p. 1934, 2004.
- [76] O. Shekoofa, J. Wang, J. Qi, J. Zhang and Z. Yin, "Analysis of residual stress for mismatch metal-glass seals in solar evacuated tubes," *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 128, pp. 421-426, 2014.
- [77] D. Q. Lei, Z. F. Wang and Z. J. Wang, "Effects of geometry and materials properties on the residual stress of glass-to-metal seals in solar receiver tubes," *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 418-427, 2014.
- [78] I. Martínez, "<http://webserver.dmt.upm.es/~isidoro/dat1/index.html>," [Online]. Available: <http://webserver.dmt.upm.es/~isidoro/dat1/Thermooptical.pdf>. [Accessed 2017 Mayo 26].
- [79] Monarch, "Monarch Instruments," [Online]. Available: <http://www.monarchinstrument.com/pdfs/TableofEmissivity.pdf>. [Accessed 2017 Mayo 26].
- [80] M. Sánchez, E. Mateu, D. Perez, P. García, F. Villuendas, C. Heras and R. Alonso, "Optical and thermal characterization of solar receivers for parabolic trough collectors," *Advances in Science and Technology*, vol. 74, pp. 313-319, 2010.
- [81] F. Villuendas, C. Heras, R. Alonso, M. Blanco, M. Sánchez, E. Mateu and D. Pérez, "Sistema de ensayos de caracterización de tubos receptores de concentradores solares". España Patent ES2396836B1, 07 Junio 2010.

- [82] E. Lüpfert, K. Riffelmann, H. Price, F. Burkholder and T. Moss, "Experimental analysis of overall thermal properties of parabolic trough receivers," *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 130, no. 2, pp. 021007, 5 pages, 2088.
- [83] F. Burkholder and C. Kutscher, "Heat loss testing of Schott's 2008 PTR70 parabolic trough receiver," Golden, Colorado, 2099.
- [84] D. Lei, Q. Li, Z. Wang, J. Li and J. Li, "An experimental study of thermal characterization of parabolic trough receivers," *Energy Conversion and Management*, vol. 69, pp. 107-115, 2013.
- [85] J. Pernpeintner, B. Schiricke, E. Lüpfert, N. Lichtenthäler, A. Macke and K. Wiesemeyer, "Combined measurement of thermal and optical properties of receivers for parabolic trough collectors," *Proceedings SolarPaces 2009 in Berlin*, 2009.
- [86] C. Kutscher and J. Netter, "A method for measuring the optical efficiency of evacuated receivers," *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 136, no. 1, p. 010907, 2014.
- [87] J. Pernpeintner, C. Happich, E. Lüpfert, B. Schiricke, N. Lichtenthäler and J. Weinhausen, "Linear focus solar simulator test bench for non-destructive optical efficiency testing of parabolic trough receivers," *Energy Procedia*, vol. 69, pp. 518-522, 2015.
- [88] Y. Okuhara, T. Kuroyama, T. Tsutsui, K. Noritake and T. Aoshima, "A solar simulator for the measurement of heat collection efficiency of parabolic trough receivers," *Energy Procedia*, vol. 69, pp. 1911-1920, 2015.
- [89] M. Pfänder, E. Lüpfert and P. Pistor, "Infrared temperature measurements on solar trough absorber tubes," *Solar Energy*, vol. 81, pp. 629-635, 2007.
- [90] S. Caron, M. Röger and J. Pernpeintner, "Transient infrared thermography heat loss measurements on parabolic trough receivers under laboratory

- conditions," *Energy Procedia*, vol. 69, pp. 310-319, 2015.
- [91] S. Caron and M. Röger, "In-situ heat loss measurements of parabolic trough receivers based on transient infrared thermography," *Solar Energy*, vol. 135, pp. 111-121, 2016.
- [92] S. Kalogirou, "A detailed thermal model of a parabolic trough collector receiver," *Energy*, vol. 48, no. 1, pp. 298-306, 2012.
- [93] M. Eck, J. Feldhoff and R. Uhlig, "Thermal modelling and simulation of parabolic trough receiver tubes," *Proceedings of the ASME 2010 4th International Conference of Energy Sustainability*, pp. 659-666, 2010.
- [94] M. Wirz, M. Roesle and A. Steinfeld, "Three-dimensional optical and thermal numerical model of solar tubular receivers," *ASME Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 134, pp. 041012, 9 pages, 2012.
- [95] J. Navarro Hermoso, G. Espinosa-Rueda, N. Martinez, C. Heras and M. Osta, "A novel portable device to measure the temperature of both the inner and the outer tubes of a parabolic receiver in the field," *AIP Conference Proceedings*, vol. 1734, p. 130015, 2016.
- [96] Flir Systems, "<http://alacron.com>," [Online]. Available: <http://alacron.com/clientuploads/directory/Cameras/FLIR/P25-Datasheet.pdf>. [Accessed 02 Junio 2017].
- [97] ASTM International, "ASTM G173-03(2012), Standard Tables for Reference Solar Spectral Irradiances: Direct Normal and Hemispherical on 37° Tilted Surface," West Conshohocken, PA, EEUU, 2012.
- [98] A. Kouibia and M. Pasadas, "Approximation by interpolating variational splines," *Journal Computational Applied Mathematics*, vol. 218, no. 2, pp. 342-349, 2008.
- [99] Perkin Elmer, "www.perkinelmer.com," [Online]. Available:

<http://www.perkinelmer.com/es/product/lambda-950-uv-vis-nir-spectrophotometer-l950>. [Accessed 2017 Junio 01].

- [100] International Organization for Standardization, "ISO/IEC Guide 98-3, Uncertainty of measurement - part 3: guide to the expression of uncertainty in measurement," 2008.
- [101] Ocean Optics, "<https://oceanoptics.com>," 02 Junio 2017. [Online]. Available: <https://oceanoptics.com/product/maya2000-pro-custom/>.
- [102] H. Griem, *Principles of plasma spectroscopy*, Cambridge (Inglaterra): Cambridge University Press, 1997.
- [103] Consejería de Agricultura, Pesca y Desarrollo Rural (Junta de Andalucía), "<https://www.juntadeandalucia.es>," Junta de Andalucía, [Online]. Available: https://www.juntadeandalucia.es/agriculturaypesca/ifapa/ria/servlet/FrontController?action=Static&url=coordenadas.jsp&c_provincia=41&c_estacion=13. [Accessed 21 Junio 2017].
- [104] M. Zettl, "High performance coatings for solar receivers and new dedicated manufacturing solution," *Energy Procedia*, vol. 48, pp. 701-706, 2014.
- [105] M. L. E. O. R. E. A. S. W. S. A. Z. E. N. P. L. J. M. E. Geyer, "Eurotrough - Parabolic trough collector developed for cost efficient solar power generation," in *11th SolarPACES International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies*, Zurich, Switzerland, 2002.
- [106] Therminol, "<https://www.therminol.com>," [Online]. Available: https://www.therminol.com/sites/therminol/files/documents/TF09A_Therminol_VP1.pdf. [Accessed 08 Agosto 2019].
- [107] International Renewable Energy Agency (IRENA), "Renewable energy technologies: cost analysis series," 2012.
- [108] C. Turchi, "Parabolic trough reference plant for cost modelling with the Solar

- Advisor Model (SAM)," 2010.
- [109] Greenpeace, SolarPaces, Estela, "Energía solar térmica de concentración. Perspectiva mundial 2009.," 2009.
- [110] G. Espinosa, N. Martínez, J. Navarro, I. Salinas, R. Alonso, C. Heras, D. Izquierdo, M. Osta and R. Gella, "Device for measuring the temperature of parabolic-trough solar collector tubes and temperature measurement method". Patent WO 2016/107959 A1 , 07 Julio 2016.
- [111] N. Martínez, G. Espinosa, D. Izquierdo, M. Osta, M. Mainar, C. Heras, I. Salinas, S. Forcada and R. Alonso, "Spectrophotometer for the characterization of receivers of solar collectors". Patent WO 2015/036631 A1, 19 Marzo 2015.
- [112] G. Espinosa, N. Martínez, J. Navarro, P. Castellero, F. Yubero, Á. Barranco, J. Cotrino, J. Espinós and A. Rodríguez, "System and method for analysing the gas present in the interannular space in tubular solar receivers". Patent WO 2016/166396 A1, 17 Noviembre 2016.
- [113] J. Navarro-Hermoso, G. Espinosa-Rueda, C. Heras, I. Salinas, N. Martínez and M. Gallas, "Parabolic trough solar receivers characterization using specific test bench for transmittance, absorptance and heat loss simultaneous measurement," *Solar Energy*, vol. 136, pp. 268-277, 2016.

PATENTES

- [P1] N. Martínez Sanz, G. Espinosa Rueda, D. Izquierdo Núñez, M. Osta Lombardo, M. López Mainar, C. Heras Vila, I. Salina Ariz, S. Forcada Pardo, R. Alonso Esteban, "Spectrophotometer for the characterisation of receivers of solar collectors". Patent WO 2015/036631 A1, 19 Marzo 2015.
- [P2] G. Espinosa Rueda, N. Martínez Sanz, J. L. Navarro Hermoso, P. Castellero Durán, F. Yubero Valencia, A. Barranco Quero, J. Cotrino Bautista, J. P. Espinós Manzorro, A. Rodríguez González-Elipe, "System and method for analysing the gas present in the interannular space in tubular solar receivers". Patent WO 2016/166396 A1, 20 Octubre 2016.
- [P3] R. Alonso Esteban, G. Espinosa Rueda, G. Martín Rafael, C. Heras Vila, D. Izquierdo Núñez, N. Martínez Sanz, J.L. Navarro Hermoso, M. Osta Lombardo, I. Salinas Áriz, "Device for measuring the temperature of parabolic trough solar collector tubes, and temperature measurement method". Patent WO2016107959A1, 7 Julio 2016.

ARTÍCULOS PUBLICADOS

- [A1] Espinosa-Rueda, G., Martínez-Sanz, N., Izquierdo-Nuñez, D., Osta-Lombardo, M., 2016. A novel portable device to measure transmittance and reflectance of parabolic trough receiver tubes in the field. *Journal of Solar Energy Engineering* 138(6), 061003.

- [A2] Espinosa-Rueda, G., Navarro-Hermoso, J.L., Martínez-Sanz, N., Gallas-Torreira, M., 2016. Degradation of receiver tube optical performance after four years of operation. *Solar Energy* 135, 122-129.

- [A3] Espinosa-Rueda, G., Navarro-Hermoso, J.L., Martínez-Sanz, N., Gallas-Torreira, M., 2016. Vacuum evaluation of parabolic trough receiver tubes in a 50 MW concentrated solar power plant. *Solar Energy* 139, 36-46.

ANEXO I: MEDIDAS DE LA EVALUACIÓN DEL ENSUCIAMIENTO

Campaña de otoño

Colector este A52

Día	Transmisividad				Reflectividad			
	Tubo 4		Tubo 17		Tubo 4		Tubo 17	
	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
1	93,7	93,6	93,8	94,0	3,6	3,4	3,3	3,6
3	94,3	94,2	94,5	94,5	3,4	3,2	3,2	3,1
5	94,1	94,1	94,4	94,3	3,1	3,0	3,3	3,2
7	93,2	93,2	93,1	93,1	3,3	3,4	3,3	3,5
10	93,4	93,2	93,5	93,3	3,4	3,5	3,4	3,3
13	93,6	93,5	93,3	93,3	3,8	3,6	3,7	3,7
16	93,9	94,0	94,0	94,3	3,2	3,2	3,4	3,4
19	94,5	94,4	94,3	94,3	3,5	3,2	3,6	3,4
22	93,7	93,5	93,9	93,9	3,5	3,5	3,4	3,8
27	94,7	94,7	94,4	94,5	3,4	3,4	3,4	3,3

Colector sur A9

Día	Transmisividad				Reflectividad			
	Tubo 4		Tubo 20		Tubo 4		Tubo 20	
	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
1	94,4	94,5	94,7	94,6	3,5	3,9	3,9	3,5

3	94,9	95,3	95,0	94,7	3,0	3,3	3,3	3,1
5	94,4	94,4	94,9	94,6	3,4	3,7	3,5	3,4
7	93,8	94,3	94,3	93,8	3,3	3,1	3,1	3,4
10	93,8	93,6	93,8	93,8	3,7	3,4	3,6	3,6
13	94,1	94,0	93,8	94,2	3,4	3,4	3,5	3,6
16	94,5	94,6	94,6	94,4	3,2	3,2	3,1	3,4
19	94,5	94,5	94,9	94,6	3,5	3,8	3,6	3,4
22	93,7	94,0	94,2	93,8	3,4	3,2	3,3	3,2
27	95,1	95,2	95,5	95,6	3,5	3,4	3,5	3,4

Colector norte H43

Día	Transmisividad				Reflectividad			
	Tubo 20		Tubo 33		Tubo 20		Tubo 33	
	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
1	94,5	94,6	94,7	94,4	3,5	3,5	3,5	3,3
3	94,5	94,8	94,6	94,7	3,6	3,3	3,6	3,3
5	94,4	94,1	94,2	94,0	3,4	3,2	3,5	3,3
7	93,6	93,7	93,9	93,3	3,4	3,3	3,2	3,5
10	93,8	93,6	93,3	93,6	3,5	3,5	3,4	3,5
13	94,2	94,4	94,2	94,3	3,7	3,7	3,6	3,6
16	94,7	94,3	94,7	94,5	3,5	3,1	3,3	3,1
19	94,8	94,6	94,4	94,6	3,6	3,6	3,3	3,6
22	93,7	93,4	93,8	93,4	3,8	3,8	3,6	3,7
27	95,4	95,5	95,0	95,0	3,3	3,2	3,2	3,4

Colector en área de torre de refrigeración D43

Transmisividad				Reflectividad			
----------------	--	--	--	---------------	--	--	--

Día	Tubo 24		Tubo 35		Tubo 24		Tubo 35	
	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
1	94,7	94,7	95,0	94,9	3,5	3,2	3,3	3,2
3	95,3	95,8	95,7	95,3	3,3	3,1	3,0	3,0
5	95,1	95,3	95,3	95,7	3,4	3,1	3,1	3,3
7	94,6	94,8	95,0	94,7	3,5	3,7	3,6	3,6
10	94,9	95,4	95,3	95,0	3,5	3,5	3,6	3,6
13	95,2	94,9	94,8	95,2	3,6	3,7	3,5	3,3
16	94,7	95,0	94,9	95,2	3,2	3,4	3,5	3,6
19	95,9	95,3	95,9	95,5	3,3	3,1	3,0	3,3
22	95,1	94,7	94,5	94,8	3,6	3,9	3,7	3,7
27	95,4	95,4	95,4	95,3	3,5	3,7	3,6	3,8

Colector interior B39

Día	Transmisividad				Reflectividad			
	Tubo 2		Tubo 11		Tubo 2		Tubo 11	
	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
1	94,4	93,9	94,4	93,9	3,7	3,3	3,7	3,3
3	94,4	94,7	94,6	94,9	3,4	3,7	3,6	3,5
5	94,7	94,5	94,8	94,8	3,1	3,1	3,3	3,3
7	93,5	94,0	93,8	94,0	3,6	3,7	3,8	3,6
10	94,0	93,8	93,6	93,8	3,4	3,4	3,7	3,6
13	94,1	93,6	94,0	93,5	3,5	3,6	3,5	3,4
16	94,7	94,7	94,6	94,5	3,5	3,6	3,6	3,8
19	95,2	95,3	95,2	95,2	3,0	3,3	3,2	3,1
22	93,8	93,6	93,5	93,6	3,3	3,5	3,5	3,6
27	95,0	94,7	94,5	94,8	3,3	3,5	3,3	3,5

Colector interior E15

Día	Transmisividad				Reflectividad			
	Tubo 6		Tubo 20		Tubo 6		Tubo 20	
	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
1	94,4	94,4	94,7	94,4	3,9	3,7	3,7	3,7
3	94,8	94,7	95,1	94,9	3,4	3,6	3,4	3,7
5	94,7	94,8	94,7	94,9	3,0	3,4	3,3	3,2
7	94,1	93,8	93,7	93,9	3,7	3,8	3,6	3,7
10	93,8	93,6	94,1	93,8	3,3	3,1	3,3	3,2
13	94,1	94,4	94,2	93,9	3,8	3,5	3,7	3,5
16	94,7	94,8	95,2	94,8	3,5	3,3	3,2	3,5
19	95,2	95,0	95,1	94,9	3,3	3,4	3,1	3,2
22	93,6	93,9	93,8	94,1	3,6	3,3	3,3	3,5
27	94,7	94,9	94,9	94,9	3,6	3,5	3,3	3,3

Colector interior C25

Día	Transmisividad				Reflectividad			
	Tubo 26		Tubo 34		Tubo 26		Tubo 34	
	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
1	93,9	94,2	94,2	94,0	3,7	3,8	3,5	3,5
3	94,5	94,8	95,0	94,5	3,2	3,0	3,1	3,1
5	94,8	95,3	95,2	94,8	3,4	3,3	3,6	3,5
7	93,6	93,8	93,8	93,6	3,5	3,3	3,4	3,2
10	93,5	93,6	94,1	93,5	3,4	3,2	3,5	3,6
13	93,9	93,5	93,9	93,8	3,6	3,5	3,5	3,7
16	95,0	94,6	95,0	94,9	3,5	3,6	3,4	3,4
19	95,1	94,9	95,1	95,3	3,4	3,2	3,4	3,2
22	94,2	94,2	94,4	94,2	3,5	3,3	3,3	3,2

27 94,8 94,9 94,7 95,1 3,5 3,5 3,3 3,6

Campaña de verano

Colector este A52

Día	Transmisividad				Reflectividad			
	Tubo 4		Tubo 17		Tubo 4		Tubo 17	
	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
1	93,3	92,8	91,3	94,0	3,7	3,7	3,4	3,0
2	93,4	92,7	92,1	94,2	3,7	3,9	3,3	3,0
3	92,2	91,5	93,2	94,0	3,8	4,0	3,3	3,1
4	93,3	92,5	93,1	91,1	3,8	3,9	3,4	3,3
7	92,0	90,8	92,0	93,6	3,8	4,0	3,3	3,1
8	92,9	91,7	91,9	92,3	3,7	3,9	3,3	3,1
9	91,3	90,6	93,1	91,4	3,6	3,9	3,2	3,0
10	90,8	90,1	89,5	90,9	3,7	4,0	3,4	3,1
14	90,4	88,7	89,9	89,7	3,6	3,8	3,3	3,1
15	89,9	88,3	89,8	90,4	3,8	4,1	3,5	3,1
16	94,4	94,0	95,6	95,9	3,8	3,9	3,3	3,2
18	94,4	93,1	95,2	95,4	3,7	3,9	3,3	3,2
22	93,6	93,5	94,8	95,0	3,6	3,8	3,1	3,0
23	93,3	92,3	93,7	93,7	3,8	3,8	3,3	3,1

Colector sur A9

Día	Transmisividad				Reflectividad			
	Tubo 4		Tubo 20		Tubo 4		Tubo 20	
	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2

1	94,8	95,0	94,7	94,2	3,9	3,3	3,5	3,6
2	94,2	94,9	95,0	94,9	3,7	3,3	3,4	3,4
3	93,5	94,3	95,2	94,8	3,6	3,8	3,9	3,7
4	92,8	93,9	95,4	94,2	4,2	4,1	3,8	3,7
7	92,6	93,5	94,7	93,5	3,9	3,7	3,8	3,8
8	92,9	93,5	93,8	93,6	3,8	3,5	3,7	3,5
9	92,6	93,7	93,7	93,9	3,8	3,4	3,7	3,6
10	93,1	93,9	94,0	94,0	3,9	3,7	3,6	3,3
14	91,9	92,7	93,9	93,1	3,8	3,6	3,6	3,4
15	91,2	92,0	93,7	92,9	4,1	3,8	3,8	3,9
16	95,0	95,2	94,8	94,2	3,9	3,8	3,8	3,8
18	94,4	94,9	95,0	95,3	3,8	3,7	3,7	3,7
22	93,7	94,4	95,4	94,8	3,8	3,6	3,4	3,4
23	93,0	93,8	94,9	94,2	3,8	3,4	3,4	3,7

Colector norte H43

Día	Transmisividad				Reflectividad			
	Tubo 20		Tubo 33		Tubo 20		Tubo 33	
	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
1	95,4	94,0	93,9	94,8	4,3	4,3	3,7	3,2
2	95,5	93,8	93,9	94,9	4,1	4,0	3,5	2,9
3	94,4	94,6	93,4	94,4	4,4	4,2	3,9	3,3
4	93,9	94,0	93,7	94,3	4,2	4,2	3,7	3,3
7	93,2	92,6	91,8	94,6	4,5	4,2	3,8	3,3
8	95,0	94,6	92,5	94,0	4,2	4,1	3,7	3,3
9	94,5	94,5	92,4	93,7	4,1	3,9	3,6	3,4
10	92,8	92,6	92,7	93,9	3,9	3,9	3,3	3,0
14	93,2	92,1	91,4	93,4	3,9	3,9	3,3	3,0

15	94,2	94,9	91,6	90,3	4,3	4,0	3,8	3,6
16	96,0	95,9	94,4	94,2	4,3	4,2	3,8	3,5
18	95,4	96,1	93,6	95,6	4,2	4,1	3,8	3,2
22	95,0	95,9	93,9	94,9	3,9	3,7	3,4	3,2
23	94,7	94,8	93,5	94,5	3,9	3,9	3,8	3,5

Colector en área de torre de refrigeración D43

Día	Transmisividad				Reflectividad			
	Tubo 24		Tubo 35		Tubo 24		Tubo 35	
	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
1	95,1	95,2	96,5	97,0	3,7	3,7	3,4	3,2
2	94,7	95,3	97,1	96,8	3,4	3,5	3,0	2,9
3	95,0	95,1	96,7	96,4	3,8	3,8	3,5	3,2
4	94,7	94,7	95,7	96,3	3,7	3,8	3,3	3,2
7	93,7	94,4	94,7	94,7	3,8	3,8	3,5	3,4
8	95,2	94,4	94,6	95,1	3,5	3,8	3,4	3,0
9	93,8	94,3	94,9	95,2	3,5	3,6	3,2	3,0
10	94,4	94,3	95,5	95,9	3,4	3,4	3,2	2,9
14	93,1	93,9	94,9	94,8	3,4	3,4	3,1	2,9
15	93,3	93,3	94,9	94,5	3,7	3,8	3,5	3,2
16	94,9	95,3	96,6	96,4	3,8	3,8	3,6	3,3
18	94,7	95,1	96,4	96,6	3,7	3,6	3,3	3,0
22	94,3	95,4	96,2	96,4	3,7	3,4	3,3	2,8
23	93,6	94,1	95,4	95,6	3,7	3,8	3,4	2,6

Colector interior B39

Transmisividad	Reflectividad
----------------	---------------

Día	Tubo 2		Tubo 11		Tubo 2		Tubo 11	
	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
1	94,8	94,7	94,9	95,5	3,3	2,8	2,7	2,9
2	95,2	95,6	95,9	95,8	3,2	2,7	2,8	2,9
3	94,6	95,1	94,5	95,4	3,5	3,0	2,9	3,1
4	94,8	95,0	94,3	94,3	3,5	2,9	2,9	3,1
7	93,8	94,9	93,3	95,3	3,6	3,0	3,1	3,0
8	94,0	94,7	94,1	94,4	3,5	2,9	2,9	2,8
9	93,7	94,4	93,2	94,4	3,2	2,8	2,9	2,8
10	94,5	94,8	94,5	94,8	3,2	2,7	2,7	2,8
14	93,2	93,7	93,0	94,5	3,4	2,8	2,9	2,5
15	93,1	93,9	92,8	93,0	3,5	2,7	2,9	3,1
16	95,4	95,9	95,1	95,6	3,4	2,9	3,0	3,1
18	95,8	96,0	95,0	96,1	3,3	2,7	2,9	2,9
22	94,6	95,8	95,2	95,3	3,0	2,7	2,8	2,8
23	95,0	94,7	94,9	95,2	3,2	2,6	2,9	2,9

Colector interior E15

Día	Transmisividad				Reflectividad			
	Tubo 6		Tubo 20		Tubo 6		Tubo 20	
	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
1	95,1	95,3	94,2	93,6	3,3	3,2	3,7	3,1
2	94,9	95,5	93,6	94,3	3,0	3,0	3,4	2,7
3	94,4	95,3	93,6	95,3	3,4	3,4	3,8	3,1
4	94,5	95,2	93,0	94,3	3,4	3,3	3,8	3,1
7	94,1	94,6	93,1	94,0	3,4	3,4	3,9	3,1
8	96,7	96,2	92,3	94,3	3,2	3,3	3,8	3,1
9	94,0	94,9	92,1	93,8	3,1	3,1	3,7	2,8

10	94,4	95,2	93,6	93,9	2,9	3,0	3,5	2,8
14	93,4	93,6	92,5	92,9	3,2	3,3	3,5	3,0
15	93,5	93,8	91,8	92,6	3,4	3,3	3,6	2,8
16	95,6	96,2	93,9	95,6	3,5	3,5	3,9	3,2
18	95,2	96,0	93,7	95,4	3,2	3,4	3,6	2,8
22	95,2	95,4	93,9	95,6	3,0	3,0	3,5	2,7
23	94,0	95,0	92,8	94,4	3,5	3,8	3,9	2,5

Colector interior C25

Día	Transmisividad				Reflectividad			
	Tubo 26		Tubo 34		Tubo 26		Tubo 34	
	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
1	93,1	93,7	94,0	94,0	3,4	3,3	3,3	3,2
2	93,1	93,7	94,1	93,5	3,1	3,0	3,1	2,9
3	92,7	93,4	93,9	94,0	3,5	3,3	3,3	3,1
4	92,5	92,9	93,5	93,7	3,5	3,4	3,3	3,2
7	92,1	92,7	92,5	93,0	3,4	3,4	3,5	3,2
8	91,7	92,0	92,6	92,9	3,4	3,2	3,3	3,1
9	92,1	92,3	92,7	93,3	3,3	3,2	3,2	3,0
10	92,6	92,7	92,8	93,6	3,1	3,0	3,1	2,9
14	91,8	92,5	92,4	93,3	3,4	3,2	3,3	2,9
15	91,3	92,3	92,6	93,6	3,4	3,3	3,5	3,2
16	93,3	94,0	94,7	95,2	3,4	3,3	3,3	3,3
18	93,2	93,5	93,2	94,6	3,2	3,2	3,3	3,1
22	93,1	94,1	94,2	94,2	3,1	3,0	3,0	2,9
23	93,1	92,7	93,1	93,7	3,9	3,8	3,8	3,4

ANEXO II: EVALUACIÓN DE LA DEGRADACIÓN

Especificaciones técnicas del tubo PTR70 Schott de primera generación

SCHOTT PTR 70

Receiver for Parabolic Trough Collectors

Technical Specification

Assembly	<ul style="list-style-type: none"> length: 4060 mm +/- 2 mm at 20°C ambient temperature aperture length: > 96 % of the bulk length at working temperature (> 300 °C)
Absorber	<ul style="list-style-type: none"> outer diameter: 70 mm +/- 0.3 mm steel-type: DIN 1.4541 or similar average solar absorptance of all receivers delivered (AM1.5 DNI) [0.3 ... 2.5 μm] : $a \geq 0.95$¹⁾ absorptance of single absorber (AM1.5 DNI) [0.3 ... 2.5 μm] : $a \geq 0.93$¹⁾ average thermal emittance of all receivers delivered (at 380 °C): $e \leq 0.14$²⁾ emittance of single absorber (380°C): $e \leq 0.16$²⁾
Glass envelope	<ul style="list-style-type: none"> borosilicate glass outer diameter : 125 mm +10 mm/ -5 mm antireflective coating on $\geq 95\%$ of aperture length average solar transmittance of coated area of all receivers delivered (AM1.5 DNI) [0.3 ... 2.5 μm] : $t \geq 0.96$¹⁾ transmittance of single glass envelope in coated area (AM1.5 DNI) [0.3 ... 2.5 μm] : $t \geq 0.94$¹⁾
Vacuum	residual gas pressure $\leq 10^{-3}$ mbar
Weight	25kg +/- 10% (unfilled)
Heat Transfer Fluid	non-corrosive thermal oil with an effective partial pressure of dissolved hydrogen of $p_{H_2} < 30$ Pa.
Operating Temperature	maximum bulk fluid temperature: 400°C
Flow rate	Reynolds number $Re > 20.000$
Operating pressure	≤ 40 bar (absolute)

¹⁾ (AM1.5 DNI) | [0.3 ... 2.5 μ m] : AM1.5 DNI-Spectrum in the range of 0.3...2.5 μ m

²⁾ for a blackbody spectrum of 380°C

Medidas

Colectores interiores

Día	Colector	Tubo	Transmisividad		Reflectividad	
			Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
Colectores 1	B13	32	96,1	96,3	3,9	3,9
	B44	14	96,8	97,1	3,9	4,0
	F54	17	95,0	95,0	4,7	4,8
	F58	29	97,5	97,7	3,5	3,7
	G25	17	95,6	95,8	3,6	3,7
Colectores 3	D22	21	96,7	97,0	4,1	4,1
	D34	17	96,5	96,8	4,8	5,0
	D45	7	98,3	98,4	4,8	5,0
	E24	9	96,3	96,6	4,2	4,4
	E49	13	95,6	95,7	5,1	5,2
Colectores 4	B32	2	96,8	96,9	3,8	4,0
	B49	5	96,4	96,5	4,6	4,7
	C22	8	95,5	95,5	4,3	4,4
	C34	2	96,4	96,6	3,8	3,9
	C39	9	96,9	97,2	3,3	3,3
	F24	16	96,3	96,7	4,2	4,4
	F49	26	95,7	95,8	4,2	4,3
	G32	22	96,2	96,4	4,0	4,2
	G46	21	96,8	97,0	4,8	4,9
G54	5	97,6	97,8	4,3	4,4	

Colectores este-oeste

Día	Colector	Tubo	Transmisividad		Reflectividad	
			Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
Colectores 1	B1	7	96,1	96,3	4,6	4,9
	B1	21	96,8	97,1	3,4	3,6
	B52	5	96,3	96,3	4,0	4,2
	B52	24	97,4	97,5	3,8	3,9
	F11	18	96,8	96,9	4,1	4,3
	F11	30	95,9	96,1	3,8	3,9
	F64	27	95,8	95,9	3,1	3,1
	G21	10	95,5	95,9	4,2	4,0
	G21	34	96,0	96,0	4,1	3,9
	G60	33	98,0	98,3	3,5	3,7
Colectores 2	D9	6	96,8	96,9	4,5	4,7
	D9	20	96,2	96,4	4,1	4,3
	D52	17	97,3	97,5	5,2	5,2
	D52	22	96,8	96,9	3,7	3,8
	D52	33	95,7	96,0	4,8	4,9
	E11	3	97,1	97,1	3,2	3,4
	E11	33	95,9	95,7	2,6	2,5
	E64	10	97,5	97,6	4,3	4,3
	E64	20	96,8	97,1	3,1	3,3
	E64	31	96,9	97,2	4,9	5,1

Colectores norte-sur

Día	Colector	Tubo	Transmisividad		Reflectividad	
			Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
Colectores 2	A3	7	96,9	97,1	5,0	4,8
	A13	14	96,8	96,9	3,7	3,9
	A23	17	97,2	97,3	3,8	3,9
	A33	32	96,8	97,0	3,6	3,4
	A45	21	97,1	97,2	4,4	4,6
	A51	33	96,5	96,7	3,4	3,5
	H25	30	97,4	97,6	4,4	4,4
	H31	22	96,7	96,7	3,3	3,4
	H43	17	97,0	97,0	3,2	3,4
	H53	18	96,7	97,0	3,3	3,5
Colectores 3	A8	11	96,8	97,2	3,9	4,1
	A18	18	96,2	96,1	4,5	4,6
	A28	16	96,7	96,9	4,9	5,1
	A38	1	96,6	96,6	4,4	4,6
	H22	31	96,7	97,0	3,4	3,6
	H28	1	97,2	97,5	3,8	4,0
	H34	4	96,0	96,2	4,0	4,0
	H38	36	96,7	96,8	3,5	3,7
	H48	15	97,2	97,5	4,2	4,5
	H58	25	97,1	97,5	3,7	3,7

Colectores alrededor de torre de refrigeración

Día	Colector	Tubo	Transmisividad		Reflectividad	
			Punto 1	Punto 2	Punto 1	Punto 2
Colectores 1	G43	5	95,8	96,2	3,8	4,0
	G43	7	95,9	96,2	3,9	4,0
	G43	24	96,8	97,0	4,2	4,3
	G43	28	96,6	96,8	4,0	4,3
	G43	35	96,1	96,3	3,7	3,9
Colectores 3	E43	4	96,5	96,7	5,0	5,2
	E43	6	96,2	96,3	4,4	4,6
	E43	23	95,7	96,0	3,3	3,4
	E43	29	96,2	96,5	4,7	4,8
	E43	33	96,5	96,9	3,5	3,6
Colectores 4	F43	4	95,4	95,5	4,0	4,2
	F43	10	96,0	96,2	4,3	4,4
	F43	13	96,3	96,5	4,0	4,2
	F43	21	96,0	96,3	3,3	3,5
	F43	26	96,4	96,6	3,7	3,7
	G42	2	96,4	96,6	4,3	4,3
	G42	7	96,8	97,0	3,9	4,0
	G42	10	96,4	96,6	4,1	4,3
	G42	22	96,1	96,3	4,6	4,9
	G42	25	95,8	96,1	3,7	3,9

ANEXO III: MEDIDAS TÉRMICAS DE LOS TUBOS RECEPTORES

SUPPLEMENTARY TABLE

Receiver tubes codename	First stage		Second stage		
	R _{GT}	State	T _{abs} (°C)	T _{glass} (°C)	State
A51-M7-T1	2.1	NC	337	106	NC
A51-M10-T1	1.8	NC	-	-	NG
B14-M3-T1	2.1	NC	-	-	NG
B14-M9-T1	1.2	-	376	66	-
B14-M10-T1	1.2	-	376	62	-
B14-M11-T1	1.2	-	375	63	-
B14-M12-T2	2.1	NC	361	116	NC
B20-M10-T1	1.9	NC	365	66	New
B20-M11-T1	2.0	NC	340	113	NC
B20-M12-T1	1.2	-	363	58	-
B20-M12-T3	2.2	NC	357	121	NC
B32-M7-T1	2.2	NC	373	45	New
B32-M8-T2	1.2	-	369	49	-
B32-M10-T3	2.0	NC	364	123	NC
B32-M11-T1	1.3	-	372	122	NC
B32-M12-T1	1.2	-	373	63	-
B32-M12-T2	1.7	-	360	111	NC
B32-M12-T3	2.0	NC	367	119	NC
B34-M8-T1	1.2	-	373	65	-
B34-M8-T2	1.2	-	373	61	-
B34-M12-T2	1.6	-	-	-	NG

B34-M12-T3	1.6	NC	369	120	NC
C22-M1-T1	1.3	-	376	62	-
C22-M1-T2	1.3	-	376	50	-
C22-M1-T3	1.3	-	376	62	-
C22-M2-T1	1.3	-	376	62	-
C22-M2-T2	1.3	-	376	61	-
C22-M2-T3	1.3	-	376	57	-
C22-M3-T2	1.7	-	378	76	DC
C22-M3-T3	1.3	-	374	54	-
C22-M5-T1	1.3	-	376	65	-
C22-M5-T2	1.3	-	376	61	-
C22-M5-T3	1.3	-	377	64	-
C22-M6-T1	1.3	-	377	63	-
C22-M6-T2	1.3	-	378	63	-

Receiver tubes codename	First stage		Second stage		
	R _{GT}	State	T _{abs} (°C)	T _{glass} (°C)	State
C22-M6-T3	1.3	-	377	60	-
C22-M7-T1	1.3	-	375	61	-
C22-M7-T2	1.3	-	376	58	-
C22-M7-T3	1.3	-	377	62	-
D24-M4-T1	1.4	-	357	61	-
D24-M4-T2	1.4	-	356	59	-
D24-M4-T3	1.4	-	356	60	-
D24-M5-T1	1.4	-	357	61	-
D24-M5-T2	1.4	-	357	58	-
D24-M5-T3	1.4	-	357	59	-
D24-M6-T1	1.4	-	358	60	-
D24-M10-T1	1.4	-	358	58	-
D24-M10-T2	1.4	-	357	56	-
D24-M10-T3	1.4	-	357	58	-
D50-M4-T1	1.9	NC	318	104	NC

D50-M12-T3	1.6	DC	335	53	-
G20-M1-T1	1.8	-	379	67	-
G20-M6-T2	1.8	-	381	63	-
G20-M7-T2	1.8	-	380	56	-
G22-M6-T2	2.0	NC	381	64	New
G22-M10-T3	1.7	-	385	59	-
G24-M5-T2	1.7	DC	378	80	DC
G28-M10-T3	1.9	NC	367	43	New
G28-M11-T3	1.9	-	382	72	-
G36-M1-T1	2.0	NC	-	-	NG
G36-M1-T2	2.0	NC	326	43	NC
G36-M1-T3	2.0	NC	361	106	NC
G36-M4-T1	1.4	-	375	58	-
G36-M6-T2	1.5	-	375	67	-
G36-M7-T2	1.2	-	377	54	-
G36-M10-T1	1.3	-	378	60	-
G59-M4-T1	1.5	DC	384	68	DC
G59-M9-T1	1.7	NC	385	93	NC
H29-M11-T3	1.7	-	306	45	-
H29-M12-T1	1.7	-	310	46	-

ANEXO IV: PERFORMANCE MODEL DE LA PLANTA TERMOSOLAR

Script principal

```
format short

%% GENERAL PARAMETERS

global loop
global n_loops
global instants
global daily_periods
global n_years

loop.n_tubes = 144;
n_loops = 252;
n_years = 25;

%% IMPORT METEO DATA

string.meteo = [root '\Meteo_data_PS10_60min.xlsx'];

day_julian = repmat( xlsread( string.meteo, 'Hojal',
'A3:A8762'), n_years, 1);

month = repmat( xlsread( string.meteo, 'Hojal',
'B3:B8762'), n_years, 1);

day_month = repmat( xlsread( string.meteo, 'Hojal',
'C3:C8762'), n_years, 1);
```

```
hour = repmat( xlsread( string.meteo, 'Hojal',
'D3:D8762'), n_years, 1);

I_b = repmat( xlsread( string.meteo, 'Hojal', 'F3:F8762'),
n_years, 1); %[W/m^2]

T_amb = repmat( xlsread( string.meteo, 'Hojal',
'G3:G8762'), n_years, 1); %[°C]

P_amb = repmat( xlsread( string.meteo, 'Hojal',
'H3:H8762'), n_years, 1); %[bar]

v_wind = repmat( xlsread( string.meteo, 'Hojal',
'I3:I8762'), n_years, 1); %[m/s]

%Number of instants to be simulated
instants = size( day_julian, 1);

%Number of periods per day
daily_periods = instants / 365 / n_years;

%Year vector
year = zeros( instants, 1);

for i = 1 : instants
    year(i) = ceil( i / (365*daily_periods));
end

%% DEGRADATION SETTINGS

%Preallocating variables
ratio = struct( 'soiling_mirror', 0, 'soiling_receiver',
0, 'breakage_glass', 0, 'loss_vacuum', 0);

T_period = struct( 'washing', 0, 'replacement', 0);

default = struct( 'alpha_abs', 0, 'CoatingIntact',
{'Yes'}, 'GlazingIntact', {'Yes'}, 'P_a', 0,
'reflectivity', 0, 'tau_glass', 0);

%Soiling definition
```

```
ratio.soiling_mirror = 0.00375; %[units of
reflectivity/day]
ratio.soiling_receiver = 0.00285; %[units of
transmissivity/day]

%Receiver degradation definition
ratio.breakage_glass = 1/525; %[receivers/day·loop]
ratio.loss_vacuum = 1/525; %[receivers/day·loop]

%Default values
default.alpha_abs = 0.96;
default.CoatingIntact = {'Yes'};
default.GlazingIntact = {'Yes'};
default.P_a = 0.001; %[mbar]
default.reflectivity = 0.93;
default.tau_glass = 0.95;

%Intervention definition
T_period.washing = 1; %[days]
T_period.replacement = 524; %[days]

[ alpha_abs, CoatingIntact, GlazingIntact, P_a,
reflectivity, tau_glass, n_replacement] = fdegrad_setting(
ratio, default, T_period);

%% SOLAR POWER PLANT SOLVER

%Preallocating variables
m_htf = zeros( instants, 1);

energy_flow(1:instants) = struct( 'q_sol', 0,
'q_sol_dumped', 0, 'q_sol_in', 0, 'loss_K', 0, 'loss_rho',
0, 'loss_trough', 0, 'loss_tau', 0, 'loss_alpha', 0,
'loss_heat', 0, 'absorbed', 0);

ETA_loop = zeros( instants, 1);

P_htf_pump(1:instants) = struct( 'loop', 0, 'feed', 0,
'hex', 0, 'total', 0);

BOP(1:instants) = struct( 'Gross_Power', 0,
'Auxiliary_Power', 0, 'Net_Power', 0, 'ETA_global', 0);
```

```

monthly( 1:n_years*12) = struct( 'year', 0, 'month', 0,
'I_b', 0, 'q_sol', 0, 'q_sol_dumped', 0, 'loss_K', 0,
'loss_rho', 0, 'loss_trough', 0, 'loss_tau', 0,
'loss_alpha', 0, 'loss_heat', 0, 'absorbed', 0,
'ETA_loop', 0, 'P_htf_pump', 0, 'Gross_Power', 0,
'Aux_Power', 0, 'Net_Power', 0, 'ETA_global', 0);

cont_month = zeros( n_years*12, 1);

yearly( 1:n_years) = struct( 'year', 0, 'I_b', 0, 'q_sol',
0, 'q_sol_dumped', 0, 'loss_K', 0, 'loss_rho', 0,
'loss_trough', 0, 'loss_tau', 0, 'loss_alpha', 0,
'loss_heat', 0, 'absorbed', 0, 'ETA_loop', 0,
'P_htf_pump', 0, 'Gross_Power', 0, 'Aux_Power', 0,
'Net_Power', 0, 'ETA_global', 0);

cont_year = zeros( n_years, 1);

%Hourly resolution
for i = 1 : instants

    if mod(i,1000)==0
        i
    end

    meteo.I_b = I_b(i); %[W/m]
    meteo.T_amb = T_amb(i); %[°C]
    meteo.P_amb = P_amb(i); %[bar]
    meteo.wind = v_wind(i); %[m/s]
    meteo.T_sky = meteo.T_amb - 8; %[°C]
    time.day = day_julian(i); %[julian day]
    time.hour = hour(i); %[hour]

    [m_htf(i), energy_flow(i), ETA_loop(i), P_htf_pump(i),
BOP(i)] = fsolar_power_plant( alpha_abs( i, :),
CoatingIntact( i, :), GlazingIntact( i, :), P_a( i, :),
reflectivity( i, :), tau_glass( i, :), meteo, time);
end

%Monthly resolution
for n = 1:n_years

```

```

for m = 1:12
    k = m + 12*(n-1);
    cont_month(k) = 0;
    for i = 1:instants
        if month(i)==m && year(i)==n
            monthly(k).year = year(i);
            monthly(k).month = month(i);
            monthly(k).I_b = monthly(k).I_b +
I_b(i)/1000; %[kWh/m2]
            monthly(k).q_sol = monthly(k).q_sol +
energy_flow(i).q_sol/1000; %[GWht]
            monthly(k).q_sol_dumped =
monthly(k).q_sol_dumped +...
            energy_flow(i).q_sol_dumped/1000;
%[GWht]
            monthly(k).loss_K = monthly(k).loss_K +
energy_flow(i).loss_K/1000; %[GWht]
            monthly(k).loss_rho = monthly(k).loss_rho
+ energy_flow(i).loss_rho/1000; %[GWht]
            monthly(k).loss_trough =
monthly(k).loss_trough + energy_flow(i).loss_trough/1000;
%[GWht]
            monthly(k).loss_tau = monthly(k).loss_tau
+ energy_flow(i).loss_tau/1000; %[GWht]
            monthly(k).loss_alpha =
monthly(k).loss_alpha + energy_flow(i).loss_alpha/1000;
%[GWht]
            monthly(k).loss_heat =
monthly(k).loss_heat + energy_flow(i).loss_heat/1000;
%[GWht]
            monthly(k).absorbed = monthly(k).absorbed
+ energy_flow(i).absorbed/1000; %[GWht]
            monthly(k).P_htf_pump =
monthly(k).P_htf_pump + P_htf_pump(i).total/1000; %[GWhe]
            monthly(k).Gross_Power =
monthly(k).Gross_Power + BOP(i).Gross_Power/1000; %[GWhe]
            monthly(k).Aux_Power =
monthly(k).Aux_Power + BOP(i).Auxiliary_Power/1000;
%[GWhe]
            monthly(k).Net_Power =
monthly(k).Net_Power + BOP(i).Net_Power/1000; %[GWhe]
            if ETA_loop(i)~=0

```

```

        monthly(k).ETA_loop =
monthly(k).ETA_loop + ETA_loop(i);
        monthly(k).ETA_global =
monthly(k).ETA_global + BOP(i).ETA_global;
        cont_month(k) = cont_month(k) + 1;
    end
end
end
end
end

for n = 1:n_years
    for m = 1:12
        k = m + 12*(n-1);
        if cont_month(k) ~= 0
            monthly(k).ETA_loop = monthly(k).ETA_loop /
cont_month(k);
            monthly(k).ETA_global = monthly(k).ETA_global
/ cont_month(k);
        end
    end
end

%Yearly resolution

for i = 1:n_years
    k = (i - 1) * 12 + 1;
    yearly(i).year = i;
    yearly(i).I_b = sum([monthly(k:k+11).I_b]); %[kWh/m2]
    yearly(i).q_sol = sum([monthly(k:k+11).q_sol]);
    %[GWht]
    yearly(i).q_sol_dumped =
sum([monthly(k:k+11).q_sol_dumped]); %[GWht]
    yearly(i).loss_K = sum([monthly(k:k+11).loss_K]);
    %[GWht]
    yearly(i).loss_rho = sum([monthly(k:k+11).loss_rho]);
    %[GWht]
    yearly(i).loss_trough =
sum([monthly(k:k+11).loss_trough]); %[GWht]
    yearly(i).loss_tau = sum([monthly(k:k+11).loss_tau]);
    %[GWht]
    yearly(i).loss_alpha =
sum([monthly(k:k+11).loss_alpha]); %[GWht]

```



```
    yearly(i).loss_heat =
sum([monthly(k:k+11).loss_heat]); %[GWht]
    yearly(i).absorbed = sum([monthly(k:k+11).absorbed]);
%[GWht]
    yearly(i).P_htf_pump =
sum([monthly(k:k+11).P_htf_pump]); %[GWht]
    yearly(i).Gross_Power =
sum([monthly(k:k+11).Gross_Power]); %[GWht]
    yearly(i).Aux_Power =
sum([monthly(k:k+11).Aux_Power]); %[GWht]
    yearly(i).Net_Power =
sum([monthly(k:k+11).Net_Power]); %[GWht]
    yearly(i).ETA_loop = sum([monthly(k:k+11).ETA_loop]) /
size( find([monthly(k:k+11).ETA_loop]), 2);
    yearly(i).ETA_global =
sum([monthly(k:k+11).ETA_global]) /...
    size( find([monthly(k:k+11).ETA_global]), 2);
end

%% ECONOMIC ANALYSIS

[ capex, C_OM, cost, energy, LCOE] = fcash_flow( n_years,
T_period.washing, n_replacement, yearly);

%% POST PROCESSING OF RESULTS

%Escribir los resultados en un excel
disp('Escribiendo resultados')
string_out = [root '\Output.xlsx'];

%Writing hourly output

    %Timing data
    xlswrite(string_out, year, 'Desglose_horario', 'A4');
    xlswrite(string_out, day_julian, 'Desglose_horario',
'B4');
    xlswrite(string_out, month, 'Desglose_horario', 'C4');
    xlswrite(string_out, day_month, 'Desglose_horario',
'D4');
    xlswrite(string_out, hour, 'Desglose_horario', 'E4');

    %Meteo data
```

```
xlswrite(string_out, I_b, 'Desglose_horario', 'F4');
xlswrite(string_out, T_amb, 'Desglose_horario', 'G4');
xlswrite(string_out, P_amb, 'Desglose_horario', 'H4');
xlswrite(string_out, v_wind, 'Desglose_horario',
'I4');

%Solar field data
xlswrite(string_out, m_htf(:), 'Desglose_horario',
'J4');
xlswrite(string_out, [energy_flow(:).q_sol]',
'Desglose_horario', 'K4');
xlswrite(string_out, [energy_flow(:).q_sol_dumped]',
'Desglose_horario', 'L4');
xlswrite(string_out, [energy_flow(:).loss_K]',
'Desglose_horario', 'M4');
xlswrite(string_out, [energy_flow(:).loss_rho]',
'Desglose_horario', 'N4');
xlswrite(string_out, [energy_flow(:).loss_trough]',
'Desglose_horario', 'O4');
xlswrite(string_out, [energy_flow(:).loss_tau]',
'Desglose_horario', 'P4');
xlswrite(string_out, [energy_flow(:).loss_alpha]',
'Desglose_horario', 'Q4');
xlswrite(string_out, [energy_flow(:).loss_heat]',
'Desglose_horario', 'R4');
xlswrite(string_out, [energy_flow(:).absorbed]',
'Desglose_horario', 'S4');
xlswrite(string_out, ETA_loop(:), 'Desglose_horario',
'T4');
xlswrite(string_out, [P_htf_pump(:).total]',
'Desglose_horario', 'U4');

%BOP data
xlswrite(string_out, {BOP(:).Gross_Power}',
'Desglose_horario', 'V4');
xlswrite(string_out, {BOP(:).Auxiliary_Power}',
'Desglose_horario', 'W4');
xlswrite(string_out, {BOP(:).Net_Power}',
'Desglose_horario', 'X4');
xlswrite(string_out, {BOP(:).ETA_global}',
'Desglose_horario', 'Y4');

%Writing monthly output
```

```
%Timing data
xlswrite(string_out, [monthly(:).year]',
'Desglose_mensual', 'A4');
xlswrite(string_out, [monthly(:).month]',
'Desglose_mensual', 'B4');

%Meteo data
xlswrite(string_out, [monthly(:).I_b]',
'Desglose_mensual', 'C4');

%Solar field data
xlswrite(string_out, [monthly(:).q_sol]',
'Desglose_mensual', 'D4');
xlswrite(string_out, [monthly(:).q_sol_dumped]',
'Desglose_mensual', 'E4');
xlswrite(string_out, [monthly(:).loss_K]',
'Desglose_mensual', 'F4');
xlswrite(string_out, [monthly(:).loss_rho]',
'Desglose_mensual', 'G4');
xlswrite(string_out, [monthly(:).loss_trough]',
'Desglose_mensual', 'H4');
xlswrite(string_out, [monthly(:).loss_tau]',
'Desglose_mensual', 'I4');
xlswrite(string_out, [monthly(:).loss_alpha]',
'Desglose_mensual', 'J4');
xlswrite(string_out, [monthly(:).loss_heat]',
'Desglose_mensual', 'K4');
xlswrite(string_out, [monthly(:).absorbed]',
'Desglose_mensual', 'L4');
xlswrite(string_out, [monthly(:).ETA_loop]',
'Desglose_mensual', 'M4');
xlswrite(string_out, [monthly(:).P_htf_pump]',
'Desglose_mensual', 'N4');

%BOP data
xlswrite(string_out, [monthly(:).Gross_Power]',
'Desglose_mensual', 'O4');
xlswrite(string_out, [monthly(:).Aux_Power]',
'Desglose_mensual', 'P4');
xlswrite(string_out, [monthly(:).Net_Power]',
'Desglose_mensual', 'Q4');
```

```
    xlswrite(string_out, [monthly(:).ETA_global]',
'Desglose_mensual', 'R4');

%Writing yearly output

    %Timing data
    xlswrite(string_out, [yearly(:).year]',
'Desglose_anual', 'A4');

    %Meteo data
    xlswrite(string_out, [yearly(:).I_b]',
'Desglose_anual', 'B4');

    %Solar field data
    xlswrite(string_out, [yearly(:).q_sol]',
'Desglose_anual', 'C4');
    xlswrite(string_out, [yearly(:).q_sol_dumped]',
'Desglose_anual', 'D4');
    xlswrite(string_out, [yearly(:).loss_K]',
'Desglose_anual', 'E4');
    xlswrite(string_out, [yearly(:).loss_rho]',
'Desglose_anual', 'F4');
    xlswrite(string_out, [yearly(:).loss_trough]',
'Desglose_anual', 'G4');
    xlswrite(string_out, [yearly(:).loss_tau]',
'Desglose_anual', 'H4');
    xlswrite(string_out, [yearly(:).loss_alpha]',
'Desglose_anual', 'I4');
    xlswrite(string_out, [yearly(:).loss_heat]',
'Desglose_anual', 'J4');
    xlswrite(string_out, [yearly(:).absorbed]',
'Desglose_anual', 'K4');
    xlswrite(string_out, [yearly(:).ETA_loop]',
'Desglose_anual', 'L4');
    xlswrite(string_out, [yearly(:).P_htf_pump]',
'Desglose_anual', 'M4');

    %BOP data
    xlswrite(string_out, [yearly(:).Gross_Power]',
'Desglose_anual', 'N4');
    xlswrite(string_out, [yearly(:).Aux_Power]',
'Desglose_anual', 'O4');
```

```
    xlswrite(string_out, [yearly(:).Net_Power]',  
'Desglose_anual', 'P4');  
    xlswrite(string_out, [yearly(:).ETA_global]',  
'Desglose_anual', 'Q4');  
  
%Writing cashflow results  
  
%Capex  
    xlswrite(string_out, [capex(:).solar_field]',  
'Balance_economico', 'B4');  
    xlswrite(string_out, [capex(:).BOP]',  
'Balance_economico', 'C4');  
    xlswrite(string_out, [capex(:).EPC]',  
'Balance_economico', 'D4');  
    xlswrite(string_out, [capex(:).total]',  
'Balance_economico', 'E4');  
  
%Cost O&M  
    xlswrite(string_out, [C_OM(:).fixed]',  
'Balance_economico', 'F4');  
    xlswrite(string_out, [C_OM(:).var]',  
'Balance_economico', 'G4');  
    xlswrite(string_out, [C_OM(:).replacement]',  
'Balance_economico', 'H4');  
    xlswrite(string_out, [C_OM(:).washing]',  
'Balance_economico', 'I4');  
    xlswrite(string_out, [C_OM(:).insurance]',  
'Balance_economico', 'J4');  
    xlswrite(string_out, [C_OM(:).total]',  
'Balance_economico', 'K4');  
  
%Total Balance  
    xlswrite(string_out, [cost(:).real]',  
'Balance_economico', 'L4');  
    xlswrite(string_out, [energy(:).real]',  
'Balance_economico', 'M4');  
    xlswrite(string_out, [cost(:).present]',  
'Balance_economico', 'N4');  
    xlswrite(string_out, [energy(:).present]',  
'Balance_economico', 'O4');  
  
%LCOE  
    xlswrite(string_out, LCOE, 'Balance_economico', 'E1');
```

Función *fdegrad_setting.m*

```

function [ alpha_abs, CoatingIntact, GlazingIntact, P_a,
reflectivity, ...
    tau_glass, n_replacement] = fdegrad_setting( ratio,
default, T_period)

    global n_years
    global loop
    global n_loops
    global instants
    global daily_periods

    %% RECEIVER DEGRADATION SETTINGS

    T_breakage_glass = 1 / ratio.breakage_glass; %[days]
    T_loss_vacuum = 1 / ratio.loss_vacuum; %[days]

    %% GENERATION OF RECEIVER FEATURES MATRICES

    %Absorptance matrix
    alpha_abs = default.alpha_abs * ones( instants,
loop.n_tubes);
    %CoatingIntact matrix
    CoatingIntact( 1:instants, 1:loop.n_tubes) =
default.CoatingIntact;
    %GlazingIntact matrix
    GlazingIntact( 1:instants, 1:loop.n_tubes) =
default.GlazingIntact;
    %Annulus pressure
    P_a = default.P_a * ones( instants, loop.n_tubes);

    for i = 2 : instants

        alpha_abs( i, :) = alpha_abs( i-1, :);
        CoatingIntact( i, :) = CoatingIntact( i-1, :);
        GlazingIntact ( i, :) = GlazingIntact ( i-1, :);
        P_a( i, :) = P_a( i-1, :);

        %Receivers replacement

```

```

    if mod( i, T_period.replacement * daily_periods)
== 0
        alpha_abs( i, :) = default.alpha_abs;
        CoatingIntact( i, :) = default.CoatingIntact;
        GlazingIntact( i, :) = default.GlazingIntact;
        P_a( i, :) = default.P_a;
    end

    %Receiver losses vacuum, then losses coating and
losses absorptivity
    if mod( i, T_loss_vacuum * daily_periods) == 0
        j = ceil( loop.n_tubes*rand(1,1));
        P_a( i, j) = 1000;
        CoatingIntact ( i, j) = {'No'};
        alpha_abs( i, j) = 0.3;
    end

    %Glass breakage, then losses coating and losses
absorptivity
    if mod( i, T_breakage_glass * daily_periods) == 0
        k = ceil( loop.n_tubes*rand(1,1));
        GlazingIntact ( i, k) = {'No'};
        CoatingIntact ( i, j) = {'No'};
        alpha_abs( i, j) = 0.3;
    end

end

%Reflectivity
reflectivity = default.reflectivity * ones( instants,
loop.n_tubes);

for i = 2 : instants
    reflectivity( i, :) = reflectivity( i-1, :) -...
        ratio.soiling_mirror/daily_periods;
    if reflectivity( i, 1) < 0
        reflectivity( i, :) = zeros( 1, loop.n_tubes);
    end
    %Cleaning of mirrors
    if mod(i, T_period.washing * daily_periods) == 0
        reflectivity( i, :) = default.reflectivity;
    end
end

```

```

end

%Transmissivity
tau_glass = default.tau_glass * ones( instants,
loop.n_tubes);

for i = 2 : instants
    tau_glass( i, :) = tau_glass( i-1, :) -...
        ratio.soiling_receiver/daily_periods;
    if tau_glass( i, 1) < 0
        tau_glass( i, :) = zeros( 1, loop.n_tubes);
    end
    %Cleaning of receivers
    if mod(i, T_period.washing * daily_periods) == 0
        tau_glass( i, :) = default.tau_glass;
    end
end

end

%n_replacement
n_replacement = zeros( n_years, 1);
for i = 2 : instants
    x = ceil( i / 365 / daily_periods); %year
    for j = 1 : loop.n_tubes
        if (alpha_abs(i,j)-alpha_abs(i-1,j)>0) ||
(P_a(i,j)-P_a(i-1,j)<0) || (length(GlazingIntact(i,j))-
length(GlazingIntact(i-1,j))>0)
            n_replacement(x) = n_replacement(x) + 1 *
n_loops;
        end
    end
end
end

end

```

Función fsolar_power_plant.m

```

function [m_htf, energy_flow, ETA_loop, P_htf_pump, BOP]
=...
    fsolar_power_plant( alpha_abs, CoatingIntact,
GlazingIntact, P_a,...
    reflectivity, tau_glass, meteo, time)

```



```
%% SOLAR FIELD DEFINITION

%Preallocating variable
n_loops = struct( 'total', 0, 'focused', 0, 'defocused',
0);
%n_loops.total = 90; %Planta de 90 MWe
n_loops.total = 252; %Planta de 140 MWe
n_loops.focused = n_loops.total - n_loops.defocused;

%Loop definition

    %Number of tubes in each loop
    loop.n_tubes = 144;

    %Objective temperature
    loop.T_obj = 393; %[°C]

%Troughs definition

    %Preallocating variables
    trough(loop.n_tubes) = struct( 'w_aperture', 0,
'reflectivity', 0,...
    'error', 0, 'orientation', 'north-south');

    %Definition of trough corresponding to each receiver
    for i = 1 : loop.n_tubes
        trough(i).w_aperture = 5.77; %[m]
        trough(i).reflectivity = reflectivity(i);
        trough(i).error = 0.9488;
        trough(i).orientation = 'north-south';
    end

%Receivers definition

    %Preallocating variables
    receiver(loop.n_tubes) = struct( 'length', 0, 'D_2',
0, 'D_3', 0,...
    'D_4', 0, 'D_5', 0, 'A_cs', 0, 'tau_glass', 0,
'alpha_glass', 0,...
```

```

    'k_glass', 0, 'epsilon_glass', 0, 'alpha_abs',
0,...
    'epsilon_abs', 0, 'k_abs', 0, 'P_a', 0,
'GlazingIntact', 'Yes',...
    'CoatingIntact', 'Yes', 'AnnulusGas', 'Air');

%Definition of each tube composing the loop
for i = 1 : loop.n_tubes
    receiver(i).length = 4.06; %[m]
    receiver(i).D_2 = 0.066; %[m]
    receiver(i).D_3 = 0.070; %[m]
    receiver(i).D_4 = 0.119; %[m]
    receiver(i).D_5 = 0.125; %[m]
    receiver(i).A_cs = pi*(receiver(i).D_2^2/4);
    receiver(i).tau_glass = tau_glass(i);
    receiver(i).alpha_glass = 0.02;
    receiver(i).k_glass = @k_borosilicate; %[W/m·K]
    receiver(i).epsilon_glass = 0.86;
    receiver(i).alpha_abs = alpha_abs(i);
    receiver(i).epsilon_abs = @epsilon_schott; %Schott
PTR-1
    receiver(i).k_abs = @k_321H; %[W/m·K]
    receiver(i).P_a = P_a(i); %[mbar]
    receiver(i).GlazingIntact = GlazingIntact(i);
    receiver(i).CoatingIntact = CoatingIntact(i);
    receiver(i).AnnulusGas = 'Air';
    if strcmp(char(receiver(i).GlazingIntact), 'No')
        receiver(i).tau_glass = 1;
        receiver(i).alpha_glass = 0;
    end
end

%Fluid definition at the entrance of first receiver

%Preallocating variables
fluid( loop.n_tubes) = struct( 'm_flow', 0, 'name',
@Therminol,...
    'T_lin', 293); %[kg/s, -, C]

%Definition of fluid corresponding to each receiver
for i = 1 : loop.n_tubes
    fluid(i).m_flow = 0; %[m]

```

```
        fluid(i).name = @Therminol;
        fluid(i).T_lin = 293;
    end

%% LOCATION DEFINITION

location.latitude = 37.6; %[]
location.longitude = 6.24; %[]

%% POWER PLANT SOLVER

%Solar field solver
[ energy_flow, m_htf, temp, ETA_loop, P_htf_pump] =...
    solar_field_solver ( n_loops, loop, receiver, trough,
fluid, meteo,...
    time, location);

%BOP Solver
[ Gross_Power, Auxiliary_Power, Net_Power, ETA_global]
=...
    fBOP ( m_htf, meteo.T_amb, temp(loop.n_tubes).T_lout);

%Structuring BOP results
BOP.Gross_Power = Gross_Power;
BOP.Auxiliary_Power = Auxiliary_Power;
BOP.Net_Power = Net_Power - P_htf_pump.total;
BOP.ETA_global = ETA_global;

end
```

Función *fcash_flow.m*

```
function [ capex, C_OM, cost, energy, LCOE] = fcash_flow(
n_years,...
    T_washing, n_replacement, yearly)

%% PREALLOCATING VARIABLES
```

```

    price = struct( 'staff', 0, 'petrol', 0, 'water', 0,
'truck', 0,...
    'receiver', 0, 'solar_field', 0, 'BOP', 0, 'EPC',
0, 'fixed_OM', 0,...
    'var_OM', 0);
    washing = struct( 'speed', 0, 'petrol', 0, 'water', 0,
'times', 0);
    truck = struct( 'daily_hours', 0, 'number', 0);
    price_washing = struct( 'staff', 0, 'petrol', 0,
'water', 0, 'truck', 0,...
    'total', 0);
    capex( 1 : n_years+1) = struct( 'solar_field', 0,
'BOP', 0, 'EPC',...
    0, 'total', 0);
    C_OM( 1 : n_years+1) = struct( 'fixed', 0, 'var', 0,
'washing', 0,...
    'replacement', 0, 'insurance', 0, 'total', 0);
    cost( 1 : n_years+1) = struct( 'real', 0, 'present',
0);
    energy( 1 : n_years+1) = struct( 'real', 0, 'present',
0);

%% INPUT DATA

%General data
surface = 3136000; %[m2]
nom_power = 140; %[MWe]
n_loops = 252;
discount_rate = 0.04;

%Washing parameters
washing.speed = 0.208; %[h/loop]
washing.petrol = 16; %[L/h]
washing.water = 0.336; %[m3/loop]
truck.daily_hours = 8; %[hour/day·truck]
washing.times = floor( 365 * n_years / T_washing);
%[number of washings]
truck.number = ceil( n_loops * washing.speed /
T_washing /...
    truck.daily_hours); %[number of trucks]

%Receiver replacement parameters

```

```
replacement.time = 12; %[h/receiver]

%General prices
price.staff = 22; %[€/h]
price.petrol = 1.2; %[€/L]
price.water = 2; %[€/m3]
price.truck = 485000; %[€/truck]
price.receiver = 600; %[€/receiver]

%Capex
price.solar_field = 195; %[€/m2]
price.BOP = 1160; %[€/kW]
price.EPC = 0.1; [% over Capex]

%O&M Cost
price.fixed_OM = 40; %[€/kW·year]
price.var_OM = 2.3; %[€/MWh]
price.insurance = 0.005; [% over initial investment]

%Washing cost
price_washing.staff = washing.speed * n_loops *
price.staff; %[€/wash]
price_washing.petrol = washing.speed * n_loops *
washing.petrol *...
price.petrol; %[€/wash]
price_washing.water = washing.speed * n_loops *
price.water; %[€/wash]
price_washing.truck = price.truck * truck.number /
washing.times; %[€/wash]
price_washing.total = price_washing.staff +
price_washing.petrol +...
price_washing.water + price_washing.truck;
%[€/wash]
price_replacement = price.staff * replacement.time
+...
price.receiver; %[€/receiver]

if T_washing == 0
washing.times = 0;
truck.number = 0;
price_washing.truck = 0;
price_washing.total = 0;
```

```

end

%% COST CALCULATION

for i = 1 : n_years+1

    %Capex
    if i == 1

        capex(i).solar_field = price.solar_field *
surface * 1E-6; %[M€]
        capex(i).BOP = price.BOP * nom_power * 1E-3;
[M€]
        capex(i).EPC = price.EPC *
sum([capex(i).solar_field +...
        capex(i).BOP]); %[M€]
        capex(i).total = capex(i).solar_field +
capex(i).BOP +...
        capex(i).EPC; %[M€]

    else

        %Cost O&M

        C_OM(i).fixed = price.fixed_OM * nom_power *
1E-3; %[M€]
        C_OM(i).var = price.var_OM * yearly(i-
1).Gross_Power * 1E-3; %[M€]
        C_OM(i).washing = price_washing.total *
washing.times * 1E-6 /...
        n_years; %[M€]
        C_OM(i).replacement = price_replacement *
n_replacement(i-1) *...
        1E-6; %[M€]
        C_OM(i).insurance = price.insurance *
capex(1).total; %[M€]
        C_OM(i).total = C_OM(i).fixed + C_OM(i).var +
C_OM(i).washing +...
        C_OM(i).replacement + C_OM(i).insurance;
[M€]

    %Energy

```

```
        energy(i).real = yearly(i-1).Net_Power;
%[GWhe]

        end

        cost(i).real = capex(i).total + C_OM(i).total;
%[M€]
        cost(i).present = ( cost(i).real) / (1 +
discount_rate) ^ (i-1); %[M€]
        energy(i).present = energy(i).real / (1 +
discount_rate) ^ (i-1); %[GWhe]

        end

        LCOE = sum( [cost(:).present] * 1E6) / sum(
[energy(:).present] * 1E6); %[€/kWh]

end
```

Función solar_field_solver.m

```
function [ energy_flow, m_htf, temp, ETA_loop, P_htf_pump]
=...
    solar_field_solver ( n_loops, loop, receiver, trough,
fluid, meteo,...
    time, location)

%% LOOP SOLVER

    [ temp, heat, loss, fluid] = loop_solver (loop,
receiver,...
    trough, fluid, meteo, time, location);

%% POST PROCESSING OF RESULTS

%Preallocating variables
energy_flow = struct( 'q_sol', 0, 'q_sol_dumped', 0,
'q_sol_in', 0,...
```

```

        'loss_K', 0, 'loss_rho', 0, 'loss_trough', 0,
'loss_tau', 0, ...
        'loss_alpha', 0, 'loss_heat', 0, 'absorbed', 0);

    %Solar field variables
    m_htf = n_loops.total * fluid(1).m_flow; %[kg/s]

    %If plant is operated
    if m_htf ~=0

        m_htf_max = 2000; %[kg/s]

        if m_htf > m_htf_max

            n_loops.focused = round( m_htf_max *
n_loops.total / m_htf);
            n_loops.defocused = n_loops.total -
n_loops.focused;
            m_htf = m_htf_max;

        end

        %Else, plant is not operated
        else

            n_loops.focused = 0;
            n_loops.defocused = n_loops.total -
n_loops.focused;

        end

        % Htf Pump Solver
        [ P_htf_pump] = fhtf_pump (n_loops, loop,
receiver, fluid, temp);

        %Solar power available in the solar field
        energy_flow.q_sol = n_loops.total *
sum([receiver(:).length] .* ...
[trough(:).w_aperture]) * meteo.I_b / 1E6;
    %[MWt]

```

```

    %Solar power rejected by defocusing
    energy_flow.q_sol_dumped = n_loops.defocused *
sum([receiver(:).length] .*...
    [trough(:).w_aperture]) * meteo.I_b / 1E6;
%[MWt]

    %Solar power received in the system
    energy_flow.q_sol_in = n_loops.focused *
sum([receiver(:).length] .*...
    [trough(:).w_aperture]) * meteo.I_b / 1E6;
%[MWt]

    %Power losses due to K incidence factor
    K = fK_incidence(trough(1).orientation,
location.latitude,...
    location.longitude, time.day, time.hour);
%[0-1]
    energy_flow.loss_K = energy_flow.q_sol_in * (1-K);
%[MWt]

    %Power losses due to troughs reflectivity
    energy_flow.loss_rho = energy_flow.q_sol_in * K
*...
    (1 - mean( [trough(:).reflectivity])); %[MWt]

    %Power losses due to troughs errors
    energy_flow.loss_trough = energy_flow.q_sol_in * K
*...
    mean( [trough(:).reflectivity]) * (1 - mean(
[trough(:).error])); %[MWt]

    %Power losses due to receivers transmissivity
    energy_flow.loss_tau = energy_flow.q_sol_in * K
*...
    mean( [trough(:).reflectivity]) * mean(
[trough(:).error]) *...
    (1 - mean( [receiver(:).tau_glass])); %[MWt]

    %Power losses due to receivers absorptance
    energy_flow.loss_alpha = energy_flow.q_sol_in * K
*...

```

```

        mean( [trough(:).reflectivity]) * mean(
[trough(:).error]) *...
        mean( [receiver(:).tau_glass]) * (1 - mean(
[receiver(:).alpha_abs])); %[MWt]

        %Power losses as receivers thermal losses
        energy_flow.loss_heat = sum( [receiver(:).length]
.* [heat(:).loss]) * 1E-6; %[MWt]

        %Power absorbed by the heat transfer fluid
        energy_flow.absorbed = energy_flow.q_sol_in * K
*...
        mean( [trough(:).reflectivity]) * mean(
[trough(:).error]) *...
        mean( [receiver(:).tau_glass]) * mean(
[receiver(:).alpha_abs]) -...
        energy_flow.loss_heat; %[MWt]

        %Solar field efficiency
        if m_htf ~= 0

            ETA_loop = energy_flow.absorbed /
energy_flow.q_sol_in;

        else

            ETA_loop = 0;

        end

end

```

Función *fBOP.m*

```

function [ Gross_Power, Auxiliary_Power, Net_Power,
ETA_global] =...
    fBOP ( m_htf, T_amb, T_htf)

    %% SETTING BOP PERFORMANCE DATA

```

```
m_htf_header = [ 100 250 400 550 700 850 1000 1200 1400
1600 1800 2000];
T_amb_header = [ -10 -2.5 5 12.5 20 27.5 35 42.5];
T_htf_header = [ 365 388];

%Gross Power Matrix (kW)
Data_Gross_Power( :, :, 1) =...
[10404 12385 11761 12204 11899 11719 11034
10393;
25361 26873 27277 27180 27266 26541 24868
23502;
39946 40846 41809 41644 41863 40608 38157
35981;
53239 53330 54146 54390 54392 52607 49828
46733;
64880 64455 65346 65200 65259 63031 60004
56241;
74368 74122 74664 74501 74423 72070 68832
64716;
81773 82643 82960 82961 82602 80169 76742
72350;
92608 92926 93013 93161 92431 89803 86153
81507;
102026 101987 101843 102124 100923 98165 94318
89332;
109116 109266 109809 109939 108504 105630 101593
96348;
116876 116662 116887 116890 115216 112232 108020
102546;
122606 123205 123204 123106 121209 118127 113751
108073];

Data_Gross_Power( :, :, 2) =...
[9532 12141 11332 11670 12085 11999 11273
10560;
32515 33031 32667 32526 32905 32044 29897
28419;
49468 49639 50234 50188 50507 48953 46268
43520;
64887 64615 65751 65678 65815 63589 60571
56829;
78719 79351 78950 79191 78971 76552 73230
69000];
```

```

    91160  91386  91388  91461  90701  88110  84514
79891;
    102344 102382 102180 102183 101209 98458 94621
89651;
    113968 115090 114789 115156 113506 110565 106421
101043;
    125610 126219 126207 126112 124194 121082 116755
111015;
    135975 136192 136114 136112 133776 130487 125816
119768;
    144308 144741 145043 144829 142364 138909 134001
127639;
    147000 147000 147000 147000 147000 146449 141329
134670];

```

%Outlet HTF Temperature (Steam Generator) (°C)

```

Data_HTF_Outlet_Temp ( :, :, 1) =...
    [194.79 194.81 194.79 194.8 194.8 194.8 194.79
194.81;
    216.01 216.02 216.01 216.01 216.01 216.01 216.01
216.02;
    234.85 234.85 234.85 234.85 234.85 234.85 234.85
234.85;
    247.75 247.75 247.75 247.75 247.75 247.75 247.75
247.75;
    257.59 257.59 257.59 257.59 257.59 257.59 257.59
257.59;
    265.61 265.61 265.61 265.61 265.61 265.61 265.61
265.61;
    272.76 272.76 272.76 272.76 272.76 272.76 272.76
272.76;
    280.06 280.06 280.06 280.06 280.06 280.06 280.06
280.06;
    286.23 286.23 286.23 286.23 286.23 286.23 286.23
286.23;
    291.45 291.45 291.45 291.45 291.45 291.45 291.45
291.45;
    295.97 295.97 295.97 295.97 295.97 295.97 295.97
295.97;
    299.94 299.94 299.94 299.94 299.94 299.94 299.94
299.94];

```

```

Data_HTF_Outlet_Temp ( :, :, 2) =...

```

```

    [193.75 193.64 193.71 193.71 193.71 193.71 193.71
193.72;
    222.37 222.37 222.41 222.41 222.41 222.41 222.41
222.42;
    241.16 241.16 241.15 241.15 241.15 241.15 241.15
241.15;
    254.29 254.29 254.31 254.31 254.31 254.32 254.32
254.33;
    264.50 264.50 264.50 264.49 264.49 264.49 264.50
264.50;
    272.79 272.79 272.81 272.81 272.81 272.81 272.81
272.81;
    279.87 279.86 279.89 279.89 279.89 279.89 279.89
279.90;
    288.16 288.16 288.17 288.16 288.16 288.17 288.17
288.17;
    295.15 295.15 295.16 295.16 295.16 295.16 295.16
295.16;
    301.08 301.08 301.09 301.09 301.09 301.09 301.09
301.10;
    306.23 306.23 306.23 306.23 306.23 306.23 306.23
306.23;
    307.07 307.33 307.14 307.31 308.85 310.76 310.76
310.76];

```

%Auxiliary Power Consumption (Power Block) (kW)

Data_Aux_Power (:, :, 1) =...

```

    [311    390    411    563    780    2049    1989
1927
    531    607    706    852    1294    2180    2121
2059
    756    829    979    1173    1788    2316    2258
2196
    995    1066    1240    1536    2272    2469    2411
2349
    1248    1317    1543    1834    2694    2636    2577
2515
    1477    1564    1788    2097    2864    2806    2747
2685
    1650    1799    2021    2387    3036    2978    2919
2857
    1985    2131    2351    2793    3285    3227    3168
3105

```

```

    2323    2467    2684    3202    3537    3479    3420
3358
    2577    2721    3018    3534    3791    3732    3673
3611
    2912    3054    3349    3862    4039    3981    3922
3859
    3155    3379    3671    4183    4281    4223    4163
4101];

```

```

Data_Aux_Power ( :, :, 2) =...
[322    401    396    470    768    2086    2028
1966;
    626    700    771    916    1434    2217    2158
2096;
    893    965    1114    1332    2072    2397    2338
2276;
    1199    1269    1495    1787    2673    2615    2556
2495;
    1525    1674    1815    2184    2912    2854    2795
2733;
    1862    2009    2228    2670    3163    3105    3045
2983;
    2224    2368    2584    3024    3437    3379    3320
3258;
    2611    2838    3052    3647    3824    3766    3707
3644;
    3090    3315    3606    4117    4216    4158    4098
4036;
    3576    3798    4088    4675    4616    4558    4498
4436;
    3979    4201    4571    5077    5019    4960    4901
4838;
    4162    4321    4675    5191    5266    5379    5319
5257];

```

```

if m_htf ~= 0

```

```

    %% INTERPOLATION OF BOP PERFORMANCE

```

```

    F_Data_Gross_Power = griddedInterpolant (
    {m_htf_header, T_amb_header, ...
    T_htf_header}, Data_Gross_Power);

```

```

    F_Data_Aux_Power = griddedInterpolant ( {m_htf_header,
    T_amb_header, ...

```

```
        T_htf_header}, Data_Aux_Power);
    F_Data_HTF_Outlet_Temp = griddedInterpolant (
{m_htf_header, T_amb_header,...
        T_htf_header}, Data_HTF_Outlet_Temp);

    HTF_Outlet_Temp = F_Data_HTF_Outlet_Temp( m_htf,
T_amb, T_htf); %[°C]
    Q_htf = m_htf * ( Therminol('cp', T_htf)*T_htf -...
        Therminol('cp', HTF_Outlet_Temp)*HTF_Outlet_Temp)
* 1E-6; %[MW]

    %% RETURNED VARIABLES
    Gross_Power = F_Data_Gross_Power( m_htf, T_amb, T_htf)
* 1E-3; %[MW]
    Auxiliary_Power = F_Data_Aux_Power( m_htf, T_amb,
T_htf) * 1E-3; %[MW]
    ETA_global = Gross_Power / Q_htf;
    Net_Power = Gross_Power - Auxiliary_Power; %[MW]

else

    %% RETURNED VARIABLES
    Gross_Power = 0; %[MW]
    Auxiliary_Power = 0; %[MW]
    ETA_global = 0;
    Net_Power = 0; %[MW]

end

end
```

Función *fhtf_pump.m*

```
function [P_htf_pump] = fhtf_pump (n_loops, loop,
receiver, fluid, temp)

    %% SETTING AVERAGE VARIABLES

    %Global parameters
```

```

T_ave = mean([temp(1).T_lin
temp(loop.n_tubes).T_lout]); %[°C]
rho_ave = fluid(1).name('rho', T_ave); %[kg/m^3]
mu_ave = fluid(1).name('mu', T_ave); %[kg/m·s]
v_ave = fluid(1).m_flow / (rho_ave *
receiver(1).A_cs); %[m/s]
Re_ave = rho_ave * v_ave * receiver(1).D_2 / mu_ave;

%Piping material
epsilon_steel = 4.6 * 10^-5;
epsilon_brass = 1.5 * 10^-5;

% Preallocating variables
P_htf_pump = struct('loop', 0, 'feed', 0, 'hex', 0,
'total', 0);

%% RESOLUTION OF HTF LOOP PUMP

%If plant is operated
if fluid(1).m_flow ~= 0

    rend_pump_loop = 0.8;
    f = 1 / (-4.0 * log10(
1/3.7065*(epsilon_steel/receiver(1).D_2) -...
5.0452/Re_ave * log10(
1/2.8257*(epsilon_steel/receiver(1).D_2^1.1098)...
+ 5.8506/Re_ave^0.8981)))^2;
    L_tuberia = sum([receiver(:).length]) + 2*11 + 18;
%[m]
    L_conexiones = 160; %[m]
    L_eq = L_tuberia + L_conexiones; %[m]
    delta_P_loop = 2 * f * rho_ave * v_ave^2 * L_eq /
receiver(1).D_2; %[Pa]
    P_loop_pump_single = fluid(1).m_flow *
delta_P_loop / (rho_ave *...
rend_pump_loop); %[W]
    P_htf_pump.loop = P_loop_pump_single *
n_loops.focused * 1E-6; %[MW]

%% RESOLUTION OF HTF HEAT EXCHANGER PUMP

rend_pump_hex = 0.8;

```



```

    delta_P_hex = 4.7 * 10^5; %[Pa]
    P_htf_pump.hex = 1E-6 * n_loops.focused *
fluid(1).m_flow * delta_P_hex /...
    (rho_ave * rend_pump_hex); %[MW]

%% RESOLUTION OF HTF FEEDING PUMP

rend_pump_feed = 0.8;
L_feed(1) = sum([receiver(:).length])/2 + 10; %[m]
n_rows = round( n_loops.focused / 8);
L_feed(2 : n_rows) = 36.5; %[m]
m_htf_feed = zeros( 1, n_rows);

    m_htf_feed(1) = n_loops.focused * fluid(1).m_flow
/ 2; %[kg/s]
    for i=2:n_rows
        m_htf_feed(i) = m_htf_feed(i-1) -
m_htf_feed(1)/n_rows; %[kg/s]
    end

    rho(1:n_rows) = rho_ave; %[kg/m^3]
    v_feed(1:n_rows) = v_ave; %[m/s]
    D(1:n_rows) = sqrt(4 * m_htf_feed ./ (pi * rho .*
v_feed));
    L_codo = zeros( 1, n_rows);

    L_codo(1) = 60 * D(1);
    for i=2:n_rows
        L_codo(i) = 30 * D(i);
    end

    L_total = L_feed + L_codo;
    Re(1:n_rows) = rho .* v_feed .* D ./ mu_ave;
    f(1:n_rows) = 1 ./ (-4.0 * log10(
1./3.7065*(epsilon_brass./D) -...
    5.0452./Re .* log10(
1./2.8257*(epsilon_brass./D).^1.1098 +...
    5.8506./Re.^0.8981))).^2;
    delta_P_feed(1:n_rows) = 2 * f .* rho .* L_total
./D .* v_feed.^2; %[Pa]
    P_htf_pump.feed = 1E-6 * (4 * m_htf_feed(1) *
delta_P_feed(1) +...

```

```

            8 * sum(m_htf_feed(2:n_rows) .*
delta_P_feed(2:n_rows))) ./...
            mean(rho * rend_pump_feed); %[MW]

%% P HTF TOTAL

P_htf_pump.total = P_htf_pump.loop +
P_htf_pump.feed + P_htf_pump.hex;

end

end

```

Función *loop_solver.m*

```

function [ temp, heat, loss, fluid] = loop_solver (loop,
receiver,...
    trough, fluid, meteo, time, location)

%% PREALLOCATING VARIABLES

temp(1:loop.n_tubes) = struct( 'T_1in', 0, 'T_1', 0,
'T_2', 0,...
    'T_3', 0, 'T_4', 0, 'T_5', 0, 'T_1out', 0);
heat(1:loop.n_tubes) = struct( 'q_i', 0, 'q_3SolAbs',
0,...
    'q_5SolAbs', 0, 'q_12conv', 0, 'q_23cond', 0,
'q_34conv', 0,...
    'q_45cond', 0, 'q_56conv', 0, 'q_57rad', 0,
'q_brac_cond', 0,...
    'q_34rad', 0, 'loss', 0, 'eta', 0);
loss(1:loop.n_tubes) = struct( 'K', 0, 'reflectivity',
0,...
    'trough', 0, 'tau_glass', 0, 'alpha_abs', 0,
'heat', 0);

%% LOOP RESOLUTION

%Definition of critic delta_T. Plant not operated for
a lower delta_T

```

```

delta_T = 15; %[°C]

%Plant operated only if T_obj is higher than (T_lin +
delta_T)
if fluid(1).T_lin + delta_T < loop.T_obj

    %Definition of critic m_flow. Plant not operated
below critic m_flow
    Re = 2 * 10 ^ 5;
    MU = fluid(1).name( 'mu', fluid(1).T_lin); %[kg/m-
s]

    D = receiver(1).D_2; %[m]
    rho = fluid(1).name( 'rho', fluid(1).T_lin);
%[kg/m^3]
    v = Re * MU / ( D * rho); %[m/s]
    A_cs = pi * ( D / 2 ) ^ 2; %[m^2]
    m_flow_critic = rho * v * A_cs; %[kg/s]

    K_incidence =
fK_incidence(trough(1).orientation,...
    location.latitude, location.longitude,
time.day,...
    time.hour); %[0-1]

    %Setting m_htf as m_htf critic flow
fluid(1).m_flow = m_flow_critic; %[kg/s]

    %Loop resolution using m_htf critic flow
for i = 1 : loop.n_tubes

    if i > 1
        fluid(i) = fluid(i-1);
        fluid(i).T_lin = temp(i-1).T_lout; %[°C]
    end

    %If T_lout > loop.T_obj, tube_solver is not
executed because...
    %m_flow will be higher than critic
    if i>1 && temp(i-1).T_lout > (loop.T_obj+20)
%20=security margin

        temp(i).T_lout = temp(i-1).T_lout;

```

```

        %Otherwise, tube_solver is executed
        else

            [ temp(i), heat(i), loss(i)] =
tube_solver( receiver(i),...
            trough(i), fluid(i), meteo, location,
time);

            end

        end

        %If thermal increment achieved is not > delta_T
        if (temp(1).T_lin + delta_T) >= temp(
loop.n_tubes).T_lout

            %Plant is not operated
            fluid(1).m_flow = 0;

        else

            if temp(loop.n_tubes).T_lout > loop.T_obj
                %Plant is operated with a m_flow higher
than critic,...
                %aiming to achieve T_obj
                %m_htf is interpolated and the tube is
solved

                j = 0;

                while abs(loop.T_obj -
temp(loop.n_tubes).T_lout) > 0.005

                    j = j + 1;

                    %Interpolation of m_htf
                    if j == 1

                        m_htf = 0.0112 * meteo.I_b *
K_incidence - 0.3599 - 0.05;

```

```
        %m_htf = m_flow_critic + 4;

    elseif j == 2

        m_htf = 0.0112 * meteo.I_b *
K_incidence - 0.3599 + 0.05;
        %m_htf = m_flow_critic + 5;

    else

        %m_htf = polyval( coeffs_m,
loop.T_obj);
        m_htf = interp1( M(:,1), M(:,2),
loop.T_obj, 'linear', 'extrap');

        if m_htf < m_flow_critic

            m_htf = m_flow_critic;

        end

    end

    fluid(1).m_flow = m_htf; %[kg/s]

    %Loop resolution using the
interpolated m_htf
    for i = 1 : loop.n_tubes

        if i > 1

            fluid(i) = fluid(i-1);
            fluid(i).T_lin = temp(i-
1).T_lout; %[°C]

        end

        [ temp(i), heat(i), loss(i)] =
tube_solver(...
```

```

                                receiver(i), trough(i),
fluid(i), meteo,...           location, time);

                                end

                                %Integration of calculated m_flow in
the m_flow interpolation
                                %matrix
                                M ( j, :) = [
temp(loop.n_tubes).T_lout fluid(1).m_flow];
                                M = sortrows( M, 1);

                                end

                                %else
                                %Plant is operated with m_flow_critic,
already solved

                                end

                                end

                                %If plant is not operated
                                if fluid(1).m_flow == 0

                                %Make zero all variables
                                temp(1:loop.n_tubes) = struct( 'T_lin', 0,
'T_1', 0,...           'T_2', 0, 'T_3', 0, 'T_4', 0, 'T_5', 0,
'T_lout', 0);

                                heat(1:loop.n_tubes) = struct( 'q_i', 0,
'q_3SolAbs', 0,...           'q_5SolAbs', 0, 'q_12conv', 0, 'q_23cond',
0,...           'q_34conv', 0, 'q_45cond', 0, 'q_56conv',
0,...           'q_57rad', 0, 'q_brac_cond', 0, 'q_34rad',
0,...           'loss', 0, 'eta', 0);

```

```
        loss(1:loop.n_tubes) = struct( 'K', 0,
    'reflectivity', 0,...
        'trough', 0, 'tau_glass', 0, 'alpha_abs',
0, 'heat', 0);

        fluid(1:loop.n_tubes) = struct( 'm_flow',
0,...
        'name', fluid(1).name, 'T_lin',
fluid(1).T_lin);%[kg/s,-,C]

    end

end

end
```

Función *tube_solver.m*

```
function [ temp, heat, loss] = tube_solver (receiver,
trough, fluid,...
    meteo, location, time)

    %% PREALLOCATING VARIABLES

    %Definition temp

    temp = struct( 'T_lin', 0, 'T_1', 0, 'T_2', 0, 'T_3',
0, 'T_4', 0,...
        'T_5', 0, 'T_lout', 0);

    %Definition heat

    heat = struct( 'q_i', 0, 'q_3SolAbs', 0, 'q_5SolAbs',
0,...
        'q_12conv', 0, 'q_23cond', 0, 'q_34conv', 0,
'q_45cond', 0,...
        'q_56conv', 0, 'q_57rad', 0, 'q_brac_cond', 0,
'q_34rad', 0,...
        'loss', 0, 'eta', 0);
```

```
%Definition loss

loss = struct( 'K', 0, 'reflectivity', 0, 'trough',
0,...
    'tau_glass', 0, 'alpha_abs', 0, 'heat', 0);

%Filtering unstable scenario
if fluid.T_lin > 450

    %tube is not solver
    temp.T_lin = fluid.T_lin; %[C]
    temp.T_lout = fluid.T_lin; %[C]

else

%% RECEIVER SOLUTION

%Initialization of solution
temp.T_lin = fluid.T_lin; %[°C]
temp.T_1 = temp.T_lin + 0.4; %[°C]
temp.T_2 = temp.T_1 + 6; %[°C]
temp.T_3 = temp.T_2 + 2; %[°C]
temp.T_4 = 61; %[°C]
temp.T_5 = 60; %[°C]
temp.T_lout = temp.T_lin + 0.7; %[°C]

T = [temp.T_1; temp.T_2; temp.T_3; temp.T_4; temp.T_5;
temp.T_lout];
T_ref = zeros( 6, 1);

%j=0;

%Solver iterations
while norm(T-T_ref)>0.01

    %j=j+1;
    T_ref = T;

    %Fluid calculations
```



```

    fluid.state.rho_1 = fluid.name('rho', T(1));
    %[kg/m^3]
    fluid.state.v_1 = fluid.m_flow /
    (fluid.state.rho_1 *...
        receiver.A_cs); %[m/s]
    fluid.state.cp_1 = fluid.name('cp', T(1));
    %[J/kg·K]
    fluid.state.rho_lin = fluid.name('rho',
temp.T_lin); %[kg/m^3]
    fluid.state.v_lin = fluid.m_flow /
    (fluid.state.rho_lin *...
        receiver.A_cs); %[m/s]
    fluid.state.rho_lout = fluid.name('rho', T(6));
    %[kg/m^3]
    fluid.state.v_lout = fluid.m_flow /
    (fluid.state.rho_lout *...
        receiver.A_cs); %[m/s]

    %Film coefficients and conductivities
    h_12conv = fh_12conv(T(1), T(2), receiver.D_2,
fluid.name,...
    fluid.state.v_1); %[W/m^2·K]
    k_23 = receiver.k_abs(T(2), T(3)); %[W/m·K]
    h_34conv = fh_34conv(T(3), T(4), receiver.D_3,
receiver.D_4,...
    receiver.P_a, receiver.GlazingIntact,
receiver.AnnulusGas,...
    meteo.T_amb, meteo.P_amb, meteo.wind);
    %[W/m^2·K]
    h_brac_cond = fh_brac_cond(T(3), receiver.length,
receiver.D_3,...
    meteo.T_amb, meteo.P_amb, meteo.wind);
    %[W/m^2·K]
    h_34rad = fh_34rad(T(3), T(4), receiver.D_3,
receiver.D_4,...
    receiver.epsilon_glass,
receiver.epsilon_abs(...
    receiver.CoatingIntact, T(3)),
receiver.GlazingIntact,...
    meteo.T_sky); %[W/m^2·K]
    k_45 = receiver.k_glass(receiver.GlazingIntact);
    %[W/m·K]

```

```

        h_56conv = fh_56conv(T(5), receiver.D_5,
receiver.GlazingIntact,...
        meteo.T_amb, meteo.P_amb, meteo.wind);
%[W/m^2·K]
        h_57rad = fh_57rad(T(5),
receiver.epsilon_glass,...
        receiver.GlazingIntact, meteo.T_amb);
%[W/m^2·K]

%Conductances
        C_12conv = receiver.D_2 * pi * h_12conv; %[W/m-K]
        C_23cond = 2 * pi * k_23 /
log(receiver.D_3/receiver.D_2); %[W/m-K]
        C_34conv = h_34conv * pi * receiver.D_3; %[W/m-K]
        C_34rad = h_34rad * pi * receiver.D_3; %[W/m-K]
        C_brac_cond = h_brac_cond * pi * receiver.D_3;
%[W/m-K]
        C_45cond = 2 * pi * k_45 /
log(receiver.D_5/receiver.D_4); %[W/m-K]
        C_56conv = h_56conv * pi * receiver.D_5; %[W/m-K]
        C_57rad = h_57rad * pi * receiver.D_5; %[W/m-K]

%Incidence angle modifier
        K_incidence = fK_incidence(trough.orientation,
location.latitude,...
        location.longitude, time.day, time.hour); %[0-
1]

%Broken glass
        if strcmpi(receiver.GlazingIntact, 'No')
            T(4) = meteo.T_amb;
            T(5) = meteo.T_amb;
        end

%Heat calculation
        heat.q_i = meteo.I_b * trough.w_aperture; %[W/m]
        heat.q_3SolAbs = heat.q_i * trough.error *
K_incidence *...
            trough.reflectivity * receiver.tau_glass *
receiver.alpha_abs; %[W/m]
        heat.q_5SolAbs = heat.q_i * trough.error *
K_incidence *...

```

```

        trough.reflectivity * receiver.alpha_glass;
%[W/m]

    %System resolution
    if strcmpi(receiver.GlazingIntact, 'yes')
        %Conductance matrix
        G = [C_12conv -C_12conv-C_23cond C_23cond 0 0
0;
            0 -C_23cond
C_34conv+C_34rad+C_brac_cond+C_23cond ...
            -C_34conv-C_34rad 0 0;
            0 0 C_34conv+C_34rad -C_34conv-C_34rad-
C_45cond C_45cond 0;
            0 0 0 -C_45cond C_45cond+C_56conv+C_57rad
0;
            0 0 C_brac_cond*receiver.length 0
(C_56conv+C_57rad)*...
            receiver.length
fluid.m_flow*fluid.state.cp_1;
            -2 0 0 0 0 1];
        %Constant term
        C = [0;

heat.q_3SolAbs+C_brac_cond*(meteo.T_amb+10);
            0;

heat.q_5SolAbs+C_56conv*meteo.T_amb+C_57rad*meteo.T_sky;

fluid.m_flow*(fluid.state.cp_1*temp.T_lin+...
            (fluid.state.v_lin^2-
fluid.state.v_lout^2)/2)+...

(heat.q_5SolAbs+heat.q_3SolAbs+C_56conv*meteo.T_amb+...
C_57rad*meteo.T_sky+C_brac_cond*(meteo.T_amb+10))*...
            receiver.length;
            -temp.T_lin];
        %Temperature array resolution [T_1; T_2; T_3;
T_4; T_5; T_lout]
        T = linsolve( G, C);
    else
        %Conductance matrix
        G = [C_12conv -C_12conv-C_23cond C_23cond 0;

```

```

        0 -C_23cond
C_34conv+C_34rad+C_brac_cond+C_23cond 0;
        0 0
(C_34conv+C_34rad+C_brac_cond)*receiver.length/...
        fluid.m_flow fluid.state.cp_1;
        2 0 0 -1];
    %Constant term
    C = [0;

heat.q_3SolAbs+C_34conv*meteo.T_amb+C_34rad*meteo.T_sky+..
.
        C_brac_cond*(meteo.T_amb+10);

(heat.q_3SolAbs+C_34conv*meteo.T_amb+C_34rad*meteo.T_sky+.
..

C_brac_cond*(meteo.T_amb+10))*receiver.length/...
        fluid.m_flow+(fluid.state.v_lin^2-
fluid.state.v_lout^2)/...
        2+temp.T_lin*fluid.state.cp_1;
        temp.T_lin];
    %Temperature array resolution [T_1; T_2; T_3;
T_lout]
    T = linsolve( G, C);
    T = [T(1:3); meteo.T_amb; meteo.T_amb; T(4)];
end

end

%% POST-PROCESSING OF RESULTS

%Heat calculation
heat.q_12conv = C_12conv * (T(2) - T(1)); % [W/m]
heat.q_23cond = C_23cond * (T(3) - T(2)); % [W/m]
heat.q_34conv = C_34conv * (T(3) - T(4)); % [W/m]
heat.q_45cond = C_45cond * (T(4) - T(5)); % [W/m]
heat.q_56conv = C_56conv * (T(5) - meteo.T_amb);
% [W/m]
heat.q_57rad = C_57rad * (T(5) - meteo.T_sky); % [W/m]
heat.q_brac_cond = C_brac_cond * (T(3) - meteo.T_amb -
10); % [W/m]
if strcmpi(receiver.GlazingIntact, 'yes')
    heat.q_34rad = C_34rad * (T(3) - T(4)); % [W/m]

```

```

        heat.loss = heat.q_56conv + heat.q_57rad +
heat.q_brac_cond; %[W/m]
    else
        heat.q_34rad = C_34rad * (T(3) - meteo.T_sky);
%[W/m]
        heat.loss = heat.q_34conv + heat.q_34rad +
heat.q_brac_cond; %[W/m]
    end
    heat.eta = heat.q_12conv / heat.q_i; %[0-1]

    %Heat Losses
    loss.K = heat.q_i * (1 - K_incidence); %[W/m]
    loss.reflectivity = heat.q_i * K_incidence * (1 -
trough.reflectivity); %[W/m]
    loss.trough = heat.q_i * K_incidence *
trough.reflectivity *...
        (1 - trough.error); %[W/m]
    loss.tau_glass = heat.q_i * K_incidence *
trough.reflectivity *...
        trough.error * (1 - receiver.tau_glass); %[W/m]
    loss.alpha_abs = heat.q_i * K_incidence *
trough.reflectivity *...
        trough.error * receiver.tau_glass * (1 -
receiver.alpha_abs); %[W/m]
    loss.heat = heat.loss; %[W/m]

    %Temperatures
    temp.T_1 = T(1);
    temp.T_2 = T(2);
    temp.T_3 = T(3);
    temp.T_4 = T(4);
    temp.T_5 = T(5);
    temp.T_1out = T(6);

end

end

```

Función *therminol.m*

```
function out=Therminol(prop,T) %prop='rho'..'cp'; T en °C
```

```

prop=lower(prop);
switch prop
    case 'rho'
        out = 1000*(-1.941383E-9*T^3 + 5.44733435E-7*T^2 -
8.73116228921E-4*T + 1.082100736224610); %[kg/m^3]
    case 'k'
        out = -1.732338065905892E-7*T^2 -
8.699064825891930E-5*T + 1.381020038329588E-1; %[W/m-K]
    case 'mu'
        out = 1.83949131636205E-21*T^8-3.37282610927376E-
18*T^7+2.60586946860136E-15*T^6-1.10509655441375E-12*T^5 +
2.81196194760588E-10*T^4 -4.41969201172375E-08*T^3 +
4.27916443583125E-06*T^2 -0.000248410453016834*T +
0.00789199176220316; %[kg/m-s]
    case 'cp'
        out = 1000*(5.746241E-9*T^3 - 3.396459198E-6*T^2 +
3.293047036537E-3*T + 1.477032196919445); %[J/kg-k]
    otherwise
        disp('Error: Requested property not correctly
written')
end
end
end

```

Función *density.m*

```

function [rho]=density(M,T,P) %M en g/mol, T en C, P en
bar
M=M/1000; %kg/mol
P=P*0.986923; %atm
R=0.082/1000; %atm·m3/K·mol
T=T+273.15; %K
rho=(P*M)/(R*T); %kg/m3
end

```

Función *fK_incidence.m*

```

function K_incidence = fK_incidence(orientacion, lat,
L_loc, n, h)
L_st = 0; % [°]

```

```
lat = lat * 2 * pi / 360; %[rad]

B = 2 * pi * (n-1) / 365; %[rad]
E = 229.2 * (0.000075 + 0.001868*cos(B) - 0.032077*sin(B)
- 0.014615*cos(2*B) - 0.04089*sin(2*B)); %[minutos
horarios]

dst = 0; %cambio horario [horas]

%El siguiente dst es para España
if n>85 && n<302
    dst = 2;
else
    dst = 1;
end

solar_time = h + (4*(L_st - L_loc) + E)/60 - dst;
delta = 0.006918 - 0.399912*cos(B) + 0.070257*sin(B) +
0.006758*cos(2*B) + 0.000907*sin(2*B) + 0.002697*cos(3*B)
+ 0.00148*sin(3*B); %declinación solar [rad]

w = 15 * (12 - solar_time) * 2 * pi / 360; % ángulo
horario [rad]

if strcmpi(orientacion, 'east-west')
    phi = acos( sqrt( 1 + (cos(delta)^2) * (cos(w)^2 -
1) )); %[rad]
end
if strcmpi(orientacion, 'north-south')
    phi = acos( cos(delta) * sqrt( (cos(lat)*cos(w) +
tan(delta)*sin(lat))^2 + sin(w)^2) ); %[rad]
end

u_sx = cos(delta) * sin(w);
u_sy = sin(delta) * cos(lat) - cos(delta) * sin(lat) *
cos(w);
u_sz = sin(delta) * sin(lat) + cos(delta) * cos(lat) *
cos(w);

elevacion_solar = atan(u_sz / (u_sx^2 + u_sy^2)^0.5);
%[rad]
```

```

if elevacion_solar <= 0
    phi = pi/2;
end

K_incidence = cos(phi) + 0.000884*phi - 0.00005369*phi^2;

%latitud y longitud en grados o radianes
end

```

Función *fh_12conv.m*

```

function [h_12conv] = fh_12conv(T_1, T_2, D_2, fluid, v_1)

MU_1 = fluid('mu',T_1); %[kg/m-s]
MU_2 = fluid('mu',T_2); %[kg/m-s]
Cp_1 = fluid('cp',T_1); %[J/kg-k]
Cp_2 = fluid('cp',T_2); %[J/kg-k]
k_1 = fluid('k',T_1); %[W/m-K]
k_2 = fluid('k',T_2); %[W/m-K]
RHO_1 = fluid('rho',T_1); %[kg/m^3]

Re_D2 = abs(RHO_1*D_2*v_1/MU_1);
Pr_2 = abs(Cp_2*MU_2/k_2);
Pr_1 = abs(Cp_1*MU_1/k_1);

%Turbulent/transitional flow Nusselt Number correlation
(modified Gnielinski correlation)
f = (1.82 * log10(Re_D2) - 1.64)^(-2);
Nu_D2 = (f / 8) * (Re_D2 - 1000) * Pr_1 / (1 + 12.7 * (f /
8)^(0.5) * (Pr_1^(0.6667) - 1)) * (Pr_1/ Pr_2)^0.11;
h_12conv = Nu_D2 * k_1 / D_2; %[W/m^2·K]
q_12conv = h_12conv * D_2 * pi * (T_2 - T_1); %[W/m]

end

```

Función *k_321H.m*

```

function [k_321H] = k_321H(T_2, T_3)

```



```
T_23 = (T_2 + T_3)/2; %[C]

%AbsorberMaterial=321H
k_321H = 0.0153 * T_23 + 14.775; %[W/m-K]

end
```

Función *epsilon_schott.m*

```
function [epsilon] = epsilon_schott( CoatingIntact, T)

if strcmpi(CoatingIntact, 'yes')
    epsilon = 0.062+(2E-7)*T^2;
else
    epsilon = 0.8;
end

end
```

Función *fh_brac_cond.m*

```
function [h_brac_cond] = fh_brac_cond(T_3, L_tube, D_3,
T_6, P_6, v_6)

%Constants
T_0 = 273; %[K]
g = 9.8; %[m/s^2]
M_air = 28.97; %[g/mol]

%effective bracket perimeter for convection heat transfer
P_brac = 0.2032; %[m]
%effective bracket diameter (2 x lin)
D_brac = 0.0508; %[m]
%minimum bracket cross-sectional area for conduction heat
transfer
A_cs_brac = 0.00016129; %[m^2]
%conduction coefficient for carbon steel at 600 K
k_brac = 48; %[W/m-K]
```

```

%effective bracket base temperature
T_base = T_3 - 10; %[C]
%estimate average bracket temperature
T_brac = (T_base + T_6) / 3; %[C]

%estimate film temperature for support bracket
T_brac6 = (T_brac + T_6) / 2; %[C]
%convection coefficient with and without wind
if (v_6 <= 0.1)
MU_brac6 =0.0000001*(-
0.0002*((T_brac6+T_0)^2)+0.5999*(T_brac6+T_0)+19.194);
%[kg/m-s]
Rho_brac6 = density(M_air, T_brac6, P_6); %[kg/m^3]
Cp_brac6 =(-
0.0000007*((T_brac6+T_0)^3)+0.001*((T_brac6+T_0)^2)-
0.427*(T_brac6+T_0)+1060.7)/1000; %[kJ/kg-K]
k_brac6 = 0.001*(-
0.00003*((T_brac6+T_0)^2)+0.095*(T_brac6+T_0)+0.3102); %[W/
m-K]
NU_brac6 = MU_brac6 / Rho_brac6; %[m^2/s]
Alpha_brac6 = k_brac6 / (Cp_brac6 * Rho_brac6 * 1000);
%[m^2/s]
Beta_brac6 = 1 / (T_brac6 + T_0); %[1/K]
Ra_Dbrac = g * Beta_brac6 * abs(T_brac - T_6) * (D_brac)^3
/ (Alpha_brac6 * NU_brac6);
%Churchill and Chu correlation for natural convection from
a long isothermal horizontal cylinder
Pr_brac6 = NU_brac6 / Alpha_brac6;
Nu_bar = (0.60 + (0.387 * Ra_Dbrac^(0.1667))) / (1 + (0.559
/ Pr_brac6)^(0.5625))^(0.2963))^2;
h_brac6 = Nu_bar * k_brac6 / D_brac; %[W/m^2-K]
else
%Thermophysical Properties for air
MU_brac =0.0000001*(-
0.0002*((T_brac+T_0)^2)+0.5999*(T_brac+T_0)+19.194);
%[kg/m-s]
MU_6 =0.0000001*(-
0.0002*((T_6+T_0)^2)+0.5999*(T_6+T_0)+19.194); %[kg/m-s]
Rho_6 = density(M_air, T_6, P_6); %[kg/m^3]
Rho_brac = density(M_air, T_brac, P_6); %[kg/m^3]
k_brac =0.001*(-
0.00003*((T_brac+T_0)^2)+0.095*(T_brac+T_0)+0.3102); %[W/m-
K]

```

```

k_6 = 0.001 * (-
0.00003 * ((T_6 + T_0)^2) + 0.095 * (T_6 + T_0) + 0.3102); % [W/m-K]
k_brac6 = 0.001 * (-
0.00003 * ((T_brac6 + T_0)^2) + 0.095 * (T_brac6 + T_0) + 0.3102); % [W/
m-K]
Cp_brac = (-
0.0000007 * ((T_brac + T_0)^3) + 0.001 * ((T_brac + T_0)^2) -
0.427 * (T_brac + T_0) + 1060.7) / 1000; % [kJ/kg-K]
Cp_6 = (-0.0000007 * ((T_6 + T_0)^3) + 0.001 * ((T_6 + T_0)^2) -
0.427 * (T_6 + T_0) + 1060.7) / 1000; % [kJ/kg-K]
NU_6 = MU_6 / Rho_6; % [m^2/s]
NU_brac = MU_brac / Rho_brac; % [m^2/s]
Alpha_brac = k_brac / (Cp_brac * Rho_brac * 1000);
% [m^2/s]
Alpha_6 = k_6 / (Cp_6 * Rho_6 * 1000); % [m^2/s]
Re_Dbrac = v_6 * D_brac / NU_6;
Pr_brac = NU_brac / Alpha_brac;
Pr_6 = NU_6 / Alpha_6;

%Coefficients for external forced convection Nusselt
Number correlation (Zhukauskas's correlation)
if (Pr_6 <= 10)
    n = 0.37;
else
    n = 0.36;
end
if (Re_Dbrac < 40)
    C = 0.75;
    m = 0.4;
else
    if (40 <= Re_Dbrac) && (Re_Dbrac < 10^3)
        C = 0.51;
        m = 0.5;
    else
        if (10^3 <= Re_Dbrac) && (Re_Dbrac < 2*10^5)
            C = 0.26;
            m = 0.6;
        else
            if (2*10^5 <= Re_Dbrac) && (Re_Dbrac <
10^6)
                C = 0.076;
                m = 0.7;
            end

```

```

        end
    end
end
%Zhukauskas's correlation for external forced convection
flow normal to an isothermal cylinder
Nu_bar = C * (Re_Dbrac)^m * (Pr_6)^n * (Pr_6 /
Pr_brac)^(0.25);
h_brac6 = Nu_bar * k_brac6 / D_brac; %[W/m^2-K]
end

h_brac_cond = 2*sqrt(h_brac6 * P_brac * k_brac *
A_cs_brac)/(pi*D_3*L_tube); %[W/m^2-K]
q_brac_cond = 2*sqrt(h_brac6 * P_brac * k_brac *
A_cs_brac) * (T_base - T_6); %[W]

end

```

Función *fh_34conv.m*

```

function [h_34conv] = fh_34conv(T_3, T_4, D_3, D_4, P_a,
GlazingIntact, AnnulusGas, T_6, P_6, v_6)

%Constants definition
T_0 = 273; %[K]
T_std = 25; %[K]
g = 9.8; %[m/s^2]
R = 8.314; %[J/k.mol]
M_air = 28.97; %[g/mol]
M_H2 = 1.008*2; %[g/mol]
M_Ar = 39.94; %[g/mol]

P_a1 = P_a *0.1; %[kPa], conversion from [mbar]
T_34 = (T_3 + T_4) / 2; %[C]
T_36 = (T_3 + T_6) / 2; %[C]

if strcmpi(GlazingIntact, 'no')

%Thermophysical Properties for AIR
Rho_3 = density(M_air, T_3, P_6); %[kg/m^3]
Rho_6 = density(M_air, T_6, P_6); %[kg/m^3]

```

```

    if (v_6 <= 0.1) %Air
    MU_36=0.0000001*(-
0.0002*((T_36+T_0)^2)+0.5999*(T_36+T_0)+19.194); %[kg/m-s]
    [Rho_36] = density(M_air, T_36, P_6); %[kg/m^3]
    Cp_36=(-0.0000007*((T_36+T_0)^3)+0.001*((T_36+T_0)^2)-
0.427*(T_36+T_0)+1060.7)/1000; %[kJ/kg-K]
    k_36 = 0.001*(-
0.00003*((T_36+T_0)^2)+0.095*(T_36+T_0)+0.3102); %[W/m-K]
    NU_36 = MU_36 / Rho_36; %[m^2/s]
    Alpha_36 = k_36 / (Cp_36 * Rho_36 * 1000); %[m^2/s]
    Beta_36 = 1 / (T_36 + T_0); %[1/K]
    Ra_D3 = g * Beta_36 * abs(T_3 - T_6) * (D_3)^3 /
(Alpha_36 * NU_36);

    %Churchill and Chu correlation for natural convection
    from a long isothermal horizontal cylinder
    Pr_36 = NU_36 / Alpha_36;
    Nu_bar = (0.60 + (0.387 * Ra_D3^(0.1667))) / (1 +
(0.559 / Pr_36)^(0.5625))^(0.2963) )^2;
    h_34conv = Nu_bar * k_36 / D_3; %"h_36conv" [W/m^2·K]
    q_34conv = h_34conv * pi * D_3 * (T_3 - T_6); %[W/m]

    else
    %Thermophysical Properties for AIR
    MU_3 =0.0000001*(-
0.0002*((T_3+T_0)^2)+0.5999*(T_3+T_0)+19.194); %[kg/m-s]
    MU_6 =0.0000001*(-
0.0002*((T_6+T_0)^2)+0.5999*(T_6+T_0)+19.194); %[kg/m-s]
    k_3 = 0.001*(-
0.00003*((T_3+T_0)^2)+0.095*(T_3+T_0)+0.3102); %[W/m-K]
    k_6 = 0.001*(-
0.00003*((T_6+T_0)^2)+0.095*(T_6+T_0)+0.3102); %[W/m-K]
    Cp_3 =(-0.0000007*((T_3+T_0)^3)+0.001*((T_3+T_0)^2)-
0.427*(T_3+T_0)+1060.7)/1000; %[kJ/kg-K]
    Cp_6 =(-0.0000007*((T_6+T_0)^3)+0.001*((T_6+T_0)^2)-
0.427*(T_6+T_0)+1060.7)/1000; %[kJ/kg-K]
    NU_6 = MU_6 / Rho_6; %[m^2/s]
    NU_3 = MU_3 / Rho_3; %[m^2/s]
    Alpha_3 = k_3 / (Cp_3 * Rho_3 * 1000); %[m^2/s]
    Alpha_6 = k_6 / (Cp_6 * Rho_6 * 1000); %[m^2/s]
    Re_D3 = v_6 * D_3 / NU_6;
    Pr_3 = NU_3 / Alpha_3;

```

```

Pr_6 = NU_6 / Alpha_6;

% Coefficients for external forced convection Nusselt
Number correlation (Zhukauskas's correlation)
    if (Pr_6 <= 10)
        n = 0.37;
    else
        n = 0.36;
    end
    if (Re_D3 < 40)
        C = 0.75;
        m = 0.4;
    else
        if (40 <= Re_D3) && (Re_D3 < 10^3)
            C = 0.51;
            m = 0.5;
        else
            if (10^3 <= Re_D3) && (Re_D3 < 2*10^5)
                C = 0.26;
                m = 0.6;
            else
                if (2*10^5 <= Re_D3) && (Re_D3 < 10^6)
                    C = 0.076;
                    m = 0.7;
                end
            end
        end
    end
end

% Zhukauskas's correlation for external forced convection
flow normal to an isothermal cylinder
Nu_bar = C * (Re_D3)^m * (Pr_6)^n * (Pr_6 /
Pr_3)^(0.25);
h_34conv = Nu_bar * k_6 / D_3; % "h_36conv" [W/m^2-K]
q_34conv = h_34conv * D_3 * pi * (T_3 - T_6); %[W/m]
end
else
%Thermophysical properties for gas in annulus
    if strcmpi(AnnulusGas, 'hydrogen')
        MU_34 = 3.13E-06 + 2.07E-08*(T_34 + T_0) - 3.10E-12*(T_34
+ T_0)^2; %[kg/m-s]
        Cp_34 = (3.99124553 + 0.088256226*(T_34 + T_0) +
0.000294726*(T_34 + T_0)^2 + 5.00415E-07*(T_34 + T_0)^3 +

```

```

4.58038E-10*(T_34 + T_0)^4+2.16872E-13*(T_34 + T_0)^5+-
4.17399E-17*(T_34 + T_0)^6); %[kJ/kg-K]
    Cv_34=Cp_34-R/M_H2; %kJ/Kg-K
    Rho_34 = density(M_H2, T_34, P_a1*0.01); %[kg/m^3]
    k_34 =0.084533546+0.000342784*(T_34 + T_0); %[W/m-K]
    k_std =0.084533546+0.000342784*(T_std + T_0); %[W/m-K]
end

    if strcmpi(AnnulusGas, 'argón')
    MU_34 =1.8632E-6+7.7899E-8*(T_34 + T_0)-2.6356E-
11*(T_34 + T_0)^2; %[kg/m-s]
    Cp_34 =(527.27999+-0.032637*(T_34 + T_0)+5.433E-
5*(T_34 + T_0)^2+-3.099E-8*(T_34 + T_0)^3)/1000; %kJ/Kg-K
    Cv_34 =Cp_34-R/M_Ar; %kJ/Kg-K
    Rho_34 =density(M_Ar, T_34, P_a1*0.01); %[kg/m^3]
    k_34 =0.000140889+6.1096E-5*(T_34 + T_0)-2.06785E-
8*(T_34 + T_0)^2; %[W/m-K]
    k_std =0.000140889+6.1096E-5*(T_std + T_0)-2.06785E-
8*(T_std + T_0)^2; %[W/m-K]
end

    if strcmpi(AnnulusGas, 'air')
    MU_34 =0.0000001*(-
0.0002*((T_34+T_0)^2)+0.5999*(T_34+T_0)+19.194); %[N-
s/m^2]
    Cp_34 =(-
0.0000007*((T_34+T_0)^3)+0.001*((T_34+T_0)^2)-
0.427*(T_34+T_0)+1060.7)/1000; %[kJ/kg-K]
    Cv_34 =Cp_34-R/M_air; %kJ/Kg-K
    Rho_34 =density(M_air, T_34, P_a1*0.01); %[kg/m^3]
    k_34 =0.001*(-
0.00003*((T_34+T_0)^2)+0.095*(T_34+T_0)+0.3102); %[W/m-K]
    k_std =0.001*(-
0.00003*((T_std+T_0)^2)+0.095*(T_std+T_0)+0.3102); %[W/m-
K]
end

% Modified Raithby and Hollands correlation for natural
convection in an annular space between horizontal
cylinders
Alpha_34 = k_34 / (Cp_34 * Rho_34 * 1000); %[m^2/s]
NU_34 = MU_34 / Rho_34; %[m^2/s]
Beta_34 = 1 / (T_34 + T_0); %[1/K]

```

```

Ra_D3 = g * Beta_34 * abs(T_3 - T_4) * (D_3)^3 / (Alpha_34
* NU_34);
Ra_D4 = g * Beta_34 * abs(T_3 - T_4) * (D_4)^3 / (Alpha_34
* NU_34);
Pr_34 = NU_34 / Alpha_34;
h_34Nat=2.425 * k_34 / (pi*D_3) * (Pr_34 * Ra_D3 / (0.861 +
Pr_34))^(0.25) / (1 + (D_3/ D_4)^(0.6))^(1.25); %[W/m^2-K]
Natq_34conv = (pi*D_3) * h_34Nat * (T_3 - T_4); %[W/m]
P = P_a * 0.750062; %[mmHg], conversion from [mbar]
C1 = 2.331*10^(-20); %[mmHg-cm^3/K]

```

```

%Free-molecular heat transfer for an annular space
between horizontal cylinders

```

```

if strcmpi(AnnulusGas,'air')
Delta = 3.53 * 10^(-8); %[cm]
end
if strcmpi(AnnulusGas,'hydrogen')
Delta = 2.4 * 10^(-8); %[cm]
end
if strcmpi(AnnulusGas,'argón')
Delta = 3.8*10^(-8); %[cm]
end

```

```

Lambda = C1 * (T_34 + T_0) / (P * Delta^2); %[cm]"
Gamma = Cp_34 / Cv_34;
a = 1;
b = (2 - a) / a * (9 * Gamma - 5) / (2 * (Gamma + 1));
h_34Kin = k_std / (D_3 / 2 * log(D_4 / D_3) + b * Lambda *
(D_3 / D_4 + 1)); %[W/m^2-K]
Kineticq_34conv = D_3 * pi * h_34Kin * (T_3 - T_4); %[W/m]

```

```

%Following compares free-molecular heat transfer with
natural convection heat transfer and uses the largest
value for heat transfer in annulus

```

```

if (Kineticq_34conv > Natq_34conv)
q_34conv = Kineticq_34conv; %[W/m]
h_34conv = h_34Kin;
else
q_34conv = Natq_34conv; %[W/m]
h_34conv = h_34Nat;
end
end

```



```
end
```

Función *fh34_rad.m*

```
function [h_34rad] = fh_34rad(T_3, T_4, D_3, D_4,  
epsilon_glass, epsilon_abs, GlazingIntact, T_7)  
  
%Constants  
sigma = 5.667*10^-8; %[W/m2K4]  
T_0 = 273; %[K]  
  
if strcmpi(GlazingIntact, 'Yes')  
    h_34rad =  
sigma*(T_4+T_0+T_3+T_0)*((T_4+T_0)^2+(T_3+T_0)^2)/(1/epsil  
on_abs+D_3/D_4*(1/epsilon_glass-1)); %[W/m^2·K]  
else  
    h_34rad =  
epsilon_abs*sigma*(T_7+T_0+T_3+T_0)*((T_7+T_0)^2+(T_3+T_0)  
^2); %[W/m^2·K]  
end  
  
end
```

Función *k_borosilicate.m*

```
function k_borosilicate = k_borosilicate (GlazingIntact)  
  
if strcmpi(GlazingIntact, 'Yes')  
    k_borosilicate = 1.04; %W/m·K  
else  
    k_borosilicate = 0; %W/m·K  
end  
  
end
```

Función *fh_56conv.m*

```

function [h_56conv] = fh_56conv(T_5, D_5, GlazingIntact,
T_6, P_6, v_6)

%Constants
g = 9.8; %[m/s^2]
T_0 = 273; %[K]
M_air = 28.97; %[g/mol]

T_56 = (T_5 + T_6) / 2; %[C]

%Thermophysical Properties for air
MU_5 = 0.0000001*(-
0.0002*(T_5+T_0)^2)+0.5999*(T_5+T_0)+19.194); %[kg/m-s]
MU_6 = 0.0000001*(-
0.0002*(T_6+T_0)^2)+0.5999*(T_6+T_0)+19.194); %[kg/m-s]
MU_56 = 0.0000001*(-
0.0002*(T_56+T_0)^2)+0.5999*(T_56+T_0)+19.194); %[kg/m-s]
k_5 = 0.001*(-
0.00003*(T_5+T_0)^2)+0.095*(T_5+T_0)+0.3102); %[W/m-K]
k_6 = 0.001*(-
0.00003*(T_6+T_0)^2)+0.095*(T_6+T_0)+0.3102); %[W/m-K]
k_56 = 0.001*(-
0.00003*(T_56+T_0)^2)+0.095*(T_56+T_0)+0.3102); %[W/m-K]
Cp_5 = (-0.0000007*(T_5+T_0)^3)+0.001*(T_5+T_0)^2)-
0.427*(T_5+T_0)+1060.7)/1000; %[kJ/kg-K]
Cp_6 = (-0.0000007*(T_6+T_0)^3)+0.001*(T_6+T_0)^2)-
0.427*(T_6+T_0)+1060.7)/1000; %[kJ/kg-K]
Cp_56 = (-0.0000007*(T_56+T_0)^3)+0.001*(T_56+T_0)^2)-
0.427*(T_56+T_0)+1060.7)/1000; %[kJ/kg-K]
Rho_5 = density(M_air, T_5, P_6); %[kg/m^3]
Rho_6 = density(M_air, T_6, P_6); %[kg/m^3]
Rho_56 = density(M_air, T_56, P_6); %[kg/m^3]

%If the glass envelope is missing then the convection heat
transfer from the glass envelope is forced to zero by T_5 =
T_6
if strcmpi(GlazingIntact, 'No')
    h_56conv = 0;
else
    if (v_6 <= 0.1)

```

```
%Coefficients for Churchill and Chu natural convection
correlation
```

```
NU_56 = MU_56 / Rho_56; %[m^2/s]
Alpha_56 = k_56 / (Cp_56 * Rho_56 * 1000); %[m^2/s]
Beta_56 = 1 / (T_56 + T_0); %[1/K]
Ra_D5 = g * Beta_56 * abs(T_5 - T_6) * (D_5)^3 /
(Alpha_56 * NU_56);
```

```
%Churchill and Chu correlation for natural convection
for a horizontal cylinder
```

```
Pr_56 = NU_56 / Alpha_56;
Nu_bar = (0.60 + (0.387 * Ra_D5^(0.1667)) / (1 +
(0.559 / Pr_56)^(0.5625)))^(0.2963) )^2;
h_56conv = Nu_bar * k_56 / D_5; %[W/m^2-K]
q_56conv = h_56conv * pi * D_5 * (T_5 - T_6); %[W/m]
```

```
else
```

```
%Coefficients for Zhukauskas's correlation
```

```
Alpha_5 = k_5 / (Cp_5 * Rho_5 * 1000); %[m^2/s]
Alpha_6 = k_6 / (Cp_6 * Rho_6 * 1000); %[m^2/s]
NU_5 = MU_5 / Rho_5; %[m^2/s]
NU_6 = MU_6 / Rho_6; %[m^2/s]
Pr_5 = NU_5 / Alpha_5;
Pr_6 = NU_6 / Alpha_6;
Re_D5 = v_6 * D_5 * Rho_6 / MU_6;
```

```
%Zhukauskas's correlation for forced convection
over a long horizontal cylinder "
```

```
if (Pr_6 <= 10)
    n = 0.37;
else
    n = 0.36;
end
if (Re_D5 < 40)
    C = 0.75;
    m = 0.4;
else
    if (40 <= Re_D5) && (Re_D5 < 10^3)
        C = 0.51;
        m = 0.5;
    else
        if (10^3 <= Re_D5) && (Re_D5 < 2*10^5)
            C = 0.26;
            m = 0.6;
```

```

        else
            if (2*10^5 <= Re_D5) && (Re_D5 < 10^6)
                C = 0.076;
                m = 0.7;
            end
        end
    end
end
Nu_6 = C * Re_D5^m * Pr_6^n * (Pr_6/Pr_5)^0.25;
h_56conv = Nu_6 * k_6 / D_5; %[W/m^2-K]
q_56conv = h_56conv * pi * D_5 * (T_5 - T_6); %[W/m]
end
end
end
end

```

Función *fh_57rad.m*

```

function [h_57rad] = fh_57rad(T_5, epsilon_glass,
GlazingIntact, T_7)

%Constants
sigma = 5.667*10^-8; %[W/m2K4]
T_0 = 273; %[K]

if strcmpi(GlazingIntact, 'Yes')
    h_57rad =
sigma*epsilon_glass*(T_7+T_0+T_5+T_0)*((T_7+T_0)^2+(T_5+T_
0)^2); %[W/m^2·K]
else
    h_57rad = 0;
end

end
end

```