



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES

MODELADO, OPTIMIZACIÓN Y COMPARACIÓN DE
DOS TECNOLOGÍAS DE REFLECTOR SECUNDARIO
PARA COLECTORES LINEALES FRESNEL MEDIANTE
TÉCNICAS DE TRAZADO DE RAYOS

TRABAJO DE FIN DE GRADO

Julio 2017

Autora:

Laura García Martínez

Tutor:

Rubén Abbas Cámara

“Actúa como si lo que haces marcara la diferencia. Lo hace.”

William James (filósofo estadounidense)

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a mi tutor Rubén su apoyo, paciencia e indispensable ayuda prestada siempre que era necesaria para superar los problemas que iban surgiendo durante la realización de este TFG.

En segundo lugar a mi familia, por su apoyo y comprensión a lo largo de estos años de carrera y a lo largo de la vida.

En tercer lugar, a todos los profesores de la ETSII y de la Universidad de Chile que han conseguido despertar mi interés por el mundo de la energía y, en concreto, la solar.

RESUMEN

Introducción

Según la Agencia Internacional de la Energía, existen tres objetivos cuya consecución debería conducir a un sistema energético adecuado. Estos son: la seguridad en el suministro, el incremento de la competitividad a costa del abaratamiento de los costes y el respeto al medio ambiente. Es por ello que las energías renovables juegan un papel esencial en cuanto a generación eléctrica. Actualmente, en España las renovables cubren un 40% de la demanda eléctrica (REE, 2016).

La energía solar puede contribuir de manera significativa a afrontar los retos actuales en materia energética y cambio climático. Los países necesitan reducir sus emisiones contaminantes y, además, obtener una mayor independencia energética en un escenario de volatilidad de los precios de los combustibles fósiles y aumento importante de la demanda energética.

La tecnología llamada Solar Térmica de Concentración (STC) se fundamenta en el aprovechamiento solar que se produce con la mediación de elementos mecánicos destinados a la orientación de los rayos para la concentración de la energía. La radiación concentrada es interceptada por un receptor, donde es convertida en energía térmica. De esta forma se consiguen elevadas temperaturas que activan determinados ciclos termodinámicos que mueven otros elementos mecánicos, como turbinas, para la generación de electricidad. Para lograr altas temperaturas se requiere concentrar la energía de la forma más económica y eficiente posible. Desde el 2010, el 40% de las plantas españolas incluyen de 5 a 10 horas de capacidad de almacenamiento, lo cual permite que la curva de producción agregada se acople perfectamente a la de demanda eléctrica en España, y esta seguridad de abastecimiento supone una ventaja con respecto a la fotovoltaica. Sin embargo, la tecnología STC presenta algunos problemas que requieren soluciones y mejoras técnicas que están siendo desarrolladas y que se centran, sobre todo, en la reducción de costes e incremento de la eficiencia y del factor de concentración.

España sigue siendo, desde hace unos años, líder mundial en STC, con 2.3 GW instalados a finales de 2015, a pesar de su nulo aumento de la capacidad en los últimos años. La mitad de la potencia instalada mundial está en España, pues el total es de 5 GW hoy en día. A nivel global, la STC se expande con rapidez, previéndose que supere los 800 GW para el año 2050 en un escenario moderado (ESTELA, Greenpeace International y SolarPACES, 2016).

Existen cuatro tipos de sistemas STC, de los cuales, en el presente TFG, se va a estudiar uno: el receptor lineal Fresnel. Este sistema cuenta con espejos ligeramente curvados en el plano transversal que reflejan la luz solar incidente sobre un receptor lineal fijo situado por encima de ellos. El fluido de trabajo circula a lo largo del receptor e incrementa su entalpía. Esta tecnología ha sido eclipsada por otras dos: los colectores cilindro-parabólicos (CCP) y las torres solares. Sin embargo, en la actualidad, existe un mayor interés en ella debido a sus ventajas. El hecho de que los colectores lineales Fresnel

requieran mucho menos espacio para generar la misma energía eléctrica que los CCP, su menor coste de operación y mantenimiento y menor consumo de agua pero, sobre todo, la sencilla y menos costosa fabricación en serie de los espejos casi planos sitúan a los colectores Fresnel en el punto de mira en cuanto a reducción de costes.

Descripción de la tecnología

En la tecnología Fresnel existe un gran número de variables que han de ser consideradas a la hora del diseño de los concentradores. La orientación del campo de espejos, la posición de estos espejos, su anchura, su curvatura y la posición del receptor son variables que han sido optimizadas por otros autores mediante métodos numéricos basados en programas de simulación con trazado de rayos o mediante estudios analíticos.

Para el desarrollo de este TFG se considera una planta con un campo solar optimizado por Abbas (2015) y con un receptor monotubo. Este tubo por donde circula el fluido caloportador, que será agua, está dentro de una cavidad con espejos en su interior cuya apertura está orientada hacia el suelo. Esta cavidad se denomina "reflector secundario". Esto se hace debido a sus ventajas. En primer lugar, se produce una estratificación del aire que minimiza las pérdidas por convección y también se reducen las pérdidas por radiación. En segundo lugar, permite un mejor aprovechamiento de los rayos, ya que se produce una segunda reflexión de los haces de luz que no inciden directamente sobre el tubo la primera vez que son reflejados por el campo de espejos y los redirige hacia el tubo.

Objetivo

El objetivo de este TFG es la optimización de la geometría del reflector secundario. Esto se llevará a cabo mediante la consecución de varios objetivos más concretos, que son:

1. El desarrollo de códigos que permitan simular mediante técnicas de trazado de rayos diferentes tecnologías de receptor con reflector secundario. Se desarrollarán códigos para la optimización del reflector secundario para dos modelos diferentes: CPC y el modelo de Zhu (2017).
2. La optimización del receptor para un instante. Se optimizará la geometría del modelo de tecnología CPC y del modelo de Zhu (2017) para un día, mes y hora concretos. Se parte de los parámetros del campo solar optimizados por Abbas (2015) para algunas variables correspondientes a la planta piloto Fresdemo en Almería y otras a determinar.
3. Optimización anual del receptor. Se llevará a cabo una simulación anual, evaluando las distintas geometrías.
4. Comparación de las tecnologías. Por último, se llevará a cabo una comparación entre el CPC y uno de los modelos más significativos y recientes de reflectores secundarios: el modelo de Zhu (2017).

Herramientas

Se utilizará el programa desarrollado por Abbas (2015) en MATLAB® basado en el método de Monte Carlo de trazado de rayos (Monte Carlo Ray Tracing). Este método se basa en estadística, ensayos aleatorios y en óptica geométrica. Resulta útil a la hora de evaluar el desempeño de un concentrador Fresnel. Se decide utilizar este programa en lugar de otros programas comerciales de simulación con trazado de rayos como SolTrace

(desarrollado por NREL) o Tonatiuh (software libre). Esto se debe a que el código desarrollado es específico para colectores Fresnel y CCP, lo que permite aprovechar la geometría lineal para hacerlo más rápido y permite introducir como variables de entrada variables de diseño específicas de estos colectores.

Este código emplea una serie de funciones con el fin de definir las propiedades de la radiación incidente, la geometría del campo solar y el trazado de los rayos (entre otros) a partir de las variables de entrada; y con el fin de obtener resultados según las variables de salida del sistema.

Para el estudio, se escoge un modelo bidimensional, eliminando la componente longitudinal del campo, y adimensional, es decir, con unidades relativas para poder modificar las dimensiones del conjunto en función de las dimensiones de un componente.

Variables de salida

Las variables de salida del programa que se utilizan en este TFG para el análisis de resultados son dos: la eficacia energética o rendimiento óptico y la intensidad o concentración de energía que se da en el tubo.

La eficacia energética tiene en cuenta las pérdidas que se producen debido a diversos factores ópticos y geométricos. Estas pérdidas pueden ser debidas a los rayos que se escapan por los laterales del receptor o debidas a la influencia de efectos como, por ejemplo, el factor coseno (los rayos no inciden de forma perpendicular al campo) o los efectos de bloqueo y sombreado por parte de los espejos adyacentes.

Desarrollo del trabajo

Se lleva a cabo la optimización de la geometría del reflector secundario. Primero se optimiza un colector parabólico compuesto (CPC) y luego un colector diseñado según el método de Zhu (2017).

Para el CPC se realiza un análisis detallado de su geometría mientras que para el modelo de Zhu se procede al desarrollo de un código que permita determinar el perfil a partir de la información proporcionada por el mismo en un artículo. Una vez conocidos los perfiles, se eligen los factores geométricos que permiten modificar la forma y las proporciones de los receptores.

Ya determinados los factores geométricos, se procede a la optimización instantánea, es decir, con el sol en una posición determinada. Se elige aleatoriamente el día 15 de junio a las 12 del mediodía. Para este momento, se asigna un valor de rendimiento óptico, intensidad media en el tubo y relación de concentraciones a cada par de factores que definen un perfil determinado. Estos tres parámetros son los más importantes de cara a un buen rendimiento global del receptor y una durabilidad aceptable.

La relación de concentraciones está definida como la suma de las intensidades de los cuatro elementos del tubo que posean una mayor intensidad entre la suma de las intensidades de los cuatro elementos del tubo que posean una menor intensidad (la superficie del tubo se divide en 25 elementos). Se trata de un factor que da una idea sobre la distribución de la intensidad sobre la superficie del tubo. Conocer esto es importante porque se pueden evitar distribuciones poco homogéneas que puedan dar lugar a

fenómenos de estrés térmico que, unido a las altas temperaturas, pueda producir deformaciones o grietas.

Estos tres parámetros se expresan en forma de gráficas para cada par de factores y se analizan de cara a la optimización.

El tubo, de acero, puede ser simple o de vacío. El tubo de vacío cuenta con una cubierta de vidrio. Entre el tubo y la cubierta se ha creado el vacío. Esto sirve para minimizar las pérdidas por convección y supone un incremento del coste y un mayor riesgo de rotura del vidrio por la deformación del tubo.

Según el tubo que se desee utilizar se van a realizar dos optimizaciones diferentes, ya que resulta imposible optimizar los tres parámetros de interés a la vez. Es necesario llegar a una solución de compromiso. En el caso de tener un tubo de vacío, se busca maximizar el rendimiento óptico en lugar de la concentración, ya que una concentración muy alta es útil para compensar las pérdidas térmicas y el tubo de vacío tiene muchas menos que el tubo simple. Por eso, para el caso de tubo simple sí se busca maximizar la intensidad. La optimización se hace para valores de la relación de concentraciones de 2, 3 y 4, por poner algunos ejemplos, ya que no existen estudios que determinen la relación de concentraciones adecuada.

Finalmente, se lleva a cabo una simulación anual para 12 días correspondientes al día 21 de cada mes. En cada día se hacen un número determinado de simulaciones según las horas de luz que haya y el intervalo entre simulaciones. De esta forma se obtiene la media ponderada de los parámetros de rendimiento óptico, intensidad media y relación de concentraciones para cada par de valores de los factores geométricos del modelo CPC y de Zhu por separado. Posteriormente se procede a la comparación de ambos modelos.

Resultados y conclusiones

Por una parte, se obtienen los valores de los factores que dan lugar a una geometría óptima para cada modelo de reflector secundario y se resumen en forma de tabla. También se obtiene, para cada par de factores óptimo, una figura en la que se muestra el perfil y su comportamiento ante una simulación con 50 rayos y su diagrama de intensidad sobre la superficie del tubo.

Por otra parte, se procede a la comparación de ambas tecnologías.

El máximo rendimiento es alcanzado por el modelo de Zhu, pero para configuraciones en las que toda la radiación incide en la parte inferior del tubo, habiendo zonas de incidencia nula, y con geometrías que no permiten el uso de tubos de vacío.

Tanto para el CPC como para el modelo de Zhu se observa que se pueden obtener concentraciones que superan las de la tecnología CCP incluso cuando lo que se pretende es optimizar el rendimiento óptico.

Si se limita la relación de concentraciones, entonces los máximos rendimientos ópticos alcanzables por el CPC son mayores, aunque las concentraciones son mayores para el modelo de Zhu. Esto hace que el rendimiento global de la planta pueda ser parecido.

No se puede concluir qué tecnología es más interesante. Sin embargo, se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- Si la distribución homogénea no fuese un requisito y no fuese necesario utilizar tubos de vacío (para abaratar costes), el modelo de Zhu es más interesante.
- Si se busca maximizar rendimiento óptico con un tubo de vacío, asegurando que la relación de concentraciones no supera ciertos límites y que las concentraciones medias son, al menos iguales a las de un CCP, el CPC es más interesante.
- Si se busca maximizar concentración, aun conservando límites de relaciones de concentración, el modelo de Zhu es mejor, aunque implique una reducción de rendimiento óptico.

Palabras clave

Solar, concentración, termoeléctrica, Fresnel, reflector secundario, rendimiento óptico, intensidad, geometría, optimización

Códigos UNESCO

3322, 332205, 21061

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1	Introducción	23
1.1	Contexto energético global y papel de las renovables	23
1.1.1	Rumbo de la energía a nivel mundial.....	23
1.1.2	El petróleo, el carbón y el gas natural	23
1.1.3	Acuerdo de París	24
1.1.4	Papel de las renovables	24
1.2	Energía solar termoeléctrica.....	26
1.2.1	Situación actual	26
1.2.2	Sistemas STC.....	26
1.2.3	Tipos de sistemas STC	28
1.2.3.1	Captadores cilindro-parabólicos	28
1.2.3.2	Concentrador de torre	29
1.2.3.3	Discos parabólicos Stirling.....	29
1.2.3.4	Concentradores lineales Fresnel.....	30
1.2.3.5	Conclusiones	31
1.2.4	Estado del arte de la STC.....	31
1.2.5	Almacenamiento	32
1.2.6	Diferencias entre la STC y la fotovoltaica.....	32
1.2.7	Costes de la STC	33
1.2.8	Problemas de la STC	36
1.2.9	Situación actual de España	36
1.2.10	Perspectivas de futuro para la solar termoeléctrica.....	37
1.3	Colectores Fresnel.....	37
1.3.1	¿Por qué Fresnel?	37
1.3.2	Plantas Fresnel en España	38
1.3.3	Diseño del concentrador Fresnel.....	39
1.3.3.1	Orientación del campo de espejos	39
1.3.3.2	Posición de los espejos	40
1.3.3.3	Anchura y curvatura de los espejos.....	40
1.3.3.4	Posición e inclinación del receptor	41
1.3.4	El receptor.....	41
1.3.4.1	Posibles configuraciones del receptor en cuanto a tubos	42

1.3.4.2	El tubo.....	43
1.3.4.3	El reflector secundario	43
2	Objetivo	45
3	Herramientas	47
3.1	Monte Carlo Ray Tracing.....	47
3.1.1	Variables de entrada del programa.....	47
3.1.2	Simplificaciones y referencias	47
3.1.3	Parámetros de entrada considerados.....	49
3.1.4	Variables de salida	50
3.1.4.1	Eficiencia.....	50
3.1.4.2	Eficacia energética.....	51
3.1.4.3	Intensidad o concentración.....	51
4	Desarrollo del trabajo	52
4.1	Optimización del reflector secundario.....	52
4.1.1	Casos: con tubo simple o con tubo de vacío	52
4.1.2	Parámetros de optimización	52
4.1.2.1	Eficacia energética.....	52
4.1.2.2	Concentración media o intensidad media.....	53
4.1.2.3	Relación de concentraciones.....	53
4.2	Colectores CPC	53
4.2.1	Geometría del reflector secundario CPC	53
4.2.1.1	Posibles formas del reflector secundario CPC.....	54
4.2.1.2	Ángulo de aceptación.....	55
4.2.1.3	Ecuaciones	55
4.2.2	Factores geométricos del reflector secundario	58
4.2.3	Programa para la optimización geométrica del CPC para un instante.....	59
4.2.3.1	Variables de entrada.....	59
4.2.3.2	Desarrollo de la función de optimización	60
	Parámetros para la evaluación de cada posible configuración geométrica	62
4.3	Reflector secundario según Zhu (NREL).....	63
4.3.1	Método de diseño para la optimización del reflector secundario según Guangdong Zhu (NREL).....	64
4.3.1.1	Descripción del método	64
4.3.1.1.1	Determinación de la incidencia principal mediante una aproximación	64

4.3.1.1.2	Determinación de la incidencia principal mediante intensidad de potencia acumulada.....	65
4.3.1.2	Desarrollo de funciones de MATLAB® para el diseño del reflector secundario según el método de Zhu.....	67
4.3.1.2.1	Método aproximado.....	67
4.3.1.2.2	Método de la intensidad de potencia acumulada.....	69
5	Resultados.....	73
5.1	En un instante.....	73
5.1.1	CPC.....	74
5.1.1.1	Anchura de ventana constante.....	75
5.1.1.2	Anchura de ventana variable.....	82
5.1.1.3	Cuadro resumen de factores para geometría óptima del CPC.....	83
5.1.2	Modelo de Zhu.....	84
5.1.2.1	Método aproximado.....	84
5.1.2.2	Método de la potencia acumulada.....	85
5.1.2.3	Cuadro resumen de factores para geometría óptima para el modelo de Zhu	90
5.1.3	Análisis de resultados y comparación CPC y modelo de Zhu.....	90
5.2	Anual.....	91
5.2.1	CPC.....	92
5.2.2	Modelo de Zhu.....	93
6	Conclusiones.....	97
7	Líneas futuras.....	99
8	Evaluación del impacto del trabajo.....	101
9	Planificación temporal y presupuesto.....	103
9.1	Planificación temporal.....	103
9.1.1	Estructura de descomposición del proyecto (EDP).....	103
9.1.2	Diagrama PERT sobre vista de Gantt.....	104
9.2	Presupuesto.....	106
10	Anexos.....	109
11	Bibliografía.....	129
12	Nomenclatura.....	133

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN LOS ÚLTIMOS 15 AÑOS A NIVEL MUNDIAL. FUENTE: WEC (2016)	25
FIGURA 2. COBERTURA DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN ESPAÑA, AÑO 2016. FUENTE: (REE, 2016)	26
FIGURA 3. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE LOS COMPONENTES DE UN SISTEMA STC. FUENTE: (LOVEGROVE & PYE, 2012)	27
FIGURA 4. ANDASOL 1, ALDEIRE, GRANADA, ESPAÑA	28
FIGURA 5. GEMASOLAR, SEVILLA, ESPAÑA	29
FIGURA 6. MARICOPA SOLAR PROJECT, ARIZONA, EEUU	30
FIGURA 7. CURVA DE PRODUCCIÓN TERMOSOLAR DIARIA Y DEMANDA ELÉCTRICA. FUENTE: (PROTERMO SOLAR, 2017)	32
FIGURA 8. PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD SOLAR TÉRMICA, PREVISIÓN GLOBAL. FUENTE: (AIE, 2014)	33
FIGURA 9. EL LCOE DE LAS PLANTAS STC EN FUNCIÓN DEL DNI. FUENTE: (A. T. KEARNEY & ESTELA, 2010)	34
FIGURA 10. TENDENCIA DEL COSTE DE LA ELECTRICIDAD SEGÚN DIVERSAS FUENTES RENOVABLES DE 2010 A 2015. FUENTE: (IRENA, 2016)	35
FIGURA 11. PRODUCCIÓN TERMOSOLAR MENSUAL EN ESPAÑA. FUENTE: (PROTERMO SOLAR, 2017)	37
FIGURA 12. PLANTA FRESDEMO, EN LA PSA. FUENTE: (PSA, 2017)	39
FIGURA 13. EFECTOS DE SOMBREADO (A) Y BLOQUEO (B). FUENTE: (MONTES, RUBBIA, ABBAS, & MARTÍNEZ-VAL, 2014)	40
FIGURA 14. PLANTA CON DOS RECEPTORES SOLARMUNDO (BÉLGICA). FUENTE: (MILLS, 2004)	41
FIGURA 15. SECCIÓN TRANSVERSAL DE RECEPTOR CON CAVIDAD Y MONOTUBO SIN VACÍO. LA VENTANA, EN ESTE CASO, ES FÍSICA. FUENTE: NOVATEC SOLAR	42
FIGURA 16. SECCIÓN TRANSVERSAL DE UN RECEPTOR MULTITUBO. FUENTE: (MUÑOZ-ANTÓN, ABBAS, & MONTES, 2014)	42
FIGURA 17. POSICIÓN DE LOS ESPEJOS (ABAJO) Y EL CIELO APARENTE (ARRIBA) PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 HORAS DEL MEDIODÍA	48
FIGURA 18. POSIBLES FORMAS DEL RECEPTOR CPC. FUENTE: (RABL & WINSTON, 1979)	54
FIGURA 19. GEOMETRÍA DEL CPC. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	55
FIGURA 20. ESQUEMA DE CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO CON CONTACTO REFLECTOR-TUBO. FUENTE: (OOMMEN & JAYARAMAN, 2001)	57
FIGURA 21. ESQUEMA DE CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO SIN CONTACTO REFLECTOR-TUBO. FUENTE: (OOMMEN & JAYARAMAN, 2001)	58
FIGURA 22. ALGUNOS PARÁMETROS DE ENTRADA NECESARIOS PARA LA FUNCIÓN	60
FIGURA 23. DIRECCIONES DE INCIDENCIA CENTRALES PARA EL PUNTO A Y EL PUNTO B Y ÁNGULO DEL RANGO DE INCIDENCIAS PARA AMBOS PUNTOS. FUENTE: (ZHU G. , 2017)	65
FIGURA 24. DETERMINACIÓN DEL SIGUIENTE PUNTO ÓPTIMO DEL PERFIL DE LA SUPERFICIE DEL REFLECTOR SECUNDARIO. LOS PUNTOS NEGROS REPRESENTAN EL PRIMER Y EL SEGUNDO PUNTO. TAMBIÉN APARECEN REPRESENTADAS LA INCIDENCIA PRINCIPAL, EL VECTOR QUE UNE EL PUNTO CON EL CENTRO DEL TUBO Y EL ÁNGULO DE ACEPTACIÓN DEL TUBO. FUENTE: (ZHU G. , 2017)	65
FIGURA 25. EL ÁNGULO DE ACEPTACIÓN TRAS LA REFLEXIÓN EN CADA ESPEJO VARÍA SEGÚN SU POSICIÓN CON RESPECTO AL RECEPTOR DEBIDO A LA VARIACIÓN DE LA DISTANCIA ÓPTICA DEL ESPEJO A LA APERTURA DEL REFLECTOR SECUNDARIO. FUENTE: (ZHU G. , 2017)	66
FIGURA 26. LA DENSIDAD DE POTENCIA VARÍA CON LA DISTANCIA AL PUNTO A DEL RECEPTOR PORQUE LA DESVIACIÓN DE LOS RAYOS CON RESPECTO A LA DIRECCIÓN NOMINAL CAMBIA PARA CADA ESPEJO. EL CAMBIO DE COLOR DE LAS LÍNEAS INDICA EL CAMBIO DE DENSIDAD DE POTENCIA, SIENDO LA LÍNEA VERDE LA DE MENOR INTENSIDAD. FUENTE: (ZHU G. , 2017)	66

FIGURA 27. DETERMINACIÓN DE LA INCIDENCIA PRINCIPAL SEGÚN LA INTENSIDAD DE POTENCIA ACUMULADA PARA UN PUNTO A	67
FIGURA 28. LA LÍNEA ROJA ES ALT Y LA VERDE ES LA ANCHURA DE LA VENTANA. EL FACTOR ALTW_R EN ESTE EJEMPLO ES 0.2	68
FIGURA 29. FUNCIÓN DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD O VARIACIÓN DE LA INTENSIDAD PARA EL QUINTO PUNTO DEL PERFIL DEL REFLECTOR SECUNDARIO CON FACTORES $Dw_r=0.200$ Y $Altw_r=0.300$ (A) Y SUMA DE ESTAS INTENSIDADES DE LOS RAYOS QUE CAEN EN CADA VENTANA CORRESPONDIENTE A CADA RAYO (B). 71	71
FIGURA 30. FUNCIÓN DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD O VARIACIÓN DE LA INTENSIDAD PARA PUNTO N° 75 DEL PERFIL DEL REFLECTOR SECUNDARIO CON FACTORES $Dw_r=0.200$ Y $Altw_r=0.300$ (A) Y SUMA DE ESTAS INTENSIDADES DE LOS RAYOS QUE CAEN EN CADA VENTANA CORRESPONDIENTE A CADA RAYO (B). 71	71
FIGURA 31. PERFILES DE LA MITAD DEL REFLECTOR SECUNDARIO SEGÚN EL MÉTODO DE LA INTENSIDAD DE POTENCIA ACUMULADA DE ZHU CONSIDERANDO EL ÁNGULO DE DESVIACIÓN COMO EL ÁNGULO ENTRE EL VECTOR QUE VA AL CENTRO DE LA VENTANA Y EL VECTOR QUE VA AL PUNTO DEL REFLECTOR EN CUESTIÓN. LOS FACTORES EN ESTOS EJEMPLOS SON $Dw_r=0.200$ Y $Altw_r=0.100$ (A) Y $Dw_r=0.200$ Y $Altw_r=0.300$ (B). APARECEN DIBUJADAS LAS DIRECCIONES PRINCIPALES PARA CADA PUNTO DE LA SUPERFICIE DEL REFLECTOR SECUNDARIO (EN VERDE) Y DE LAS NORMALES A DICHA SUPERFICIE (COLORES)	72
FIGURA 32. PERFILES DE LA MITAD DEL REFLECTOR SECUNDARIO SEGÚN EL MÉTODO DE LA INTENSIDAD DE POTENCIA ACUMULADA DE ZHU CONSIDERANDO EL ÁNGULO DE DESVIACIÓN COMO EL ÁNGULO ENTRE EL VECTOR QUE VA AL CENTRO DEL TUBO Y EL VECTOR QUE VA AL PUNTO DEL REFLECTOR EN CUESTIÓN. LOS FACTORES EN ESTE EJEMPLO SON $Dw_r=0.200$ Y $Altw_r=0.100$ (A) Y $Dw_r=0.200$ Y $Altw_r=0.300$ (B). APARECEN DIBUJADAS LAS DIRECCIONES PRINCIPALES PARA CADA PUNTO DE LA SUPERFICIE DEL REFLECTOR SECUNDARIO (EN VERDE) Y DE LAS NORMALES A DICHA SUPERFICIE (COLORES).....	72
FIGURA 33. EFICACIA ENERGÉTICA (A), INTENSIDAD MEDIA (B) Y RELACIÓN DE CONCENTRACIONES (C) PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA EN FUNCIÓN DE LOS FACTORES GEOMÉTRICOS Dw_r Y $DextDint$ PARA UN CPC. SIMULACIÓN CON 50000 RAYOS.....	74
FIGURA 36. SIMULACIÓN CON 50 RAYOS DE REFLECTOR SECUNDARIO CON FACTORES GEOMÉTRICOS $Dw_r=0.230$ Y $DextDint=1.600$ PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA	76
FIGURA 37. DIAGRAMA DE INTENSIDAD PARA FACTORES DE $Dw_r=0.230$ Y $DextDint=1.600$ EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA. SIMULACIÓN CON 100000 RAYOS	77
FIGURA 38. SIMULACIÓN CON 50 RAYOS (A) Y DIAGRAMA DE INTENSIDAD (B) CON SIMULACIÓN DE 100000 RAYOS DE REFLECTOR SECUNDARIO CON FACTORES GEOMÉTRICOS $Dw_r=0.220$ Y $DextDint=2.700$ PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA.....	78
FIGURA 37. SIMULACIÓN CON 50 RAYOS (A) Y DIAGRAMA DE INTENSIDAD (B) CON SIMULACIÓN DE 100000 RAYOS DE REFLECTOR SECUNDARIO CON FACTORES GEOMÉTRICOS $Dw_r=0.1750$ Y $DextDint=2.700$ PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA.....	78
FIGURA 38. SIMULACIÓN CON 50 RAYOS (A) Y DIAGRAMA DE INTENSIDAD (B) CON SIMULACIÓN DE 100000 RAYOS DE REFLECTOR SECUNDARIO CON FACTORES GEOMÉTRICOS $Dw_r=0.320$ Y $DextDint=2.000$ PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA.....	79
FIGURA 38. SIMULACIÓN CON 50 RAYOS (A) Y DIAGRAMA DE INTENSIDAD (B) CON SIMULACIÓN DE 100000 RAYOS DE REFLECTOR SECUNDARIO CON FACTORES GEOMÉTRICOS $Dw_r=0.210$ Y $DextDint=2.150$ PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA.....	79
FIGURA 38. SIMULACIÓN CON 50 RAYOS (A) Y DIAGRAMA DE INTENSIDAD (B) CON SIMULACIÓN DE 100000 RAYOS DE REFLECTOR SECUNDARIO CON FACTORES GEOMÉTRICOS $Dw_r=0.210$ Y $DextDint=2.150$ PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA.....	80
FIGURA 38. SIMULACIÓN CON 50 RAYOS (A) Y DIAGRAMA DE INTENSIDAD (B) CON SIMULACIÓN DE 100000 RAYOS DE REFLECTOR SECUNDARIO CON FACTORES GEOMÉTRICOS $Dw_r=0.150$ Y $DextDint=3.500$ PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA.....	81
FIGURA 50. SIMULACIÓN CON 50 RAYOS DE REFLECTOR SECUNDARIO CON FACTORES GEOMÉTRICOS $Dw_r=0.280$, $DextDint=2.000$ Y $w_rMod=1.500$ PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA 83	83
FIGURA 51. SIMULACIÓN CON 50 RAYOS DE REFLECTOR SECUNDARIO SEGÚN EL MÉTODO APROXIMADO DE ZHU CON $FACTAltw_r=0$ Y $FACTDw_r=0.250$ PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA.....	84

FIGURA 52. SIMULACIÓN CON 50 RAYOS DE REFLECTOR SECUNDARIO SEGÚN EL MÉTODO APROXIMADO DE ZHU CON FACTALTW _R =0.200 Y FACTDW _R =0.200 PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA.....	84
FIGURA 53. SIMULACIÓN CON 50 RAYOS DE REFLECTOR SECUNDARIO SEGÚN EL MÉTODO APROXIMADO DE ZHU CON FACTALTW _R =0.500 Y FACTDW _R =0.200 PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA.....	85
FIGURA 33. EFICACIA ENERGÉTICA (A), INTENSIDAD MEDIA (B) Y RELACIÓN DE CONCENTRACIONES (C) PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA EN FUNCIÓN DE LOS FACTORES GEOMÉTRICOS DW _R Y ALTW _R PARA EL MODELO DE ZHU. SIMULACIÓN CON 50000 RAYOS	86
FIGURA 55. SIMULACIÓN CON 50 RAYOS DE REFLECTOR SECUNDARIO SEGÚN ZHU CON FACTORES GEOMÉTRICOS DW _R =0.4000 Y ALTW _R =0.500 PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA	87
FIGURA 38. SIMULACIÓN CON 50 RAYOS (A) Y DIAGRAMA DE INTENSIDAD (B) CON SIMULACIÓN DE 100000 RAYOS DE REFLECTOR SECUNDARIO SEGÚN ZHU CON FACTORES GEOMÉTRICOS DW _R =0.150 Y ALTW _R =0.500 PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA	88
FIGURA 38. SIMULACIÓN CON 50 RAYOS (A) Y DIAGRAMA DE INTENSIDAD (B) CON SIMULACIÓN DE 100000 RAYOS DE REFLECTOR SECUNDARIO SEGÚN ZHU CON FACTORES GEOMÉTRICOS DW _R =0.210 Y ALTW _R =2.150 PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA	89
FIGURA 38. SIMULACIÓN CON 50 RAYOS (A) Y DIAGRAMA DE INTENSIDAD (B) CON SIMULACIÓN DE 100000 RAYOS DE REFLECTOR SECUNDARIO SEGÚN ZHU CON FACTORES GEOMÉTRICOS DW _R =0.220 Y ALTW _R =0.500 PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA	89
FIGURA 62. EFICACIA ENERGÉTICA (A), EFICACIA EXERGÉTICA (B), INTENSIDAD MEDIA (C) Y RELACIÓN DE CONCENTRACIONES (D) ANUAL SEGÚN LOS FACTORES GEOMÉTRICOS DW _R Y DEXTDINT DE UN RECEPTOR CPC SIN INTENSIDAD MÍNIMA REQUERIDA. SIMULACIÓN CON 20000 RAYOS.....	92
FIGURA 62. EFICACIA ENERGÉTICA (A), EFICACIA EXERGÉTICA (B), INTENSIDAD MEDIA (C) Y RELACIÓN DE CONCENTRACIONES (D) ANUAL SEGÚN LOS FACTORES GEOMÉTRICOS DW _R Y ALTW _R DE UN RECEPTOR SEGÚN EL MODELO DE ZHU SIN INTENSIDAD MÍNIMA REQUERIDA. SIMULACIÓN CON 20000 RAYOS	93
FIGURA 70. ESTRUCTURA DE DESCOMPOSICIÓN DEL PROYECTO (EDP).....	105
FIGURA 71. DIAGRAMA PERT EN VISTA DE GANTT	108
FIGURA 33. EFICACIA ENERGÉTICA (A), INTENSIDAD MEDIA (B) Y RELACIÓN DE CONCENTRACIONES (C) PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA EN FUNCIÓN DE LOS FACTORES GEOMÉTRICOS DW _R Y DEXTDINT PARA UN CPC CON w _R MOD=0.500. SIMULACIÓN CON 50000 RAYOS.....	109
FIGURA 33. EFICACIA ENERGÉTICA (A), INTENSIDAD MEDIA (B) Y RELACIÓN DE CONCENTRACIONES (C) PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA EN FUNCIÓN DE LOS FACTORES GEOMÉTRICOS DW _R Y DEXTDINT PARA UN CPC CON w _R MOD=0.750. SIMULACIÓN CON 50000 RAYOS.....	110
FIGURA 33. EFICACIA ENERGÉTICA (A), INTENSIDAD MEDIA (B) Y RELACIÓN DE CONCENTRACIONES (C) PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA EN FUNCIÓN DE LOS FACTORES GEOMÉTRICOS DW _R Y DEXTDINT PARA UN CPC CON w _R MOD=1.250. SIMULACIÓN CON 50000 RAYOS.....	111
FIGURA 33. EFICACIA ENERGÉTICA (A), INTENSIDAD MEDIA (B) Y RELACIÓN DE CONCENTRACIONES (C) PARA EL DÍA 15 DE JUNIO A LAS 12 DEL MEDIODÍA EN FUNCIÓN DE LOS FACTORES GEOMÉTRICOS DW _R Y DEXTDINT PARA UN CPC CON w _R MOD=1.250. SIMULACIÓN CON 50000 RAYOS.....	112

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. PORCENTAJE DE LA ENERGÍA RENOVABLE PARA LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD (INCLUYENDO HIDROELÉCTRICA). FUENTE: ENERDATA (2016) ENERGY STATISTICAL YEARBOOK. ELABORACIÓN PROPIA	25
TABLA 2. VALORES MÍNIMOS DE D_{EXT}/D_{INT} PARA DIFERENTES VALORES DE DW_R	63
TABLA 3. VALORES MÁXIMOS DE RENDIMIENTO ÓPTICO E INTENSIDAD MEDIA SEGÚN LA RELACIÓN DE CONCENTRACIONES	75
TABLA 4. FACTORES GEOMÉTRICOS DEL CPC CON $w_{RMod}=1.000$ ÓPTIMOS SEGÚN SE TIENE TUBO DE VACÍO O TUBO SIMPLE. ESTOS VALORES SON APROXIMADOS	83
TABLA 5. VALORES MÁXIMOS DE RENDIMIENTO ÓPTICO E INTENSIDAD MEDIA SEGÚN LA RELACIÓN DE CONCENTRACIONES	87
TABLA 6. FACTORES GEOMÉTRICOS DEL MODELO DE ZHU ÓPTIMOS SEGÚN SE TIENE TUBO DE VACÍO O TUBO SIMPLE. ESTOS VALORES SON APROXIMADOS	90
TABLA 7. CUADRO COMPARATIVO CPC Y ZHU. SIMULACIÓN INSTANTÁNEA.	91
TABLA 8. COMPARACIÓN DESEMPEÑO ANUAL CPC Y MODELO DE ZHU (VALORES APROXIMADOS).....	94
TABLA 9. RENDIMIENTO GLOBAL ANUAL DEL CPC Y DEL MODELO DE ZHU	94
TABLA 10. ESTIMACIÓN DEL COSTE DEL TFG.....	106

1 INTRODUCCIÓN

1.1 CONTEXTO ENERGÉTICO GLOBAL Y PAPEL DE LAS RENOVABLES

1.1.1 Rumbo de la energía a nivel mundial

La suficiencia y la seguridad energética son dos aspectos fundamentales para garantizar la prosperidad económica y social en el mundo. Además, como las actividades relacionadas con la energía tienen un impacto ambiental significativo, resulta indispensable disponer de un sistema energético que cubra las necesidades de las economías y al mismo tiempo respete el medio ambiente. Por todo esto, los tres objetivos cuya consecución debería conducir a un sistema energético adecuado son: la seguridad en el suministro, el incremento de la competitividad a costa de la disminución de costes y la preocupación ambiental (WEC, 2016).

Según la AIE (2016) se avecinan grandes cambios en el panorama energético global. Como resultado de estas transformaciones, se espera que las renovables y el gas natural jueguen un papel importante a la hora de satisfacer el aumento de la demanda energética que va de la mano del crecimiento demográfico. Se prevé que la demanda de energía a nivel global aumente un 36% en el periodo 2011-2030 (Marchetti, 2009).

“Podemos ver cuáles son los claros ganadores para los próximos 25 años: el gas natural y, de manera especial, la eólica y la solar, sustituyendo al ganador de los anteriores 25 años, el carbón” apunta el Dr. F. Birol, director ejecutivo de la AIE. Señala también que son las políticas públicas las que determinarán el rumbo y el futuro de la energía a nivel mundial.

Sin embargo, un análisis detallado de los compromisos del reciente Acuerdo de París contra el Cambio Climático revela que la era de los combustibles fósiles está aún muy lejos de su fin. Alcanzar objetivos climáticos ambiciosos supone un gran reto. Sin embargo, tanto las políticas públicas como la reducción de costes en todo el sector energético permitirán duplicar el peso de las energías renovables y la eficiencia energética en los próximos 25 años (AIE, 2016).

1.1.2 El petróleo, el carbón y el gas natural

Esta transformación del mix energético global descrita en el World Energy Outlook 2016 de la AIE significa cambios también en la seguridad energética. Las preocupaciones tradicionales relacionadas con el suministro de petróleo y gas natural no solo se mantienen sino que además se ven reforzadas por las caídas récord de las inversiones. El informe muestra que otro año de bajas inversiones en petróleo crearía un riesgo significativo de déficit en unos años. La volatilidad del precio del crudo, la fuerte dependencia de los países importadores y los conflictos que conducen a crisis energéticas refuerzan la opción de las renovables. Debido a todos estos factores, A. Z. Yamani, ministro del Petróleo de Arabia Saudí de 1962 a 1986, mencionó en 1973 que “la

edad de piedra terminó antes de que se acabaran las piedras y la edad del petróleo se terminará antes de que se acabe el petróleo”.

Sin embargo, como ya se ha mencionado, la demanda global de petróleo continuará su crecimiento, debido sobre todo a la falta de alternativas sencillas en el transporte por carretera, aviación y petroquímicas. No obstante, se prevé que la demanda de petróleo por parte de turismos disminuya a pesar de que el número de este tipo de vehículos se estima el doble dentro de 25 años. Esto se puede deber, principalmente, a mejoras en la eficiencia, pero también a los biocombustibles y a los vehículos eléctricos (WEC, 2016).

Según la AIE (2016), la demanda de carbón apenas crecerá durante los próximos 25 años, dado que la demanda en China, mayor consumidor de carbón del mundo, empieza a disminuir, cosa que hizo en 2015 por primera vez en este siglo (WEC, 2016) gracias a los esfuerzos por combatir el grave problema de la contaminación atmosférica y gracias a la diversificación de los combustibles.

El mercado del gas natural también está cambiando, debido al crecimiento del comercio con gas natural licuado (AIE, 2016).

Como conclusión, se prevé que el petróleo y el gas natural continúen siendo esenciales para cubrir la demanda, pero que el crecimiento de las renovables y de la eficiencia energética disminuya la importación de estos. Por otro lado, la naturaleza variable de las renovables, especialmente de la eólica y la solar, suponen un nuevo reto en cuanto a seguridad energética.

1.1.3 Acuerdo de París

La AIE (2016) cree que el cumplimiento de los compromisos internacionales fruto del Acuerdo de París, que entró en vigor en noviembre de 2016, solo conseguirá ralentizar el crecimiento previsto de las emisiones de carbono, que disminuirían desde una media de 650 millones de toneladas al año que se emitieron en el 2000 hasta en torno a 150 millones de toneladas al año en 2040. El crecimiento anual sería de un 0.5%.

Si se cumplieran los compromisos, en 2040 las renovables pasarían a constituir un 37% de la matriz energética global, superior al 23% actual. Además, habría 150 millones de vehículos eléctricos, en comparación con los 1.3 millones que circulan hoy en día. En cuanto al gas natural, habría un incremento de un 50% en la demanda, desplazando al carbón en el mix energético global (AIE, 2016).

Esto supondría un logro importante, pero solo limitaría el incremento de la temperatura global en 2.7°C para 2100, lejos de conseguir los 2°C deseados, situación para la cual habría que conseguir que todo el sector energético tuviera cero emisiones de carbono (AIE, 2016).

1.1.4 Papel de las renovables

Según el Consejo Mundial de la Energía (2016), cerca del 85% de la energía primaria a nivel global procede de combustibles fósiles: petróleo, carbón y gas natural. En 2015, apenas un 10% de la energía primaria procedía de fuentes renovables (Figura 1). Aunque esto

supone un aumento de dos puntos porcentuales con respecto al 2005, si se compara este valor con el porcentaje en el que contribuyen las renovables a la producción de electricidad, se observa que ronda el 20% y en Europa alcanza el 34.2% (Tabla 1). Además, según se puede ver en la Tabla 1, en España, las renovables cubren en torno a un 40% de la demanda eléctrica (REE, 2016). Esto quiere decir que las renovables juegan un papel esencial en cuanto a generación eléctrica y deberá aprovecharse para potenciar su desarrollo.

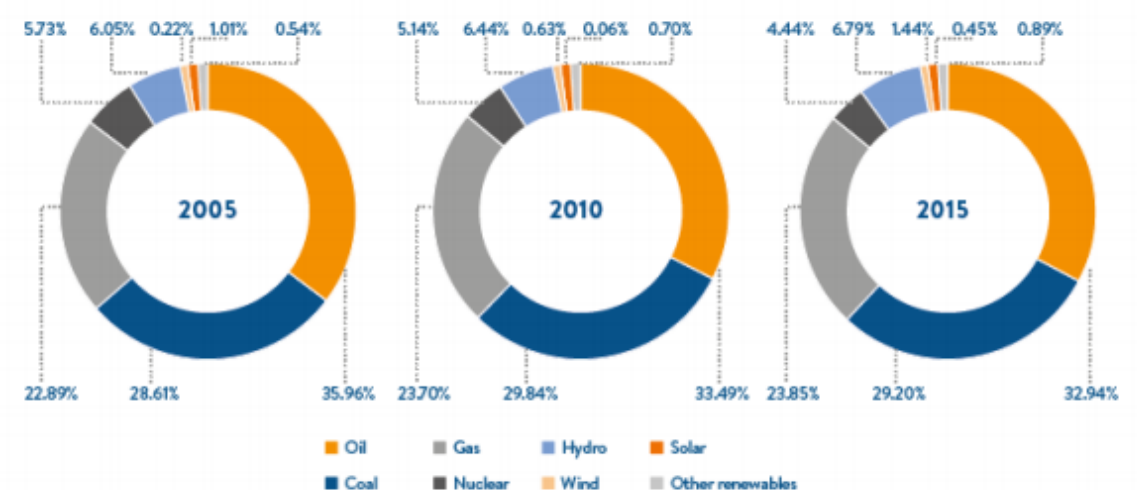


Figura 1. Consumo de energía primaria en los últimos 15 años a nivel mundial. Fuente: WEC (2016)

Región	% de energía renovable en la producción de electricidad 2005	% de energía renovable en la producción de electricidad 2010	% de energía renovable en la producción de electricidad 2015
África	16.9%	17.4%	18.9%
Asia	13.9%	16.1%	20.3%
CEI	18%	16.7%	16.1%
Europa	20.1%	25.7%	34.2%
América Latina	59.3%	57.7%	52.4%
Oriente Medio	4.3%	2.0%	2.2%
Norteamérica	24%	25.8%	27.7%
Pacífico	17.9%	18.6%	25.0%

Tabla 1. Porcentaje de la energía renovable para la producción de electricidad (incluyendo hidroeléctrica). Fuente: Enerdata (2016) Energy Statistical Yearbook. Elaboración propia

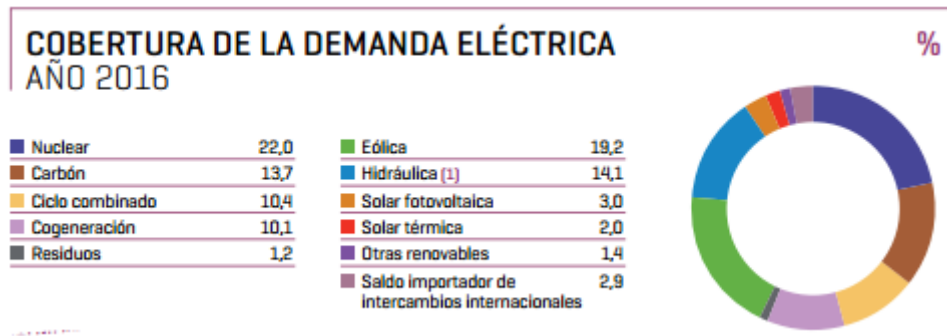


Figura 2. Cobertura de la demanda eléctrica en España, año 2016. Fuente: (REE, 2016)

1.2 ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

1.2.1 Situación actual

El sol es sin duda la mayor fuente de energía de la cual se dispone. Cada hora llega a la Tierra más energía de la que se consume en todo el mundo en un año (SPG, 2017).

La energía solar experimenta en la actualidad un rápido crecimiento debido a la alta inversión en esta por parte de los gobiernos y las compañías, lo que se traduce en una caída de los costes y un impulso a la innovación tecnológica.

El aumento de las inversiones se debe a la convicción de que la energía solar puede contribuir de manera significativa a afrontar los retos actuales en materia energética y cambio climático. Los países necesitan reducir sus emisiones contaminantes y, además, obtener una mayor independencia energética ante un escenario de: volatilidad de los precios de los combustibles fósiles, aumento importante de la demanda energética y de las emisiones de CO₂ en los países emergentes (Abengoa Solar, 2017) y la disminución de la generación nuclear en la matriz energética de algunos países, sobre todo los de Europa Occidental y Norteamérica (IAEA, 2016).

A finales de 2015, la energía solar, tanto térmica como fotovoltaica, producía el 1% de toda la energía eléctrica del mundo (WEC, 2016).

1.2.2 Sistemas STC

La energía solar se puede aprovechar para la generación de electricidad mediante dos tecnologías bien diferenciadas: la solar termoeléctrica de concentración y la solar fotovoltaica.

La energía solar térmica o termosolar es básicamente el aprovechamiento térmico de la energía solar. Esto puede conseguirse de dos maneras: sin mediación de elementos mecánicos; es decir, de forma pasiva, o con mediación de elementos mecánicos; es decir, de forma activa (Observatorio Tecnológico de la Energía, 2012). Además, su tecnología varía según las aplicaciones, que se agrupan por ser de baja/media temperatura (forma pasiva) o de alta temperatura (forma activa).

Las tecnologías termoeléctricas de concentración o Solar Térmica de Concentración (STC) se fundamentan en el aprovechamiento solar que se produce con mediación de elementos mecánicos destinados a la orientación de los rayos para la concentración de la energía. Así se consiguen elevadas temperaturas que activan determinados ciclos termodinámicos que mueven otros elementos mecánicos, como turbinas, para la producción de electricidad.

Para lograr elevadas temperaturas se requiere concentrar la energía solar de la forma más económica y eficiente posible. Las temperaturas pueden ser desde 200 °C hasta más de 750 °C. La capacidad máxima de las plantas actuales ronda los 400 MW, pero puede llegar a ser mucho mayor (ESTELA, Greenpeace International y SolarPACES, 2016).

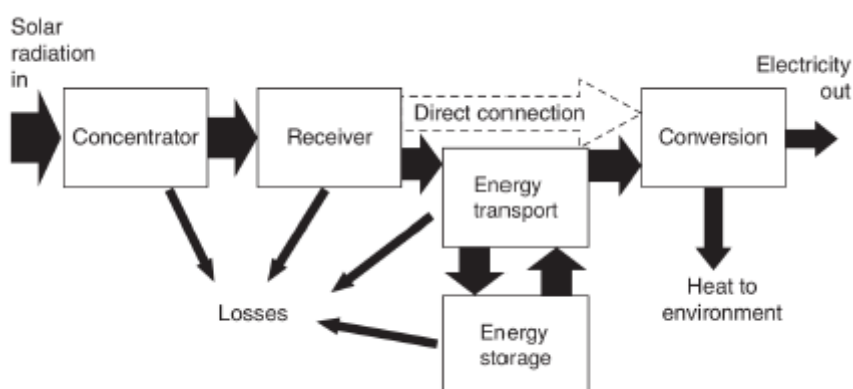


Figura 3. Representación esquemática de los componentes de un sistema STC. Fuente: (Lovegrove & Pye, 2012)

Observando la Figura 3, se comprueba que el funcionamiento es sencillo. La radiación concentrada es interceptada por un receptor, donde es convertida en energía térmica. Llegados a este punto pueden ocurrir dos cosas: que la energía sea convertida en electricidad en el mismo receptor (en el caso del Disco Stirling) o que haya que transportarla a otro lugar para su conversión. Existe también un proceso de transferencia de calor entre el receptor y el fluido de trabajo, en el que tienen lugar pérdidas de calor. La eficiencia global de solar a electricidad es el producto de varias eficiencias (Lovegrove & Pye, 2012) según aparece en la ecuación (1).

$$\eta_{\text{sistema}} = \eta_{\text{óptico}} \cdot \eta_{\text{receptor}} \cdot \eta_{\text{transporte}} \cdot \eta_{\text{almacenamiento}} \cdot \eta_{\text{conversión}} \quad (1)$$

Los dos primeros términos se refieren a la colección y transferencia de la radiación al fluido de trabajo o HTF (Heat Transfer Fluid) y se comentarán más adelante. El resto se refiere al rendimiento característico del transporte de energía, de almacenamiento y de conversión de la misma.

1.2.3 Tipos de sistemas STC

Las tecnologías utilizadas en sistemas de energía STC son cuatro:

- Captadores cilindro-parabólicos (CCP)
- Centrales de torre (CT)
- Discos parabólicos Stirling (DS)
- Receptores lineales Fresnel (RLF)

1.2.3.1 Captadores cilindro-parabólicos

Esta tecnología es la más extendida a nivel global de entre todas las STC, y en particular en España. En nuestro país existen 50 plantas de STC (2303.9 MW), 45 de las cuales utilizan tecnología CCP. Todas las plantas de CCP tienen una capacidad de 50 MW, excepto una híbrida con biomasa en Lleida, que tiene una capacidad de 22,5 MW (Protermo Solar, 2015).

Estos colectores concentran la radiación solar mediante espejos móviles con forma parabólica en una tubería absorbente que pasa por el eje de la parábola. Por el interior de esta tubería circula un fluido que se calienta y puede alcanzar temperaturas de hasta 393°C. Con el fin de maximizar la eficiencia térmica, los receptores son de tubo de vacío, que consisten en una cubierta tubular de vidrio que rodea un tubo de acero por donde circula el fluido. El vacío entre estas dos superficies reduce las pérdidas por convección al aislar la pared del tubo del aire y también permite el uso de recubrimientos con altos valores de absorptividad y bajos de emisividad (Abbas R., 2015).

Estos sistemas tienen eficiencias anuales de conversión de radiación en electricidad de 15-17% (Pitz-Paal, 2012), índices de concentración de entre 70 y 80 soles y desarrollan potencias de entre 10 y 300 MW (IRENA, 2012).

El factor de llenado, que es la relación entre la superficie ocupada por los espejos y la superficie total de terreno ocupada por la instalación, ronda el 30% (Sait, Martínez-Val, Abbas, & Muñoz-Antón, 2015).

Sus puntos débiles son principalmente dos: las potenciales fugas del fluido térmico a través de las juntas rotativas que hay en los extremos de cada colector móvil y la necesidad de mantener el vacío dentro de la cubierta de vidrio. Además, el peso elevado de estos sistemas implica altos costes y uso de material (Abbas R., 2015).



Figura 4. Andasol 1, Aldeire, Granada, España

1.2.3.2 Concentrador de torre

Utilizan un campo de “heliostatos” que giran siguiendo la posición del sol en doble eje (elevación y azimut) para orientar los rayos hacia un receptor situado en lo alto de una torre por el que circula un fluido transmisor de calor. Este fluido puede alcanzar una temperatura de hasta 565 °C si se trata de sales fundidas, como ocurre en el caso de la planta Gemasolar de Torresol (Sevilla, España) que además tiene una capacidad de 20 MW y 15 horas de almacenamiento (Protermo Solar, 2015). Estas sales van a un intercambiador de calor para generar vapor de agua. La potencia puede estar entre 10 y 135 MW. La planta con concentrador de torre más grande del mundo se está construyendo en Qinghai, China (NREL, 2017). Es una planta de 135 MW que comenzará a funcionar en 2017.

El concentrador de torre tiene diferentes configuraciones según como estén colocados los heliostatos con respecto al receptor. La localización puntual del receptor en lugar de lineal reduce en gran medida el coste de bombeo del fluido y las pérdidas de energía debidas al transporte del mismo (Lovegrove & Stein, 2012).

Tiene una eficiencia de conversión anual de radiación a electricidad de 15-17%, más o menos similar a la de CCP (Pitz-Paal, 2012) y una concentración de en torno a 1000 soles. Estas plantas requieren una gran cantidad de espacio y por eso se utilizan para la producción de electricidad a gran escala.



Figura 5. Gemasolar, Sevilla, España

1.2.3.3 Discos parabólicos Stirling

Esta tecnología, que solo cuenta con prototipos, es capaz de concentrar la radiación solar entre 1000 y 4000 veces sobre su foco (Abengoa Solar, 2017), donde normalmente se instala un motor Stirling. El trabajo mecánico realizado por este motor se basa en la expansión y contracción de un gas, que puede ser hidrógeno, mediante el paso de un foco caliente a uno frío de forma cíclica. Al existir un intercambiador de calor en la zona focal del concentrador, éste absorbe la radiación solar concentrada, calentando el medio caloportador (hidrógeno) que alcanza temperaturas de más de 750 °C (Abengoa Solar, 2008). Esto permite alcanzar unas cifras de eficiencia anual de conversión radiación-electricidad de en torno a un 30% (Baharoon, Rahman, Omar, & Fadhl, 2015). Cada disco es capaz de generar una potencia nominal de entre 10 y 25 kW.

El disco Stirling presenta dos ventajas. La primera es que al ser el motor de combustión externa, el aporte energético puede realizarse mediante la luz solar recogida por el disco parabólico y concentrada en su zona focal. Se trata de un ciclo de alto rendimiento termodinámico. La segunda es que el motor Stirling lleva acoplado un alternador, de manera que dentro de un mismo bloque situado en el foco del disco concentrador se realiza la transformación de radiación en electricidad (PSA, 2017), por lo que no existen pérdidas de transporte. Además, no consumen agua más que para la limpieza de los propios discos.

Sin embargo, la mayor desventaja es que no permiten el almacenamiento de energía, lo que convierte a los módulos fotovoltaicos en competidores directos, más económicos, establecidos y fiables.



Figura 6. Maricopa Solar Project, Arizona, EEUU

1.2.3.4 Concentradores lineales Fresnel

Cuentan con espejos ligeramente curvados en el plano transversal, que reflejan la luz solar incidente sobre un receptor lineal situado por encima de ellos. El fluido de trabajo fluye a lo largo del receptor e incrementa su entalpía en términos de calor sensible y latente (Abbas R., 2015). Estos sistemas buscan una potencial reducción de costes aún a costa de una cierta pérdida de concentración y eficiencia. Los espejos simulan la curvatura de los espejos cilindro-parabólicos, que son más caros, variando el ángulo de cada fila con un solo eje de rotación para el seguimiento.

Una diferencia importante con los CCP es que los colectores Fresnel utilizan un receptor fijo. Por ello, las conexiones del sistema de tuberías no necesitan ser flexibles, lo cual permite que el fluido de trabajo no tenga límite de presión porque se minimiza el riesgo de fugas y se facilita la selección de este fluido, un menor coste y una mayor sencillez operativa y de mantenimiento.

La tecnología Fresnel tiene las eficiencias más bajas de entre todas las tecnologías STC, y cuando se mejore su eficiencia óptica será la competidora directa de la tecnología CCP. Los concentradores Fresnel tienen una eficiencia de conversión radiación solar a electricidad anual de 8-10% (Pitz-Paal, 2012). Su índice de concentración está en torno a los 60 soles.

1.2.3.5 Conclusiones

Como se ha expuesto en la descripción de cada tecnología, los concentradores puntuales (disco Stirling y concentrador de torre) alcanzan factores de concentración mayores que los colectores lineales, lo cual conduce a temperaturas más elevadas, y por consiguiente a mayores exergías (Abbas R., 2015).

De la misma forma, los concentradores con receptor móvil tienen mayores factores de concentración y eficiencias que los de receptor fijo.

Sin embargo, podría decirse que la eficiencia no es un valor crítico en las energías renovables, dado que la fuente de energía es inagotable. Aun así, sí que es cierto que las bajas eficiencias conducen a instalaciones de mayor extensión para conseguir la misma producción de energía eléctrica, lo que incrementa el coste si no se reduce por otros caminos de innovación tecnológica.

1.2.4 Estado del arte de la STC

Las primeras plantas STC comerciales fueron construidas en los años 80 en California. Después de un parón en su actividad durante los 90, renacieron en el 2000 impulsadas por políticas de apoyo que dieron lugar a proyectos comerciales en España y EEUU. Como resultado, estos dos países reunían en torno al 88% de la capacidad total instalada a finales de 2015 (IRENA, 2016) (REN21, 2016). Este fue un año clave para la expansión del mercado más allá de España y EEUU. Actualmente, se están construyendo plantas en Australia, Chile, China, India, Israel, México, Arabia Saudí y Sudáfrica. Marruecos y Sudáfrica sobrepasaron a los EEUU en cuanto a capacidad añadida, convirtiéndose Marruecos en el primer país en desarrollo en aparecer en el top cinco del mercado de STC global (REN21, 2016). El hecho de que el mercado se haya abierto a otros países ofrece una oportunidad importante de reducción de costes, aprovechando las economías de escala (IRENA, 2016). A principios de 2016 existían numerosos proyectos en construcción y se espera que nuevas plantas entren en operación este año (2017) (REN21, 2016).

Los CCP son la tecnología dominante, contando con cerca del 85% de la capacidad acumulada instalada a finales de 2015. Las torres solares, aún con proyectos comerciales piloto, representan un 10% de la capacidad total instalada de STC (IRENA, 2016). Fresnel y el disco Stirling han sido eclipsados por estas tecnologías durante años.

A pesar de ello, en la actualidad, existe una tendencia a emplear otras tecnologías de STC en futuros proyectos como resultado de mejoras en su funcionamiento. El uso de tecnologías CCP en plantas operativas es del 95.7%, pero en proyectos en construcción ha caído a un 73.4%. Mientras tanto, la presencia de colectores Fresnel, concentradores de torre y discos Stirling en plantas operativas es de un 2.07%, 2.24% y 0% respectivamente, mientras que para proyectos de plantas de nueva construcción estos porcentajes han crecido y han pasado a ser de un 5.74%, 20.82% y 0.052% respectivamente (Baharoon, Rahman, Omar, & Fadhl, 2015).

1.2.5 Almacenamiento

Por primera vez, todas las instalaciones añadidas en 2015 (y posteriores) incorporan capacidad de almacenamiento de energía térmica, una característica esencial para mantener la competitividad de STC en el mercado energético (REN21, 2016). Desde 2010, el 40% de las plantas españolas incluyen de 5 a 10 horas de capacidad de almacenamiento (ESTELA, Greenpeace International y SolarPACES, 2016).

1.2.6 Diferencias entre la STC y la fotovoltaica

La tecnología fotovoltaica consiste en el aprovechamiento directo de la radiación solar para generar electricidad, sin pasar por la transformación de la radiación en energía térmica. Para ello, se utilizan materiales semiconductores que generan una corriente continua. Existen diferentes tipos de módulos fotovoltaicos: monocristalinos de silicio, policristalinos de silicio, de silicio amorfo, thin-film... (Rahman, Salehin, Ahmed, & Sadrul Islam, 2016). La tecnología fotovoltaica es capaz de captar la radiación directa, como la termosolar, pero además capta la radiación difusa y la reflejada. La radiación directa normal (DNI) es la que se mide sobre un supuesto plano perpendicular a los rayos solares (Lovegrove & Stein, 2012).

A diferencia de la solar termoeléctrica, que es capaz de almacenar el calor y seguir generando electricidad, la fotovoltaica tiene limitaciones en cuanto al almacenamiento, pues las baterías son más caras y menos eficientes. La escasa seguridad de abastecimiento y la necesidad de apoyo con fuentes alternativas es una desventaja de la PV que soluciona la STC (Abbas R., 2015).

Además, gracias a la gestión flexible de las plantas termoeléctricas, la curva de producción agregada se acopla perfectamente a la curva de demanda eléctrica nacional diaria, como se puede observar en la Figura 7.

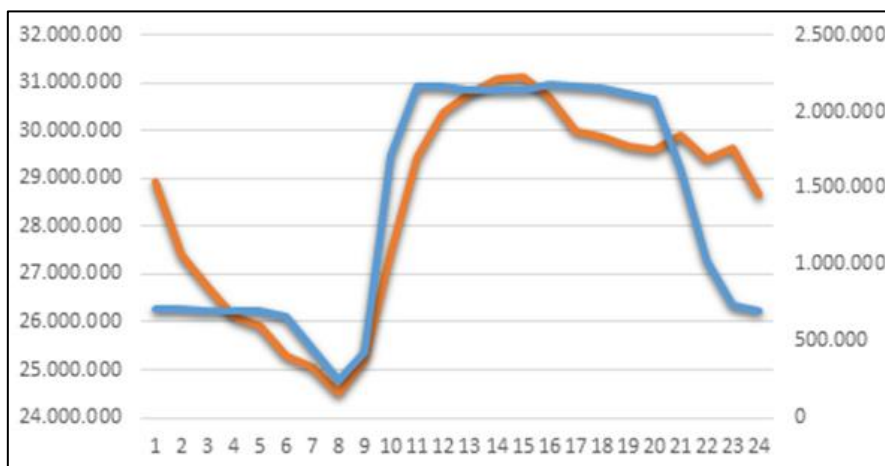


Figura 7. Curva de producción termosolar diaria y demanda eléctrica. Fuente: (Protermo Solar, 2017)

Sin embargo, la fotovoltaica se extendió al reducir sus costes mucho más rápidamente (un 80% en los últimos 6 años según José Donoso, director general de la Unión Española

Fotovoltaica) y ser su instalación más rápida y sencilla, ya que los sistemas son modulares, lo que implica que pueden ser instalados en sistemas desde algunos cientos de W (sobre tejado) hasta cientos de MW. Esta flexibilidad es importante cuando se trata de sistemas que no son lo suficientemente maduros, y es una ventaja frente a las plantas STC. Por este motivo, los dos únicos países que apostaron por la STC desde un principio fueron España y EEUU (Abbas R., 2015) (AIE, 2014).

En la actualidad, la potencia instalada en fotovoltaica en todo el mundo supera los 300 GW (PVMA, 2016). Esta potencia es mucho mayor a los 5 GW de la solar termoeléctrica, lo que repercute en un abaratamiento de los costes.

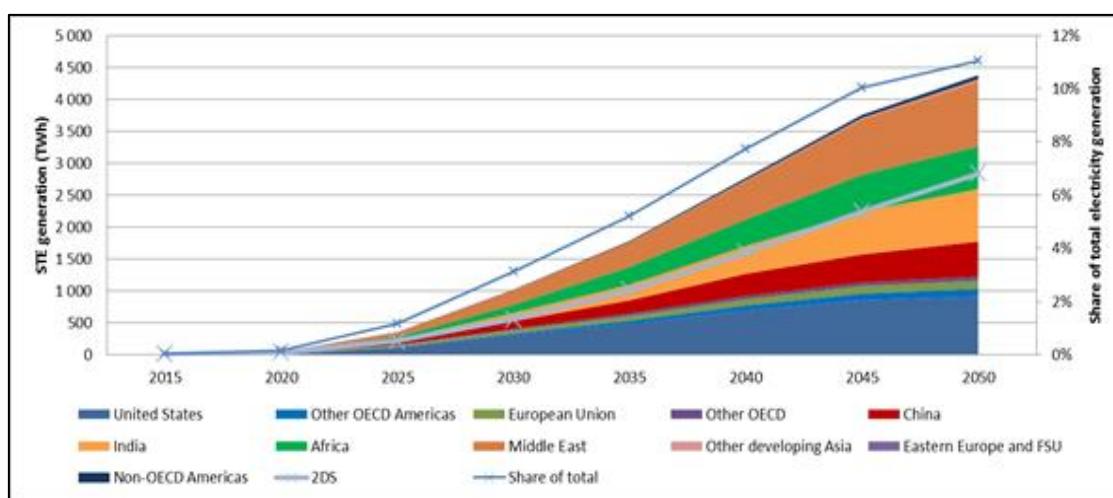


Figura 8. Producción de electricidad solar térmica, previsión global. Fuente: (AIE, 2014)

España, que lideró el mercado de la fotovoltaica en 2008, ha desaparecido prácticamente del panorama debido a los cambios políticos retroactivos que paralizaron las inversiones y generaron desconfianza y al nuevo impuesto sobre autoconsumo (REN21, 2016).

El costo de la PV cayó un 80% entre 2008 y 2015 (IRENA, 2016). El LCOE (en la Sección 1.2.7 se define) de la PV podría caer un 59% entre 2015 y 2025, con unos costes de 0.03-0.12 €/kWh por planta en 2025.

Se prevé la misma tendencia para los costes totales de instalación de la STC, que también caerían entre un 33% (CCP) y un 37% (torre) por 2025, para plantas con 7.5 y 9 horas de almacenamiento, respectivamente (IRENA, 2016).

En el siguiente apartado se profundiza en los costes de la STC.

1.2.7 Costes de la STC

Las renovables tienen, en general y a diferencia de los combustibles fósiles y la biomasa, altos costes de inversión, moderados costes de O&M y muy bajos o nulos costes de combustible. Esto es bueno, como se ha comentado anteriormente, porque no se ve afectado por la volatilidad de los mercados de combustibles fósiles. Sin embargo, las

tecnologías renovables son más sensibles a los cambios en los costes de capital y a las condiciones de financiación, pues en algunos casos la tecnología es poco madura.

Un indicador clave es el LCOE, que es la valoración económica del coste del sistema de generación eléctrica que incluye todos los costes a lo largo de la vida útil del proyecto. Los parámetros más importantes que determinan el LCOE de las plantas STC son:

- El coste de inversión (desarrollo del sitio, costes de componentes y sistemas, montaje, conexión a la red y financiación)
- El factor capacidad y la eficiencia
- El DNI local
- Los costes de operación y mantenimiento (incluyendo seguros)
- El coste de capital, vida económica, etc.

Es importante destacar que el LCOE de las plantas STC está fuertemente correlacionado con el DNI. Muchos autores coinciden al afirmar que la STC es especialmente adecuada en las zonas semiáridas que van de latitudes de 15-20° a 40° (cerca de los trópicos), que son las que tienen mayor radiación normal directa, pero no radiación difusa, la cual predomina en las zonas húmedas y nubosas, cercanas al ecuador (Abbas R., 2015).

Asumiendo un DNI base de 2100 kWh/m²/año (un valor típico en España), se estima un descenso del LCOE de un 4.5% por cada 100 kWh/m²/año que el DNI excede el valor de 2100 (A. T. Kearney & ESTELA, 2010).

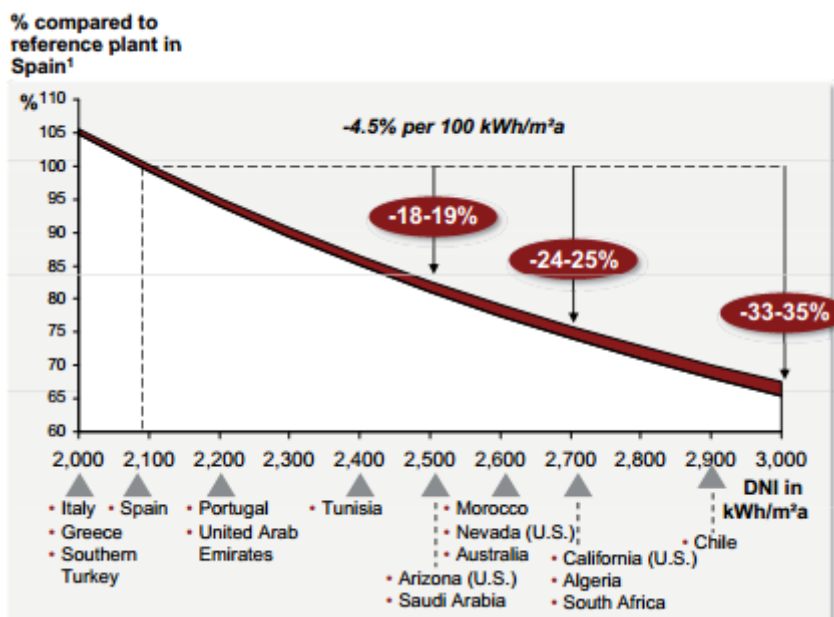


Figura 9. El LCOE de las plantas STC en función del DNI. Fuente: (A. T. Kearney & ESTELA, 2010)

Debido a su mayor grado de implementación, los costes de inversión los CCP están más claros que los de los concentradores de torre. En los países de la OCDE, los costes de inversión para plantas CCP sin almacenamiento están entre los 4600-8000 USD/kW. En los países que no son de la OCDE, que tienen una menor estructura de costes, los costes

de inversión están entre los 3500 y los 7300 USD/kW (IRENA, 2015). Las plantas STC con almacenamiento tienen mayores costes de inversión, pero permiten mayor factor capacidad, mejor gestión y normalmente menor LCOEs (especialmente para concentradores de torre de sales fundidas).

Para plantas CCP y torres con almacenamiento de entre 4 y 8 horas, instaladas en España entre 2007 y 2013, los costes de inversión estaban entre 6800 USD/kW y 12800 USD/kW. A partir de 2013, los costes disminuyeron y quedaron en un rango de 6100 a 8100/kW. Las últimas plantas CCP se estima que tengan unos costes de inversión de alrededor de 5500/kW, y las torres de 5700/kW (IRENA, 2016).

Un análisis de 2015 estima unos costes de O&M para la STC de 0.02-0.03 USD/kWh para CCP y 0.03-0.04 USD/kWh para CT (IRENA, 2016).

En la Figura 10 se observa una caída significativa en el coste de la electricidad (LCOE) tanto en solar térmica como en fotovoltaica de 2010 a 2015.

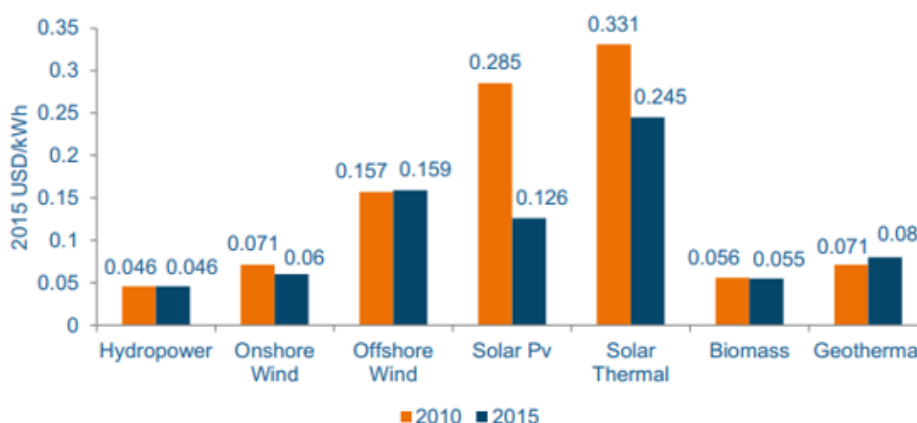


Figura 10. Tendencia del coste de la electricidad según diversas fuentes renovables de 2010 a 2015. Fuente: (IRENA, 2016)

Aun así, según el (U.S. DOE, 2012), el LCOE de los STC en EEUU ha sufrido una importante caída de los 0.206 USD/kWh correspondientes a una CT sin almacenamiento de energía térmica, que era la última planta comercial de STC construida en los EEUU hasta la fecha, a un LCOE de USD 0.12/kWh basado en la estimación del NREL para una torre actual de sales fundidas con 10 horas de almacenamiento. La principal razón de esta caída del 30% de LCOE en 4 años reside en la introducción del almacenamiento con sales fundidas (NREL & Sandia National Laboratories, 2016).

La disponibilidad de sistemas PV con LCOEs más bajos supone un gran reto que deberá impulsar el desarrollo y crecimiento de los sistemas CSP (NREL & Sandia National Laboratories, 2016). En escenarios en los que las renovables tengan un papel relevante, estas dos tecnologías se complementarán entre ellas, la PV no podrá sustituir a la CSP (Abbas R., 2015).

1.2.8 Problemas de la STC

La energía solar termoelectrónica cuenta con ciertos inconvenientes que se convierten en retos tecnológicos y que están en vías de mejora.

Estas desventajas son:

- la fluctuación del nivel de radiación de una zona a otra y entre estaciones y el hecho de no ser capaz de captar la radiación difusa
- la necesidad de grandes extensiones de terreno
- la fuerte inversión inicial
- la baja eficiencia, en proceso de mejora
- el aislamiento de los lugares donde hay mayor radiación que impide el desarrollo de una actividad agrícola o industrial en la zona

Estos problemas requieren soluciones y mejoras técnicas que están siendo desarrolladas y que se centran sobre todo en la reducción de costes y aumento de la eficiencia y del factor de concentración.

Como se ha visto, los costes han caído notablemente desde el inicio pero su reducción sigue siendo un reto que se afrontará aumentando el volumen del mercado, lo que ocurrirá solo si existe una voluntad política que impulse esta tecnología, que rediseñe el mercado eléctrico y que de fiabilidad al sector. Las subvenciones e incentivos contribuirán a un buen clima para las inversiones y esto retribuirá en la aparición de soluciones innovadoras que reducirán costes y crearán buenas oportunidades de negocio.

1.2.9 Situación actual de España

Según el informe Global Status Renewables 2016 (REN21, 2016):

- España es el cuarto país del mundo con mayor capacidad de renovables instalada per cápita (sin incluir hidroeléctrica), con 0.7 kW de renovables por habitante. Dinamarca es el país con mayor capacidad de renovable per cápita (1.4 kW/hab). China posee 0.1 kW/hab y EEUU 0.40 kW/hab. La media mundial es de 0.1 kW por habitante.
- España está en la última posición en cuanto a potencia renovable instalada en el último año entre los 10 países que más capacidad poseen. Solo ha crecido 0.1 GW (todo en solar) en el último año.
- En solar, España es el octavo país del mundo seguido de cerca por India y Australia. España es el país que menos creció en 2015, con solo 0.1 GW de nueva potencia instalada, como se ha mencionado anteriormente.
- España sigue siendo, desde hace unos años, líder mundial en solar térmica de concentración, con 2.3 GW instalados a finales de 2015, a pesar de su escaso aumento de capacidad en los últimos años. La mitad de la potencia instalada global está en España, pues la total es de 5 GW en la actualidad.
- La producción mensual de energía eléctrica procedente de la termosolar aparece representada en la Figura 11. La producción termosolar ha ido aumentando en los últimos años a medida que ha aumentado el parque generador y conforme se ha mejorado la operación en las centrales. Hay que tener en cuenta que la demanda mensual suele rondar los 20000 GWh.

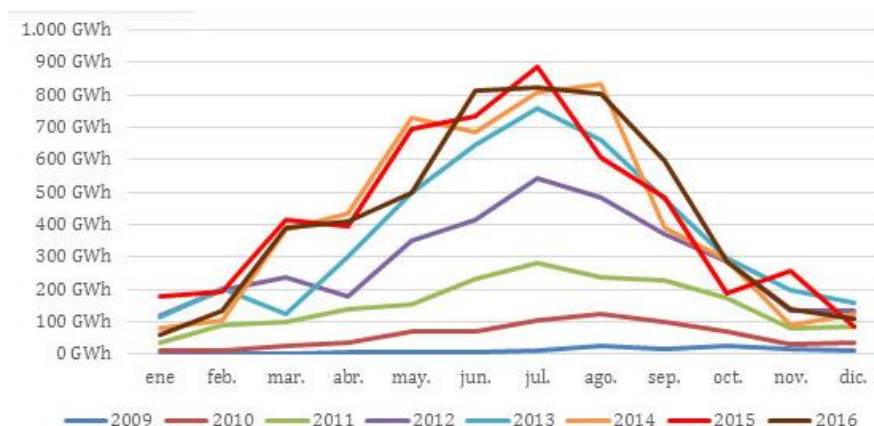


Figura 11. Producción termosolar mensual en España. Fuente: (Protermo Solar, 2017)

1.2.10 Perspectivas de futuro para la solar termoeléctrica

Un informe de ESTELA, Greenpeace International y SolarPACES (2016) pone de manifiesto cómo la energía solar termoeléctrica podría llegar a suministrar el 6% de la demanda total de electricidad para 2030 y alcanzar el 12% para el 2050, si se dan las condiciones adecuadas.

En los últimos diez años, la energía solar termoeléctrica se ha expandido con rapidez. Mientras que la potencia instalada en 2006 era de 0.5 GW, hoy alcanza los 5 GW, y se prevé que supere los 20 GW para 2020 y los 800 GW para 2050, en un escenario moderado.

Este informe maneja varios escenarios posibles para el desarrollo de esta tecnología. Con unas políticas públicas favorables y un aumento considerable de la eficiencia, la solar termoeléctrica podría crear 2.7 millones de puestos de trabajo para 2030. También podría reducir las emisiones de CO₂ en más de 37 mil millones de toneladas. Esta cantidad es equivalente a cuatro años de emisiones de CO₂ por parte del país más contaminante del mundo, China. Por lo tanto, la electricidad solar térmica, junto con la procedente de otras fuentes renovables, resulta clave en la dirección del sector energético hacia unas emisiones cero en 2050.

1.3 COLECTORES FRESNEL

1.3.1 ¿Por qué Fresnel?

La tecnología Fresnel tiene el factor de llenado más alto. Esto es una gran ventaja si el terreno es limitado o si se quiere utilizar esta tecnología para que forme un híbrido con una planta convencional existente y el terreno adyacente a dicha planta y libre es limitado (Baharoon, Rahman, Omar, & Fadhl, 2015). El factor de llenado en Fresnel ronda el 70% (Sait, Martínez-Val, Abbas, & Muñoz-Antón, 2015), muy superior al 30% de las que serían sus competidoras directas, las CCP.

El hecho de que los colectores lineales Fresnel requieran mucho menos espacio para generar la misma energía eléctrica que los CCP, su menor coste de mantenimiento y menor consumo de agua, pero, sobre todo, la sencilla y menos costosa fabricación en serie de los espejos casi planos sitúan a los colectores Fresnel en el punto de mira en cuanto a reducción de costes (Abbas R., 2015). A la sencilla fabricación se le une la facilidad de montaje, que se debe a que su estructura de apoyo metálica es más ligera (IRENA, 2012).

Además, en comparación con las torres solares, la naturaleza lineal de los CLFs es más adecuada para una limpieza automática y para mecanismos de O&M. Los espejos rotan a la misma velocidad. Este sistema uniaxial es mucho más económico y fácil de manejar que el sistema de las torres solares, en las que miles de heliostatos tienen su propio sistema de seguimiento solar automatizado (Zhu, Wendelin, Wagner, & Kutsche, 2014).

Otra ventaja de los CLFs es que resulta más sencillo realizar ampliaciones en una planta debido a su estructura lineal.

Por todo esto, pero sobre todo por la actual y potencial reducción de costes, resulta interesante la investigación de esta tecnología.

1.3.2 Plantas Fresnel en España

En España existen dos plantas de concentradores solares Fresnel: Puerto Errado I y Puerto Errado II, en Murcia (ambos de Novatec). El primero tiene una capacidad de 1.4 MW y el segundo de 30 MW.

También existe una planta piloto para la demostración de la tecnología Fresnel llamada "Fresdemo" instalada en la Plataforma Solar de Almería (PSA). Esta planta experimental pertenece actualmente al CIEMAT, pero está a disposición de Solar Power Group y del grupo alemán Man Ferrostaal para la ejecución de la segunda fase del proyecto con el apoyo científico-técnico de la PSA. Se trata de un módulo con una superficie total de espejos de 1433 m², montados en 25 filas paralelas (PSA, 2017).

En la tecnología CCP normalmente se utiliza un fluido caloportador, que suele ser aceite térmico, para la transferencia de calor mediante un intercambiador a un ciclo de vapor. Sin embargo, en casi todas las plantas actuales operativas de Fresnel, dentro del receptor hay agua que se evapora y ese vapor se conduce directamente a la turbina para generar electricidad. Por eso, este colector está diseñado para la producción directa de vapor a una presión máxima de 100 bar y una temperatura máxima de 450 °C. Esto se llama "generación directa de vapor" o "direct steam generation" (DSG) (SPG, 2017) y supone la ventaja de poder trabajar a mayor temperatura que si el fluido caloportador fuera aceite térmico (Fernández-García, y otros, 2014).

Este sistema posee ventajas como la sencillez de la instalación y la mayor eficiencia global de la planta debido a la ausencia de un intercambiador de calor, lo que abarata los costes de inversión y de mantenimiento (Fernández-García, y otros, 2014). Sin embargo, también conduce a problemas de eficiencia en cuanto a almacenamiento, por lo que se está estudiando el uso de sales fundidas en el receptor (Abbas R., 2015).



Figura 12. Planta Fresdemo, en la PSA. Fuente: (PSA, 2017)

1.3.3 Diseño del concentrador Fresnel

En este tipo de tecnología existen numerosas variables que deben ser consideradas a la hora del diseño. La orientación del campo de espejos, la posición de estos espejos, su anchura, su curvatura y la posición del receptor son variables que han sido optimizadas por otros autores mediante métodos numéricos basados en programas de simulación con trazado de rayos o mediante estudios analíticos (Zhu G. , 2013). Los métodos analíticos son capaces de conseguir optimizaciones precisas, pero requieren mucho tiempo de cálculo computacional, lo cual es una desventaja clara cuando en la optimización intervienen varias variables. Además, los resultados analíticos no difieren mucho de los conseguidos mediante métodos de trazado de rayos, como se verá más adelante.

1.3.3.1 Orientación del campo de espejos

Las plantas de construcción más reciente, como Fresdemo y Puerto Errado I y II están orientadas con el eje de rotación de los espejos en dirección Norte-Sur. Existen estudios que demuestran que esta orientación recoge una mayor energía a lo largo del año, pero una orientación Este-Oeste, es decir, paralela a los paralelos terrestres, da lugar a una generación de energía menos variable según los meses. Además, con la orientación Este-Oeste, los espejos pueden ser inclinados hacia el Sur si se ubican en el hemisferio Norte o hacia el Norte si están situados en el hemisferio Sur, con el fin de lograr una incidencia más directa y, por consiguiente, una mayor eficiencia.

Existen propuestas para unificar los beneficios de ambas orientaciones en un modelo que rota con el Sol de manera que la incidencia siempre sea directa, pero los inconvenientes en cuanto a la complejidad de la instalación y los elevados costes hacen de esta alternativa poco factible (Huang, Li, & Huang, 2014).

1.3.3.2 Posición de los espejos

Uno de los motivos principales de ineficiencia de los colectores Fresnel es la importancia de las pérdidas por sombreado y por bloqueo entre espejos vecinos (Abbas & Martínez-Val, 2015).

El sombreado se produce cuando hay una parte del espejo sobre la que no inciden rayos debido a que el espejo vecino se encuentra entre el Sol y esa parte del espejo, produciendo sombra. En la Figura 13(a) aparece representado el efecto del sombreado.

El bloqueo se produce cuando, una vez ha incidido el rayo sobre el espejo, este no es reflejado hacia el receptor porque en su camino se encuentra con un espejo vecino que lo bloquea. En la Figura 13(b) se ilustra el efecto del bloqueo.

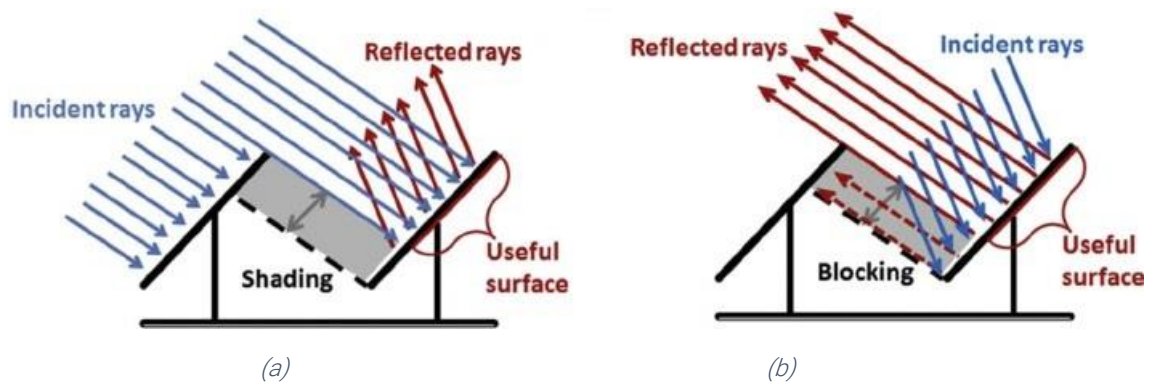


Figura 13. Efectos de sombreado (a) y bloqueo (b). Fuente: (Montes, Rubbia, Abbas, & Martínez-Val, 2014)

Autores como Zhu & Huang (2014) o Chaves & Collares-Pereira (2010) proponen situar los espejos a diferentes alturas a lo largo del campo para evitar las pérdidas por bloqueo. Sin embargo, estas propuestas están basadas en una posición del Sol siempre en el zenit, lo cual está lejos de la realidad, y conduce a pérdidas por sombreado importantes a ciertas horas del día. Además, supone un incremento de costes (Kalogirou, 2009).

A pesar de este problema, para simplificar el diseño, en este TFG los espejos se sitúan a la misma distancia unos de otros en el mismo plano horizontal, como ocurre en Fresdemo y Puerto Errado (Abbas R., 2015).

1.3.3.3 Anchura y curvatura de los espejos

En los diseños actuales todos los espejos tienen la misma anchura y espacio entre espejos. Sin embargo, estudios concluyen que su variación a lo ancho del campo mejora el rendimiento, en especial para orientación Este-Oeste (Abbas R., 2015).

Aunque se suele decir que los CLF utilizan espejos planos, estos están ligeramente curvados con el objetivo de alcanzar un mejor funcionamiento (Abbas, Muñoz-Antón, Valdés, & Martínez-Val, 2013).

1.3.3.4 Posición e inclinación del receptor

El número de receptores, su posición y orientación varía según el autor. La mayor parte de plantas comerciales y piloto consisten en varias filas de espejos y en la mitad del campo formado por esas filas está situado, por encima, el receptor lineal, orientado hacia el suelo.

Sin embargo, algunos autores (Mills, 2004) consideran dos receptores por cada conjunto de espejos, orientados también hacia el suelo, con el fin de poder colocar los espejos más cerca unos de otros sin que suponga mayores pérdidas por bloqueo y sombreado. Sin embargo, este modelo presenta la desventaja de una mayor distancia recorrida por los rayos reflejados por los espejos más alejados y una consiguiente pérdida de intensidad.

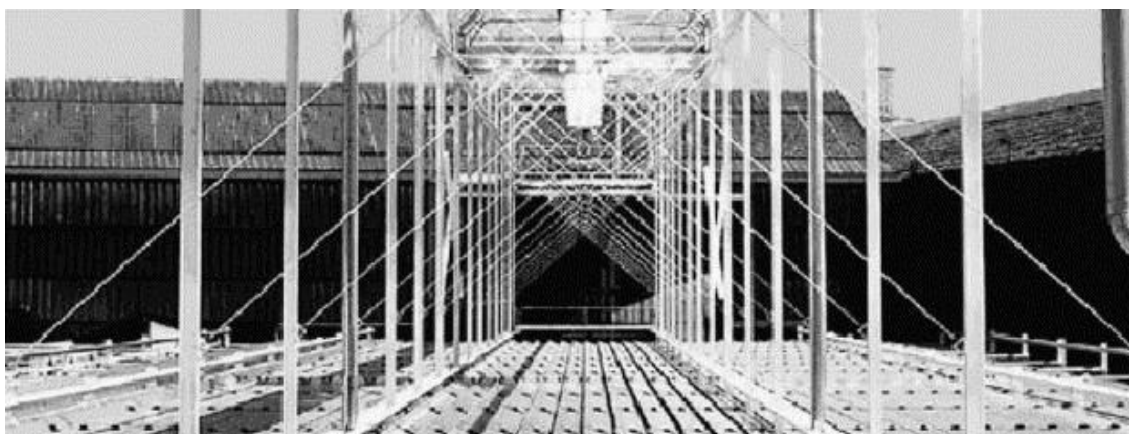


Figura 14. Planta con dos receptores Solarmundo (Bélgica). Fuente: (Mills, 2004)

Martínez-Val y otros (2011) propone dos receptores orientados cada uno hacia un lado para minimizar los ángulos de incidencia de los espejos lejanos, pero la distancia recorrida de estos rayos también sería mayor.

Abbas (2015) plantea que para una configuración Este-Oeste, el sol siempre estará al Sur en el hemisferio Norte, por lo que sería adecuado que el receptor no estuviera en el centro del campo de espejos, sino en el lado Sur con la inclinación adecuada hacia el Norte.

1.3.4 El receptor

En este tipo de concentradores se utilizan receptores de cavidad debido a sus ventajas para con este tipo de tecnología.

En primer lugar, se produce una estratificación del aire, es decir, el aire caliente queda por encima y el aire más frío permanece cerca de la ventana, que puede ser ficticia o real, lo que reduce las pérdidas por convección. Además, se reducen las pérdidas por radiación ya que el suelo está a menor temperatura y el receptor está orientado con la ventana hacia el suelo.

Según S. Nelles, de Novatec Solar (Hashem, 2012), las pérdidas térmicas en Fresnel son menores que el CCP debido a esta configuración del receptor y al factor de concentración

más elevado (menos área de tubo receptor por unidad de área de espejo), lo cual supone otra ventaja más, unida a las mencionadas en la Sección 1.3.1.

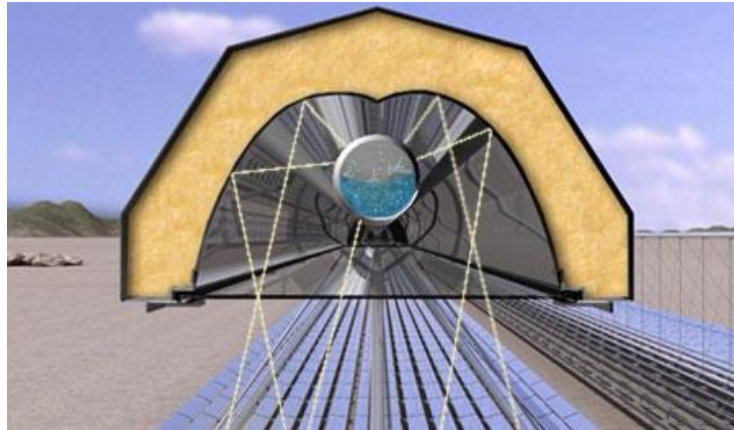


Figura 15. Sección transversal de receptor con cavidad y monotubo sin vacío. La ventana, en este caso, es física. Fuente: Novatec Solar

1.3.4.1 Posibles configuraciones del receptor en cuanto a tubos

Una posible configuración es una cavidad trapezoidal con múltiples tubos. Con el fin de minimizar las pérdidas por convección se hace el vacío en su interior mediante la colocación de una ventana física en la parte de la apertura.

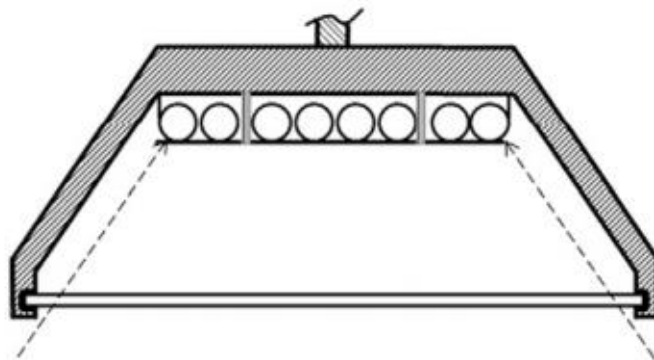


Figura 16. Sección transversal de un receptor multitubo. Fuente: (Muñoz-Antón, Abbas, & Montes, 2014)

Debido a la dificultad para mantener el vacío dentro de este receptor a causa de sus relativamente grandes dimensiones (decenas de centímetros), y sobre todo con el fin de aumentar la concentración y mejorar el rendimiento térmico, existe otra posible configuración. Se trata de un receptor que consta de un reflector secundario y un solo tubo con una cubierta concéntrica de vidrio en el caso de que el fluido este a altas temperaturas y se quieran minimizar las pérdidas térmicas. De este modo es más sencillo mantener el vacío entre el tubo y la cubierta. Este tubo es similar a los de CCP. Además, al ser un único tubo se minimiza la superficie de intercambio de calor y, por lo tanto, las pérdidas térmicas.

La suministradora de Fresnel líder del mercado, la alemana Novatec Solar y la que un día fue una de las principales, la francesa Areva Solar, difieren en cuanto al diseño de sus plantas precisamente en el receptor. La primera opta por un receptor monotubo con reflector secundario con el fin de incrementar el factor de concentración geométrico, mientras que Areva Solar apuesta por receptores multitubo, más sencillos.

1.3.4.2 El tubo

En los colectores lineales Fresnel el tubo puede ser o no ser de vacío, a diferencia de los CCP en los que siempre es de vacío. Esto se debe a la ventaja que tienen los colectores Fresnel que poseen un concentrador secundario que cubre el tubo y minimiza las pérdidas por convección que se producen. Esto supone una ventaja, pues para aplicaciones sencillas que no requieran muy altas temperaturas y, por lo tanto, las pérdidas térmicas no supongan un gran problema, podrá utilizarse un tubo simple de acero inoxidable sin cubierta de vidrio, reduciéndose así el coste.

No existen todavía tubos de vacío comerciales para sistemas Fresnel, pero el tubo de vacío de un sistema Fresnel sería similar al de un CCP. Se trata de un tubo que es adecuado para las altas temperaturas que se alcanzan. Los tubos para CCP tienen una muy alta absorptividad y una baja emisividad gracias a su revestimiento antirreflectante (Rioglass, 2017).

1.3.4.3 El reflector secundario

Winston y Rabl publicaron ya en 1976 un artículo sobre concentradores secundarios, que tenían el fin de incrementar la concentración en el receptor de los rayos que venían de un reflector primario (Rabl & Winston, Ideal concentrators for finite sources and restricted exit angles, 1976). En 1991, la compañía israelí Paz instaló plantas Fresnel con receptores de tubo de vacío y reflector secundario (Feuermann & Gordon, 1991).

Estos reflectores se basan en principios de la óptica anidólica (no formadora de imágenes) para concentrar la mayor radiación posible procedente del reflector primario en el tubo receptor. Además, en los casos en los que no se utiliza tubo de vacío, sirve para reducir las pérdidas térmicas, debido al efecto de estratificación térmica del aire (Zhu G. , 2017).

El diseño del perfil del reflector secundario no es una tarea fácil, al no existir ninguna teoría que asegure un funcionamiento óptimo. Por esto, la geometría del reflector secundario que maximice la cantidad de energía recogida es objeto de estudio de varios autores. Algunos ejemplos de formas propuestas son la trapezoidal (Singh, Ganesan, & Yàdav, 1999), parabólica, perfiles definidos por polinomios de orden superior o forma parabólica compuesta similar a los CCP (Zhu G. , 2017).

Grena & Tarquini (2011) proponen un nuevo modelo en el que el reflector secundario se encuentra solo sobre el tubo receptor en lugar de a los lados, lo que da lugar a una mejor distribución del flujo de calor alrededor del receptor, que sería un receptor de vacío como los utilizados en CCP.

Recientemente, otros autores han estudiado métodos para la optimización del diseño del reflector secundario (Zhu G. , 2017) (Canavarro, Chaves, & Collares-Pereira, 2014).

2 OBJETIVO

El presente trabajo sigue la línea de la tesis de Abbas (2015) "Hacia la reducción de costes en Solar Térmica de Concentración: un diseño innovador para la eficiencia del campo solar Fresnel".

Este TFG consta de objetivos individuales diferentes pero que contribuyen a la consecución de un objetivo global común: la optimización de la geometría del reflector secundario en plantas tipo Fresnel. Estos objetivos específicos son:

1. El desarrollo de códigos que permitan simular mediante MCRT diferentes tecnologías de receptor con reflector secundario. Se desarrollarán códigos para la optimización del reflector secundario para dos modelos diferentes: CPC y el modelo de Zhu (2017).
2. La optimización del receptor para un instante. Se optimizará la geometría del modelo de tecnología CPC y del modelo de Zhu (2017) para un día, mes y hora concretos.
Se parte de los parámetros del campo solar optimizados por Abbas (2015) para algunas variables correspondientes a la planta piloto Fresdemo en Almería y otras a determinar.
3. Optimización anual del receptor. Se llevará a cabo una simulación anual, evaluando las distintas geometrías.
4. Comparación de las tecnologías. Por último, se llevará a cabo una comparación entre el CPC y uno de los modelos más significativos y recientes de reflectores secundarios: el modelo de Zhu (2017).

3 HERRAMIENTAS

3.1 MONTE CARLO RAY TRACING

El método de Monte Carlo de trazado de rayos (MCRT) combina el método de Monte Carlo (MCM: Monte Carlo Method), basado en estadística y ensayos aleatorios, con el método de trazado de rayos (RTM: Ray Tracing Method), basado en óptica geométrica (Zou, Dong, Yao, & Jiang, 2017).

Se utiliza el programa desarrollado en MATLAB® por Abbas (2015) en lugar de otros programas comerciales para el trazado de rayos como SolTrace (desarrollado por NREL) o Tonatiuh (software libre). Esto se debe a que el código desarrollado es específico de colectores Fresnel y CCP, lo que permite aprovechar la geometría lineal para hacerlo más rápido y permite introducir como variables de entrada variables de diseño específicas de estos colectores (Abbas R., 2015).

Este código emplea una serie de funciones con el fin de definir las propiedades de la radiación incidente, la geometría del campo solar, el trazado de los haces de luz y de obtener resultados según las variables de salida del sistema.

3.1.1 Variables de entrada del programa

Las variables de entrada del programa son:

- El número de haces de luz trazados para la simulación
- El número de elementos superficiales en los que se divide el receptor
- El momento en el que el campo solar es simulado: mes, día y año
- La ubicación del campo solar
- La orientación (Norte-Sur o Este-Oeste) y la inclinación hacia el Sur del campo de espejos
- La localización, anchura (y longitud) de cada espejo
- La localización, anchura (y longitud) e inclinación hacia el Norte del receptor
- Las propiedades de la superficie reflectante: forma, curvatura, reflectividad y desviación estándar del haz reflejado sobre ella

3.1.2 Simplificaciones y referencias

Para el estudio se escoge un modelo bidimensional ya que predice la intensidad de radiación exactamente igual que el modelo tridimensional y, además, reduce el tiempo de cálculo en un orden de magnitud. Este modelo no considera las pérdidas ópticas denominadas “*end losses*”, lo cual es una ventaja ya que son muy variables y poco representativas. Estas pérdidas se refieren a la radiación que es reflejada en los espejos pero, debido a que el Sol no se encuentra justamente sobre el receptor, no incide sobre él,

sino que escapa por los extremos del receptor lineal. Al ser eliminada la componente longitudinal del campo solar, estas pérdidas, que dependen de la longitud del campo (que será diferente en cada planta) y de la componente longitudinal de la luz incidente (que varía notablemente según la estación y la hora del día) no se tienen en cuenta.

El sistema simplificado es un corte transversal en 2D que representa una sección del conjunto del concentrador Fresnel. El origen de coordenadas del sistema simplificado, se corresponde con el punto medio del campo de espejos. El eje de abscisas será el horizontal y se le llamará x . El eje de ordenadas será el vertical y se le llamará z . El longitudinal, perpendicular a ambos, que se ha eliminado se llamaría y . Se puede observar en la Figura 17.

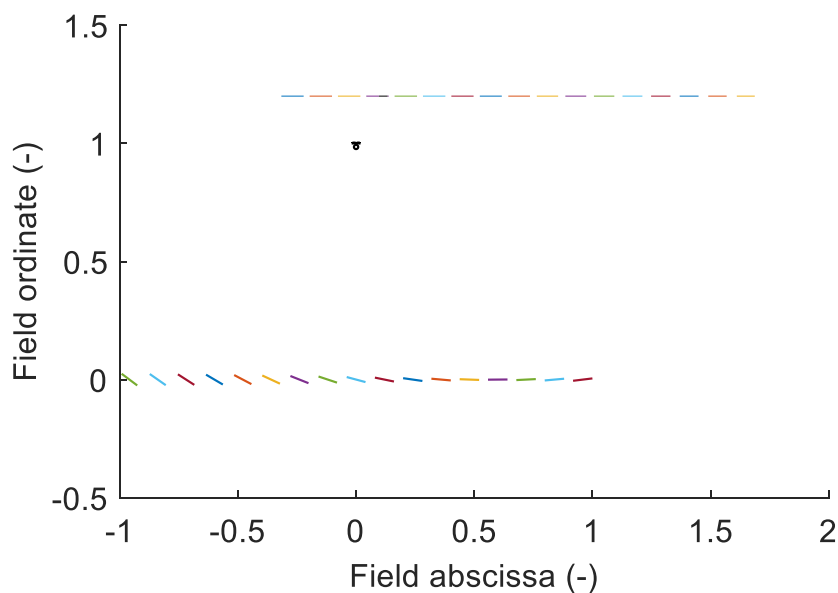


Figura 17. Posición de los espejos (abajo) y el cielo aparente (arriba) para el día 15 de junio a las 12 horas del mediodía

Los haces de luz se generan aleatoriamente en el llamado "cielo aparente" y parten de este para incidir en el campo de espejos. En el caso bidimensional, el cielo aparente consiste en una sucesión de n elementos de diferente anchura situados en un plano horizontal por encima del receptor (Figura 17). Estos n elementos son la proyección en la dirección de incidencia del Sol sobre la superficie horizontal del cielo aparente de los n espejos del campo. La diferencia de anchura de cada elemento es debida a que solo se considera la superficie de espejo que es capaz de reflejar los haces sin efectos de sombreado por parte de los espejos vecinos. También tienen en cuenta los rayos que inciden sobre el receptor antes de ser reflejados por algún elemento del campo. La forma de considerar esto es restar al cielo aparente la anchura del receptor que causa la sombra sobre el campo en la posición en la que la causa.

Todas las medidas del código son relativas con el fin de adaptar los parámetros dadas las medidas reales de uno de ellos. Por ejemplo, si se utiliza un tubo de vacío con un

diámetro fijo que está en el mercado, el resto de parámetros se adaptarán y tendrán unas medidas diferentes según este valor del diámetro. Las medidas relativas están referenciadas a la altura a la que está situado el receptor por encima del campo de espejos. Se dirá que z_r , que es la distancia a la que se encuentra la ventana del receptor secundario, es igual a 1 unidad relativa (Figura 17).

3.1.3 Parámetros de entrada considerados

Para definir todas las variables de entrada del modelo que se va a considerar se parte de ciertos parámetros a los que se le han dado unos valores determinados según las conclusiones del trabajo de Abbas (2015). Estos son:

- Se consideran 17 espejos
- El factor de llenado o *fill factor* es de 0.7
- La anchura de campo o *field width* es de 2 unidades relativas
- El receptor está centrado en el array de espejos, encontrándose en el punto medio de su anchura
- Los espejos están situados en un plano, a la misma altura, para simplificar el estudio
- Los espejos siguen una distribución homogénea en el campo, es decir, la separación entre ellos y su anchura es constante.
- La ubicación elegida es Almería, donde se encuentra Fresdemo
- No se considera inclinación del campo, en la línea del estado del arte. El efecto de la inclinación del campo solar hacia el Sur es más importante para campos orientados Norte-Sur, como este. Sin embargo, la longitud del campo suele ser mucho mayor que su anchura, por lo que un campo orientado Norte-Sur no puede ser inclinado a no ser que el terreno sobre el que está tenga una inclinación natural
- Se asume que los rayos reflejados por los espejos forman un ángulo con la dirección normal que sigue una función de densidad de probabilidad gaussiana con una dispersión de 5 mrad, aunque esto es una aproximación
- Para los rayos reflejados por el reflector secundario la dispersión es de 6 mrad
- La reflectividad especular de 0.93, tanto para el reflector primario como para el secundario
- La forma de los espejos no es totalmente plana, tiene una ligera curvatura que se corresponde con la de un cilindro con su centro situado en el centro del receptor. Esta forma puede no ser a priori tan precisa como la de una parábola, pero su fabricación es menos costosa, cercana a la de un espejo plano, lo cual es una gran ventaja competitiva de la tecnología Fresnel sobre otras como la CCP. Además, tienen alto índice de concentración si la anchura del espejo es mucho más pequeña que la distancia al punto central del receptor (Mathur, Kandpal, & Negi, 1991)
- Se considera la sombra producida por el receptor sobre el campo que da lugar a pérdidas
- El número de elementos en los que se divide el receptor es 25. Esta división se hace con el fin de evaluar la distribución de la intensidad sobre la superficie del receptor

A partir de estos parámetros, mediante unas funciones, se encuentran los valores de la posición de cada espejo, su anchura constante de 0.0824 unidades relativas, la nula inclinación del receptor y su anchura.

La anchura del receptor es hallada analíticamente de tal forma que sea lo suficientemente grande para que el ratio de radiación que incida sobre el objetivo, en este caso el tubo receptor, sea alto pero no excesivamente, pues daría lugar a mayores pérdidas por sombreado del receptor sobre el campo y, por tanto, sería un receptor ineficiente. Cabe destacar que irradiancias por debajo de 5 kW/m² no son adecuadas para obtener temperaturas intermedias incluso con revestimiento selectivo. Se pone como condición que se intercepte el 95% de la energía reflejada por el espejo más alejado del campo de espejos. Se obtiene un valor para la anchura de 0.0362 unidades relativas.

3.1.4 Variables de salida

Las variables de salida del programa son tres: eficiencia, eficacia energética e intensidad. Estas variables consideran las pérdidas ópticas del sistema. Las pérdidas térmicas no se tienen en cuenta en este modelo.

3.1.4.1 Eficiencia

La eficiencia mide la cantidad de rayos que alcanzan el objetivo en comparación con los que se trazan en el modelo. No todos los rayos alcanzan el receptor debido a diferentes tipos de pérdidas ópticas. Los rayos incidentes pueden pertenecer a diferentes grupos según su punto final.

- Objetivo: como se trata de un receptor con reflector secundario, esta categoría se subdivide en tres opciones:
 - Objetivo directo: paquetes de energía que inciden directamente sobre el tubo receptor
 - Objetivo indirecto: aquellos que inciden sobre el tubo tras ser reflejados por el reflector secundario
 - Pérdidas laterales de reflector secundario: aquellos que son reflejados por el reflector secundario pero no inciden sobre el tubo
- Pérdidas laterales: son los paquetes de energía que escapan por los laterales del receptor
- Pérdidas por final o *end losses*: son los rayos que se escapan por los lados del receptor en el plano longitudinal pero que tienen una distancia al centro en el plano transversal menor a la mitad del ancho de la ventana del receptor
- Pérdidas por bloqueo: son los rayos que son bloqueados por el espejo vecino en su camino al plano del receptor
- Pérdidas por sombreado del receptor sobre el campo: son los haces de luz que inciden sobre el receptor en su camino al campo de espejos (es decir, antes de ser reflejados por los espejos)
- Pérdidas por huecos: son los paquetes de energía que inciden sobre el suelo del hueco que hay entre dos espejos vecinos

Se observa que las pérdidas por sombreado de los espejos vecinos no se incluyen, a pesar de que representan una disminución importante del uso de la superficie del reflector primario. Por este motivo, Abbas (2015) estima que la eficiencia no es un buen indicador del potencial de esta tecnología. Según este, las pérdidas por huecos no son pérdidas como tales, al no ser el suelo parte del campo solar, mientras que las pérdidas por sombreado de los espejos sí deberían considerarse.

3.1.4.2 Eficacia energética

Para evaluar el rendimiento del campo solar resulta más interesante estudiar la eficacia energética o rendimiento óptico. Este se define como la energía que incide sobre el receptor en comparación con la energía que hubiera incidido sobre la superficie del reflector primario si lo hiciera perpendicularmente.

La energía se pierde debido a diversos factores. Estos son:

- Factor coseno: los rayos no inciden de forma perpendicular al reflector primario o campo de espejos y esto reduce la cantidad de energía incidente. Esto no es, sin embargo, una pérdida de eficiencia, sino de eficacia
- Sombra del receptor: la energía de los rayos que inciden sobre el receptor en su camino hacia el campo de espejos se pierde
- Sombra de espejos adyacentes: cuando parte de la superficie del reflector primario está sobre la sombra de un espejo vecino no está en uso y supone una pérdida de energía en comparación con la que podría haberse obtenido
- Energía absorbida por la superficie del reflector: se considera que tanto los espejos del reflector primario como el reflector secundario absorbe parte de la energía de los rayos que inciden sobre ellos
- Efecto de bloqueo: se pierde la energía de los rayos que son bloqueados por un espejo vecino en su camino hacia el receptor
- Pérdidas laterales
- Pérdidas por final
- Energía en el objetivo: se considera que la reflectividad del tubo receptor es nula. En el caso de un receptor con reflector secundario se considera:
 - Energía que incide directamente sobre el tubo
 - Energía perdida por ser absorbida por el reflector secundario
 - Energía que incide sobre el tubo tras ser reflejada por el reflector secundario
 - Energía perdida por pérdidas laterales tras ser reflejada por el reflector secundario

3.1.4.3 Intensidad o concentración

Por último, se obtendrá la intensidad sobre el receptor, es decir, la potencia eficaz que llega a cada elemento de la red en la que se divide la superficie del receptor, medida en kW/m².

4 DESARROLLO DEL TRABAJO

4.1 OPTIMIZACIÓN DEL REFLECTOR SECUNDARIO

4.1.1 Casos: con tubo simple o con tubo de vacío

La optimización de la geometría del reflector secundario se hace en un principio para dos casos diferentes: con tubo de vacío y con tubo simple.

En cada caso, la geometría parte de unas condiciones de entrada diferentes. Para el caso en el que el tubo sea de vacío, tiene que existir una distancia mínima entre el centro del tubo y la parte superior del reflector secundario, que se corresponde con la diferencia de radios entre el tubo de acero inoxidable y la cubierta de vidrio.

Para determinar esta distancia se estudian los dos modelos de tubo de vacío que comercializa la empresa Rioglass Solar, la mayor proveedora de componentes para la tecnología STC.

El modelo de menor diámetro (UVAC 70-7G) cuenta con un tubo de acero de 70 mm, ± 0.3 mm y con una cubierta de vidrio de borosilicato de 115 mm, ± 1.8 mm (Rioglass, 2017). Esto resultaría en un factor de diámetro exterior entre diámetro interior de 1.60 aproximadamente. Por lo tanto, en el caso de haber tubo de vacío, esta relación de diámetros deberá ser como mínimo de 1.60.

Además, si el tubo fuera de vacío, el vacío minimizaría las pérdidas térmicas por convección y no sería tan necesario situarlo dentro del reflector secundario y protegido por este. Entonces, podría estar localizado por debajo de la ventana de apertura del reflector.

Sin embargo, en el caso de que se tuviera un tubo simple de acero inoxidable, lo mejor sería que estuviera protegido por el reflector secundario y que se colocara una ventana de vidrio en la apertura del mismo. Esto se haría con el fin de minimizar las pérdidas por convección de las que el aire en movimiento en contacto directo con el tubo sería responsable.

4.1.2 Parámetros de optimización

Se determinan tres variables de salida que resultan apropiadas para evaluar el comportamiento del reflector secundario según su geometría. Estos parámetros son:

4.1.2.1 Eficacia energética

Como se apunta en la Sección 3.1.4, la eficacia energética resulta un parámetro de rendimiento óptico más apropiado que la eficiencia.

4.1.2.2 Concentración media o intensidad media

Se requiere evaluar la cantidad de energía por unidad de superficie que recibe el tubo. Cabe mencionar que para diámetros muy grandes la concentración media será bastante baja, puesto que la energía se repartirá en una mayor superficie.

4.1.2.3 Relación de concentraciones

La relación entre la concentración máxima y la mínima en el tubo es importante para lograr una distribución apropiada de las tensiones en la superficie del tubo. La fatiga térmica es un fenómeno que ocurre a temperaturas elevadas debido a tensiones térmicas fluctuantes. La causa de estas tensiones térmicas cíclicas es la restricción a la dilatación y/o contracción que ocurre en piezas sometidas a variaciones de temperatura. La magnitud de la tensión térmica resultante depende del coeficiente de dilatación térmica y del módulo de elasticidad del material. Para minimizar las tensiones térmicas y evitar la formación de grietas se debe establecer una relación de concentraciones lo más próxima a 1 posible. Además, resulta interesante señalar que si el tubo se dilatase de tal forma que llegara a tocar la cubierta de vidrio, esta se rompería.

No existen estudios que determinen la relación de concentraciones apropiada para evitar este fenómeno. Sin embargo, recientemente se ha empezado a considerar este aspecto.

Más adelante se expone el método utilizado para determinar esta relación de concentraciones.

En definitiva, será necesario evaluar estos tres parámetros simultáneamente para poder determinar cuál es la geometría más adecuada para el reflector secundario. Sin embargo, puede que estos parámetros tengan más o menos importancia unos frente a otros según la aplicación. Para el caso de un tubo simple, será importante conseguir valores altos de concentración, con el fin de compensar las pérdidas térmicas por convección que el tubo de vacío minimiza. Por eso, en el caso de tener un tubo de vacío, será más importante obtener buenos resultados para el rendimiento óptico o eficacia energética.

4.2 COLECTORES CPC

4.2.1 Geometría del reflector secundario CPC

Para esta primera parte del trabajo consideramos un reflector secundario parabólico compuesto. La geometría de este reflector es determinada numéricamente según unas ecuaciones diferentes dependiendo de si el tubo está en contacto con el reflector secundario o no.

La separación existente entre el tubo y el reflector secundario tiene varias ventajas. La primera es que se reducen las pérdidas de calor por conducción al no estar en contacto. La segunda es una mejor distribución de la concentración en la superficie del tubo al permitir que los rayos incidan sobre la parte superior tras ser reflejados por segunda vez. La tercera es que permite utilizar un tubo de vacío que incrementará la eficiencia térmica del receptor.

Las ecuaciones que se utilizan para determinar la forma del reflector secundario permiten situar de forma precisa cualquier punto de este. Sin embargo, la definición es implícita, lo que hace imposible encontrar una solución analítica.

4.2.1.1 Posibles formas del reflector secundario CPC

Un CPC puede ser diseñado para diferentes formas del receptor (Figura 18): plano (a), plano de doble cara (b), "V" invertida (c) y tubo (d) (Rabl & Winston, 1979). Tanto el CPC con receptor plano como el CPC con receptor en forma de "V" invertida tienen mayores pérdidas térmicas por convección a través de la parte que está en contacto con el aire. El CPC con receptor plano de doble cara y el CPC con receptor tubular tienen, por su parte, unas mayores pérdidas ópticas. Sin embargo, las pérdidas térmicas que dejan de tener en comparación con el CPC plano y el de "V" invertida compensan las pérdidas ópticas. A raíz de esto, las configuraciones para receptor plano con doble cara y con tubo serán más apropiadas. Además, esto será así especialmente en los casos en los que la temperatura del fluido que circula por dentro sea mucho más elevada que la del ambiente. El fluido circula por dentro del tubo en el caso tubular y por dentro de los pequeños tubos que se encuentran en el interior del material absorbente en el caso del receptor plano de doble cara.

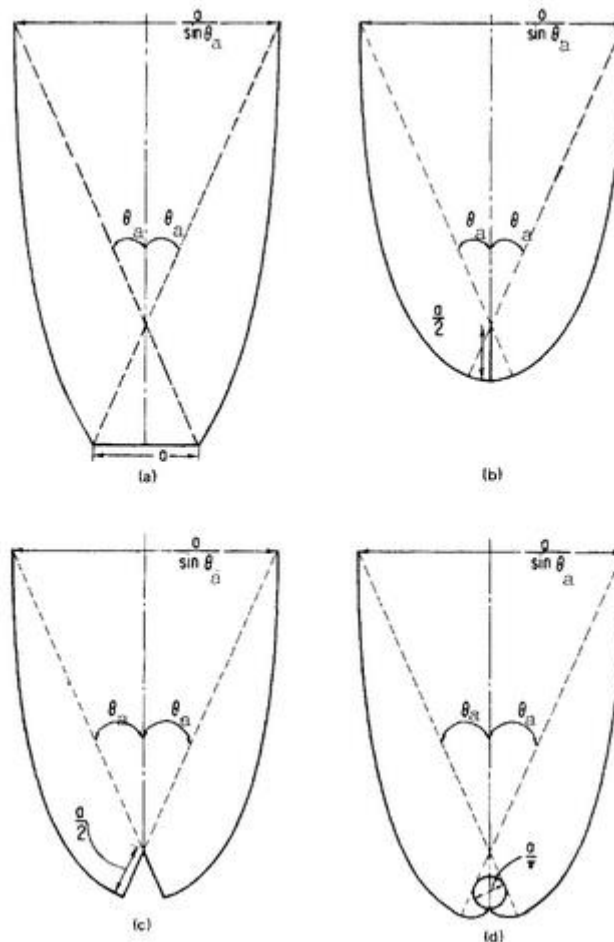


Figura 18. Posibles formas del receptor CPC. Fuente: (Rabl & Winston, 1979)

4.2.1.2 Ángulo de aceptación

Resulta importante el concepto de ángulo de aceptación. Normalmente se trabaja con el semi-ángulo y se define como el máximo ángulo que puede formar un haz de luz con el plano o eje de simetría en su entrada al receptor para que este incida sobre el tubo tras rebotar, o no, en las paredes del reflector un cierto número de veces. Si el ángulo con el que un rayo entra en el receptor es mayor que el semi-ángulo de aceptación, este rebotará en las paredes del reflector CPC y saldrá del mismo sin haber incidido sobre el tubo. Si la altura del CPC está truncada, algunos rayos que vienen de fuera del ángulo de aceptación, es decir, con $\theta > \theta_a$, pueden llegar a alcanzar el tubo directamente sin ser reflejados previamente por el receptor, siendo θ_a el semi-ángulo de incidencia nominal.

Todas las figuras mostradas en la Figura 18 tienen el mismo semi-ángulo de aceptación θ_a .

4.2.1.3 Ecuaciones

A continuación se describen las ecuaciones que definen la forma del reflector secundario parabólico compuesto con receptor tubular.

La forma de un CPC está descrita por las coordenadas polares (r, θ) , siendo r el radio.

Según se observa en la Figura 19, el reflector está formado por dos segmentos distintos: una sección de una involuta (AB) y un segmento de una parábola (BC).

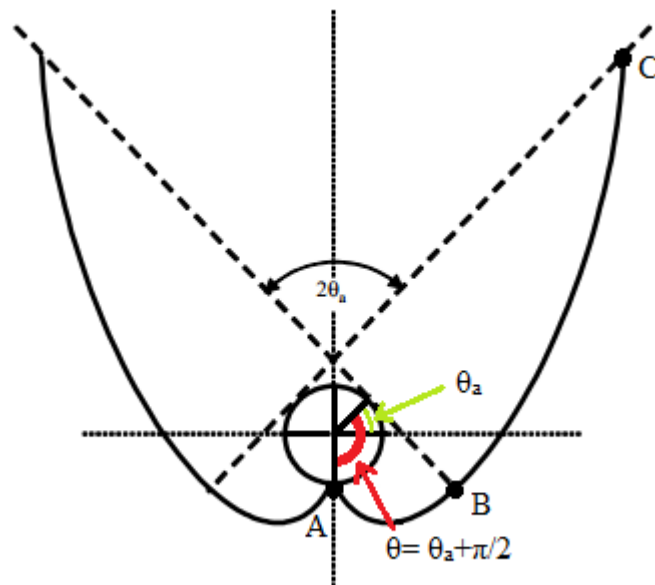


Figura 19. Geometría del CPC. Fuente: elaboración propia

La involuta o evolvente es una curva cuyas normales son tangentes a la circunferencia. De esta forma, los rayos que incidan sobre esta superficie con un ángulo menor al ángulo de aceptación θ_A se reflejarán e incidirán sobre el tubo (Figura 20).

Primero se analiza el caso de que el tubo esté en contacto con el receptor. Las ecuaciones que definen cada punto del reflector son:

$$x = r \sin \theta - \rho \cos \theta \quad (2)$$

$$y = -r \cos \theta - \rho \sin \theta \quad (3)$$

Cualquier punto B Figura 20 del receptor está dado por la distancia $\rho=BC$ desde el punto C, que es el de tangencia del segmento CB con el tubo. BC es igual a la longitud del arco AC a lo largo de la circunferencia del tubo receptor.

Las distancias se definen de forma diferente para la sección de la involuta y para la sección de la parábola. Partiendo del punto A Figura 19 y siguiendo el ángulo θ en sentido anti-horario, la sección de la involuta se da para todo $|\theta| \leq \theta_a + \pi/2$. La distancia de cualquier punto de esta sección al tubo a lo largo de la tangente se define como:

$$\rho(\theta) = r\theta \quad (4)$$

La sección de la parábola se da para $(\theta_a + \pi/2) \leq |\theta| \leq (3\pi/2 - \theta_a)$ y la distancia para cualquier punto que pertenezca a ella es:

$$\rho(\theta) = \frac{\theta + \theta_a + \pi/2 - \cos(\theta - \theta_a)}{1 + \sin(\theta - \theta_a)} \quad (5)$$

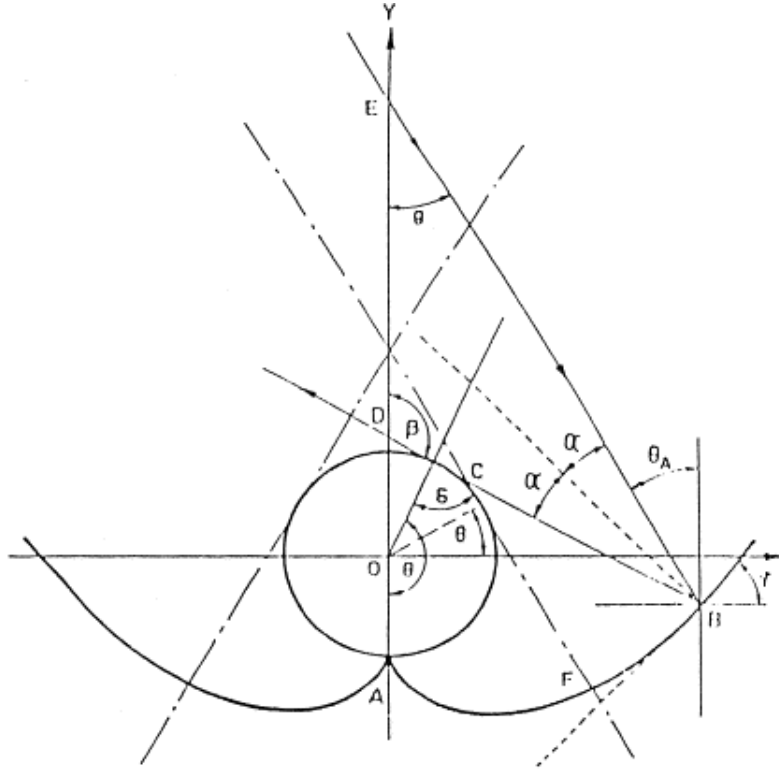


Figura 20. Esquema de concentrador parabólico compuesto con contacto reflector-tubo. Fuente: (Oommen & Jayaraman, 2001)

Para el caso del receptor que no está en contacto con el tubo las ecuaciones son un poco diferentes.

El reflector también está formado por dos segmentos distintos con definiciones de la distancia a cada punto diferentes. Estas dos secciones son DC y CF (Figura 21). El tramo DC es la involuta de la circunferencia que representa el diámetro del tubo de acero.

Se asume que el tubo tiene un radio r_1 y que la distancia desde el centro del tubo al punto más cercano del reflector es r_2 . Si se usara un tubo de vacío, el radio máximo del tubo de vidrio sería r_2 .

Las ecuaciones que definen la posición de cada punto son:

$$x = r_1 \sin\theta - \rho \cos\theta \quad (6)$$

$$y = -r_1 \cos\theta - \rho \sin\theta \quad (7)$$

Y ahora la distancia de cada punto al tubo según su tangente también depende de otro ángulo llamado β . Este ángulo existe debido a que la involuta de la circunferencia del tubo comienza en B' (Figura 21), aunque la parte de la involuta que va de B' a D no se considera. Teniendo en cuenta esto, la distancia se puede expresar como:

$$\rho = \begin{cases} r_1(\theta + \beta) & \text{si } \arccos\left(\frac{r_1}{r_2}\right) \leq |\theta| \leq (\theta_a + \pi/2) \\ r_1 \frac{\theta + \theta_a + \pi/2 + 2\beta - \cos(\theta - \theta_a)}{1 + \sin(\theta - \theta_a)} & \text{si } (\theta_a + \pi/2) \leq |\theta| \leq (3\pi/2 - \theta_a) \end{cases} \quad (8)$$

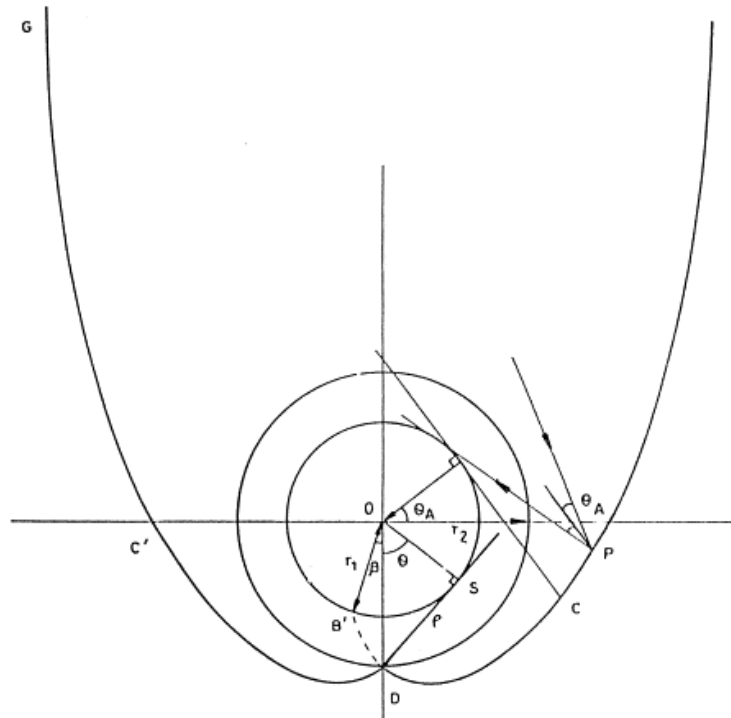


Figura 21. Esquema de concentrador parabólico compuesto sin contacto reflector-tubo. Fuente: (Oommen & Jayaraman, 2001)

4.2.2 Factores geométricos del reflector secundario

Asumiendo que la altura del reflector CPC está truncada, se van a determinar ciertos factores geométricos que van a definir la forma y las proporciones del reflector secundario. La forma quedará determinada por dos factores y por una apertura o anchura de ventana siempre constante que intercepte el 95% de la radiación que es reflejada por el campo de espejos. Esta anchura tendrá un valor de 0.0362 unidades relativas. Los dos parámetros son:

- Dw_r : es la relación entre el diámetro del tubo de acero (diámetro interior en el caso de que sea un tubo de vacío) y la anchura de la ventana del receptor.

$$Dw_r = \frac{D}{w_r} \quad (9)$$

- $D_{ext}D_{int}$: es la relación entre el máximo diámetro exterior y el diámetro interior. Este factor representa la distancia entre el centro del tubo y el punto del reflector secundario más cercano. En el caso de ser un tubo de vacío, el diámetro exterior representa el máximo diámetro que podría tener el tubo receptor.

$$D_{ext}D_{int} = \frac{D_{ext}}{D_{int}} \quad (10)$$

Mediante el uso de estos factores como *inputs* se podrá modificar la geometría del reflector secundario de manera que, posteriormente, se pueda comparar el rendimiento para cada posible combinación de valores de los dos factores.

4.2.3 Programa para la optimización geométrica del CPC para un instante

A continuación se mostrará el programa utilizado para la optimización geométrica del reflector secundario parabólico compuesto.

Se creará una función cuya ejecución permite obtener las gráficas de la eficacia energética, la intensidad media en la superficie del tubo y la relación de intensidades máxima y mínima.

Esta función comienza añadiendo los *paths* de todas las funciones y subfunciones del programa desarrollado por (Abbas R., 2015) que intervienen en la ejecución de la misma.

4.2.3.1 Variables de entrada

A continuación, se declaran todas las variables de entrada mencionadas en la Sección 3.1.1 y a partir de estas, mediante funciones, el resto de variables necesarias.

La función *posHomo*, a partir del número de espejos, el *fill factor*, el *field width* y la posición en x del receptor, calcula la posición con respecto al origen de coordenadas en el plano horizontal *pos* y el ancho w_i de los espejos. La distribución es homogénea, es decir, hay la misma distancia entre todos los espejos, y la anchura es constante.

La función *XZmirrors*, a partir de la posición de los espejos, la orientación Norte-Sur, la colocación de los espejos en un plano y la inclinación del campo nula, sirve para hallar la posición de cada espejo (x_i, z_i) y la posición del tubo receptor (x_r, z_r) en x y en z.

La función *OptTilt_r* calcula la inclinación del campo óptima conociendo la posición y la anchura de cada espejo, la posición del receptor, la orientación, la inclinación y la localización del campo.

Por último, la función *ReceiverWidth* determina la anchura del receptor de forma que intercepte el 95% de la radiación reflejada a partir de los parámetros utilizados para la función *OptTilt_r* más la inclinación del campo y la dispersión de los rayos al ser reflejados.

```
addpath('./EstudioAnalitico')
addpath('./MCRT')
addpath('./Optim')
addpath('./Sun')

N_mirrors=17;
FF=0.7;
FW=2;
xr=0;
orien='NS';
coloc='plano';
tilt_f=0;
loc='almeria';
sigmas=0;
rho_pm=0;
shape='cil';
curvature='sun';
conSombrasReceptor=1;
div_x=25;

[pos,w_i]=posHomo(N_mirrors,FF,FW,xr);
[x_i,z_i,x_r,z_r]=XZmirrors(pos,orien,coloc,tilt_f);
tilt_r=OptTilt_r(x_i,z_i,w_i,x_r,z_r,orien,tilt_f,loc);
w_r=ReceiverWidth(x_i,z_i,w_i,x_r,z_r,orien,tilt_f,tilt_r,loc,sigmas);
```

Figura 22. Algunos parámetros de entrada necesarios para la función

A continuación aparecen otras variables de entrada necesarias para la simulación de trazado de rayos en un instante determinado. Estas son:

- N_rays: número de rayos que se van a trazar para la simulación
- month
- day
- hour

Una vez incluidas todas las variables de entrada, se podrá empezar a desarrollar el código para la optimización de la geometría del reflector secundario.

4.2.3.2 Desarrollo de la función de optimización

Factores geométricos Dw_r y $DextDint$

En primer lugar se determinan ciertos valores para los dos factores geométricos Dw_r y $DextDint$ mediante la función de MATLAB® *linspace*, que crea un vector de valores una vez definidos el primero y el último y el número de valores que se desean.

Los valores que se dan al factor Dw_r van de 0.10 a 0.40 unidades relativas. Esto quiere decir que el diámetro del receptor puede ser como mínimo 0.10 veces el tamaño de la

ventana del reflector secundario, determinada mediante la función `ReceiverWidth`, y como máximo 0.40 veces su tamaño.

Existe un valor máximo del diámetro de 0.40 para que no sea demasiado baja la concentración sobre el tubo receptor. Este máximo podría ser de incluso 0.90, pero no interesa tener diámetros tan elevados en comparación con la apertura del receptor por la baja concentración que se obtendría.

El valor mínimo se fija porque para diámetros más pequeños resulta muy complicado que los rayos incidan en el tubo.

Los valores que se dan al factor `DextDint` dependerán de si el tubo receptor es de vacío o simple, como se ha comentado en la Sección 4.1.1.

Para tubos de vacío, el factor `DextDint` mínimo es, como se ha mencionado, de 1.60 aproximadamente. Para tubos simples, este factor podrá comenzar en 1.01. Para ambos, el máximo será de 6.00, aunque el máximo en este factor no tiene gran importancia.

Lo que se pretende a continuación es que para cada posible combinación de valores de los dos factores se evalúe la eficacia energética, la intensidad media y la relación entre la concentración máxima y la mínima.

Para poder evaluar lo anterior para cada posible par de valores de `Dw_r` y `DextDint`, se crean dos matrices.

El número de valores de `Dw_r` será 25, teniendo así valores que varían de 0.0125 en 0.0125 desde 0.10 hasta 0.40. El número de valores de `DextDint` es mayor, puesto que el rango de valores también es mayor. Se darán 50 valores, que irán de 1.01 hasta 5.00.

Cuanto mayor sea el número de valores, mayor tiempo le tomará al programa ejecutarse, así que se busca una relación correcta entre precisión y número de valores.

Las dimensiones de estas dos matrices son `length(Dw_r) x length(DextDint)` y, por tanto, 25x50.

El motivo por el que se toman tantos valores dentro de cada rango es para mejorar la precisión de las gráficas para poder evaluar mejor los parámetros de salida propios de cada geometría dada por cada par de factores. Este gran número de elementos, sin embargo, supone un largo tiempo de ejecución.

Función `FresnelMonotubeMCRT2D`

Para cada posible par de valores, se ejecuta una función que se llama en el programa de (Abbas R., 2015) `FresnelMonotubeMCRT2D`. Esta función tiene como parámetros de entrada todos los descritos en la Sección 4.2.3.1. Las variables de salida de esta función son `FluxTube`, `Eners`, `FluxTarget`, `FluxTubeWall`, `r`, `FactDw_r` y `FactDextDint`.

- `FluxTube`: es un vector de dimensión $n \times 1$, con n igual al número de elementos en los que se divide la superficie del tubo receptor (`div_x`). Guarda los valores de intensidad o concentración que recibe el tubo en cada elemento en kW/m^2 . Estos

valores serán diferentes según la energía de los rayos incidentes en cada elemento y en número de rayos que incidan. Será interesante lograr que cada elemento tenga una intensidad similar, para conseguir una distribución de tensiones térmicas uniforme

- Eners: es un vector de dimensión 7×1 que contiene 7 datos. Los valores correspondientes a cada elemento se explican a continuación:
 - EnerTarget: es el valor porcentual de la energía interceptada por el receptor con respecto a la máxima que podría interceptar si no hubiera pérdidas ópticas.
 - EnerLatLoss: es el valor del porcentaje de energía que se deja de aprovechar a causa de las pérdidas laterales
 - EnerBlock: es el porcentaje de energía que se pierde por bloqueo entre espejos
 - EnerAbsEsp: energía que se pierde al ser absorbida por los espejos
 - EnerShade: energía que se pierde por efectos de sombreado entre espejos
 - EnerReceiverShade: energía perdida por sombreado del receptor sobre el campo de espejos
 - EnerFactCos: energía que se pierde debido al factor coseno, es decir, debido a la incidencia no perpendicular de los rayos sobre el campo de espejos
- FluxTarget: es la intensidad que recibe cada elemento resultante de dividir la anchura de la ventana (ficticia o real) entre el número de divisiones (div_x). Sirve solo para el caso de un receptor multitubo
- FluxTubeWall: es un valor que se calcula sumando todas intensidades sobre cada uno de los elementos superficiales del tubo y dividiendo este valor entre $2r$, siendo r el radio del tubo. Es el equivalente a considerar el tubo como una placa horizontal de longitud transversal igual al diámetro del tubo y evaluar la intensidad sobre tal superficie
- r : es el radio del tubo receptor
- FactDw_r
- FactDextDint

La presencia de las dos últimas variables se explicará en el apartado "Parámetros incompatibles" de esta Sección.

Parámetros para la evaluación de cada posible configuración geométrica

Se recuerda que los parámetros para optimizar la geometría son la eficacia energética, la concentración de intensidad media y la relación de concentraciones. Por eso, se van a crear tres matrices con el número de elementos correspondientes a cada posible par de factores geométricos en el que se guarden los resultados de estos tres parámetros para, posteriormente, evaluarlos mediante gráficas y seleccionar el par de valores que conduzcan a la geometría que mejor comportamiento ofrezca.

La eficacia energética (EnergyEffectiveness) es fácil de obtener, puesto que se corresponde con el primer elemento del vector Eners, el EnerTarget.

Para obtener el valor del flujo de intensidad medio (FluxMean) se utiliza la función predeterminada *mean* de FluxTube.

Para calcular la relación de concentraciones (FactFluxMaxMin) se consideran los 4 elementos de mayor y menor intensidad y se divide la suma de las intensidades máximas entre la suma de las mínimas. Esto es así porque no siempre los elementos de la parte superior van a recibir la menor intensidad, como podría esperarse. Por eso, se debe tener en cuenta que la mínima intensidad se puede dar en los elementos de los laterales del tubo también.

Parámetros incompatibles

Se parte de un valor de Dw_r determinado pequeño, por ejemplo, $Dw_r=0.15$. Esto significa que el diámetro del tubo es 0.15 veces el ancho de la ventana. La ventana tiene un ancho fijo de 0.0362 unidades relativas, por lo tanto, la altura del reflector secundario está truncada para que la ventana tenga este valor. Con ese dato de Dw_r , si se quisiera poner un parámetro DextDint de 1.50, la anchura de la ventana del reflector sin truncar sería más pequeña que 0.0362, así que no se podría truncar para obtener un valor de la anchura de la ventana de 0.0362. Es por esto que existe un valor de DextDint mínimo a partir del cual se podría truncar la geometría y obtener una anchura de ventana de 0.0362 y un factor Dw_r que se cumpliera. Los valores mínimos de DextDint para valores de Dw_r de 0.05 en 0.05 aparecen en la

Tabla 2. Los valores de DextDint están redondeados a la cifra de las centésimas. Para valores de Dw_r de entre 0.22 y 0.23 y superiores no existe DextDint mínimo. Se puede truncar el perfil y obtener la anchura de ventana óptima para cualquier valor de DextDint.

Dw_r	DextDint mínimo
0.10	5.4080
0.15	2.9740
0.20	1.6520
0.25	No tiene
0.30	No tiene
0.35	No tiene
0.40	No tiene

Tabla 2. Valores mínimos de DextDint para diferentes valores de Dw_r

En el apartado “Función FresnelMonotubeMCRT2D” se mencionan las variables de salida Fact Dw_r y FactDextDint. Estas dos variables son los valores de los factores geométricos que son cero si los introducidos al inicio no son compatibles y que son igual a los factores utilizados para hallar la geometría si son compatibles.

4.3 REFLECTOR SECUNDARIO SEGÚN ZHU (NREL)

4.3.1 Método de diseño para la optimización del reflector secundario según Guangdong Zhu (NREL)

4.3.1.1 Descripción del método

Se ha llevado a cabo un estudio detallado del método de diseño del reflector secundario propuesto por (Zhu G. , 2017) en su artículo “New adaptive method to optimize the secondary reflector of linear Fresnel collectors”.

El método propuesto no asume ninguna familia de curvas analíticas en particular. En su lugar, comienza en un punto predeterminado y avanza hasta formar un perfil completo que sea capaz de reflejar la máxima potencia al tubo receptor. El perfil óptimo dependerá tanto de la configuración del campo como del tamaño del tubo y su posición.

En primer lugar se determina la apertura del reflector secundario. Se requiere que la apertura sea capaz de interceptar un 95% de la energía reflejada por el espejo más lejano al receptor.

Una vez determinada la apertura, se puede conocer la posición del primer punto desde el que se parte para el diseño.

En el punto de partida, lo primero que se hará es determinar cuál es la incidencia principal. La incidencia principal es la dirección del haz de luz con más energía que viene del reflector primario y que el secundario reflejará justo al centro del tubo receptor. Se trata, por tanto, de la dirección óptima para que la mayor cantidad de energía sea reflejada en este punto, ya que se tiene en cuenta la desviación del haz por defectos ópticos del sistema.

4.3.1.1.1 Determinación de la incidencia principal mediante una aproximación

En una aproximación simplificada, la dirección de incidencia principal se puede elegir como la dirección de incidencia central, aunque siempre teniendo en cuenta cuáles son los rayos que pueden incidir sobre el punto del secundario, ya que habrá algunos que no serán considerados debido al bloqueo por parte del tubo receptor. La dirección de incidencia central es la bisectriz de los vectores que van del punto en cuestión a los extremos del campo de espejos (Figura 23).

También se necesita conocer la dirección del haz que va desde el punto en cuestión del reflector secundario al centro del tubo. Una vez conocidas la dirección principal y la que va al centro, se calcula la bisectriz del ángulo que forman y la superficie en ese punto será perpendicular a dicha bisectriz. Se avanza en la dirección perpendicular a la bisectriz y en el sentido adecuado (si se empieza en el punto del extremo izquierdo de la apertura, se avanza hacia la derecha) una distancia específica y se obtiene la posición del siguiente punto (Figura 24). Se repetirá el proceso hasta que se alcanza el plano de simetría: es un proceso iterativo.

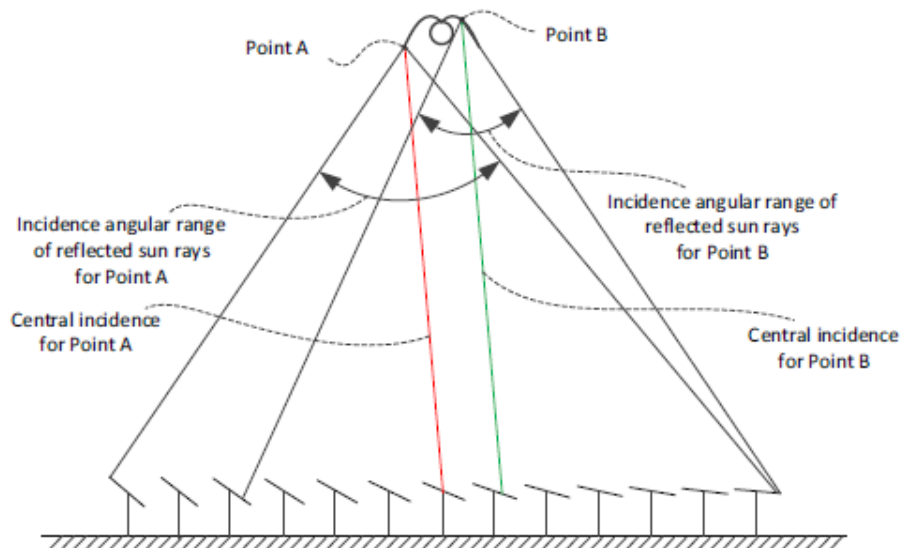


Figura 23. Direcciones de incidencia centrales para el punto A y el punto B y ángulo del rango de incidencias para ambos puntos. Fuente: (Zhu G., 2017)

4.3.1.1.2 Determinación de la incidencia principal mediante intensidad de potencia acumulada

La incidencia principal en cualquier punto de la superficie del receptor sirve para determinar, como se ha dicho, la dirección normal a la superficie de tal forma que se refleje la mayor cantidad posible de energía y que incida sobre el tubo.

El ángulo de aceptación del tubo, denominado α_{ab} en la Figura 24, es normalmente mucho menor al ángulo del rango de incidencias para cada punto del reflector secundario. Por eso, muy a menudo, la incidencia central no es una buena aproximación para la incidencia principal. Será necesario, pues, determinarla de manera más precisa.

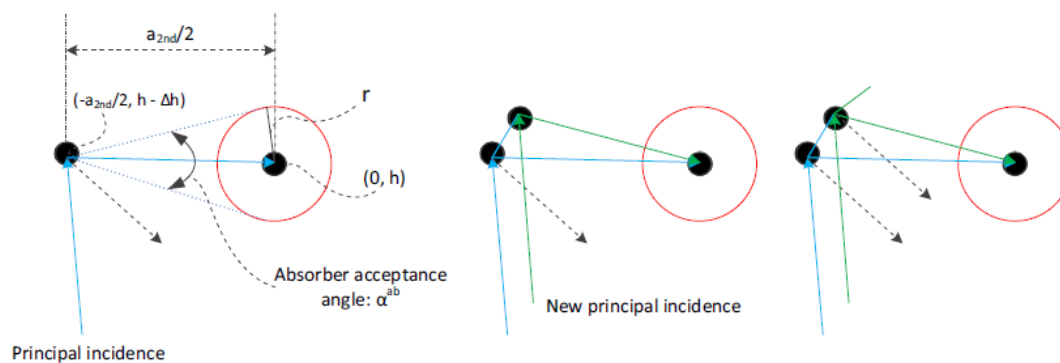


Figura 24. Determinación del siguiente punto óptimo del perfil de la superficie del reflector secundario. Los puntos negros representan el primer y el segundo punto. También aparecen representadas la incidencia principal, el vector que une el punto con el centro del tubo y el ángulo de aceptación del tubo. Fuente: (Zhu G., 2017)

En primer lugar, se observa que el ángulo de aceptación para el reflector primario es menor para los espejos que están situados más lejos del receptor. En la Figura 25 se observa que $\beta_{side} < \beta_{center}$. Estos son los ángulos de desviación para el espejo central y el espejo del extremo derecho respecto al punto A. Esto implica que el rayo de incidencia

en el punto A “i” tiene una menor intensidad que el rayo de incidencia “j”. La densidad de potencia de cada rayo es función del ángulo de desviación o de dispersión, que a su vez es función de la distancia al receptor.

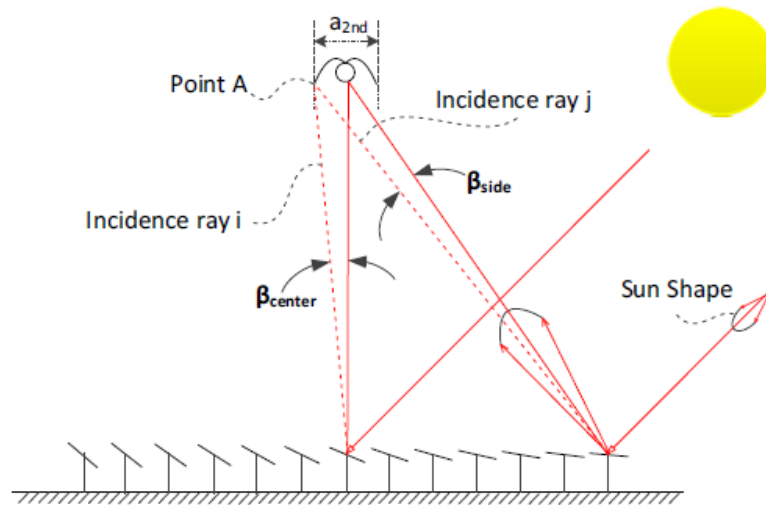


Figura 25. El ángulo de aceptación tras la reflexión en cada espejo varía según su posición con respecto al receptor debido a la variación de la distancia óptica del espejo a la apertura del reflector secundario. Fuente: (Zhu G. , 2017)

Asumiendo que la dispersión de los rayos reflejados sigue una distribución gaussiana que es igual para todos los rayos, si el ángulo de desviación es menor, los rayos que están más alejados de la dirección con desviación estándar igual a cero tendrán una mayor intensidad que si el ángulo de desviación es mayor. Por esta razón, los espejos más lejanos reflejan los rayos hacia el reflector secundario con una mayor intensidad, debido al menor ángulo de aceptación (Figura 26).

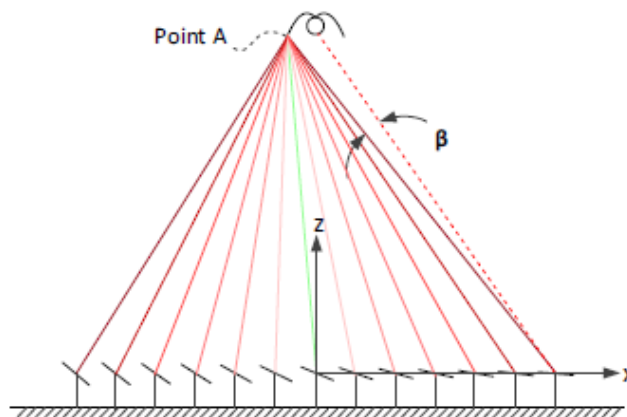


Figura 26. La densidad de potencia varía con la distancia al punto A del receptor porque la desviación de los rayos con respecto a la dirección nominal cambia para cada espejo. El cambio de color de las líneas indica el cambio de densidad de potencia, siendo la línea verde la de menor intensidad. Fuente: (Zhu G. , 2017)

Como se ha mencionado, el ángulo de aceptación del tubo receptor α_{ab} es más pequeño que el ángulo que forman los rayos que vienen de los extremos del campo de espejos. Por eso, con el fin de determinar cuál será la incidencia principal, habrá que calcular cuál será la ventana correspondiente al ángulo α_{ab} que mayor intensidad recoja. El punto medio de la ventana que encierre la mayor intensidad es el punto del campo de espejos

correspondiente a la incidencia principal. Este procedimiento se realiza para cada punto del reflector secundario. Se deduce que si el ángulo α_{ab} fuera igual o mayor al ángulo de aceptación del campo, la incidencia principal sí sería la descrita por el método aproximado. Hay que tener siempre en cuenta el bloqueo por parte del tubo receptor cuando proceda.

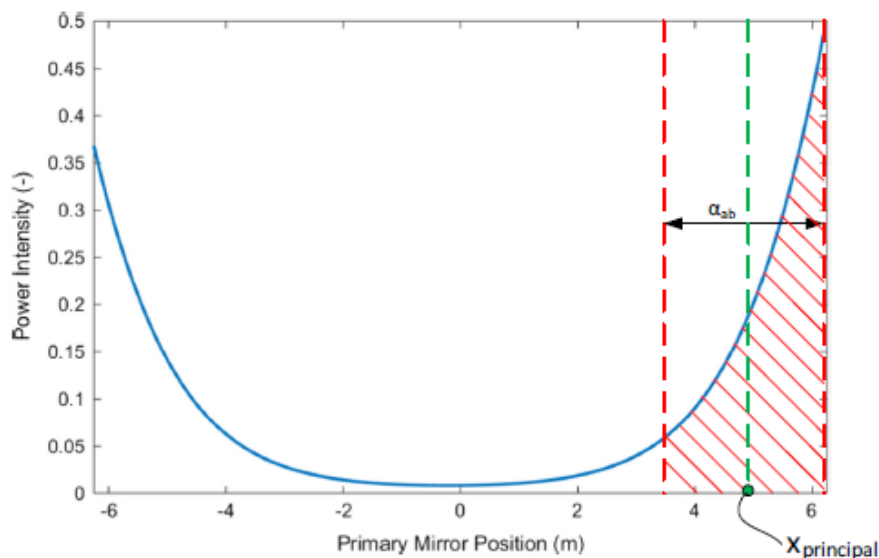


Figura 27. Determinación de la incidencia principal según la intensidad de potencia acumulada para un punto A

4.3.1.2 Desarrollo de funciones de MATLAB® para el diseño del reflector secundario según el método de Zhu

Se han desarrollado dos funciones en MATLAB® que se integren dentro del programa de MCRT de (Abbas R., 2015) que sustituyan a la función que definía la forma del reflector secundario con forma de CPC. Ahora se llevará a cabo el diseño basado en el método de Zhu con el fin de evaluar las características y el desempeño de este método y su adaptabilidad y validez para las condiciones de partida del campo solar del presente TFG.

Las dos funciones definen la forma del reflector secundario. Una de ellas según el método aproximado y la otra según el método de la intensidad acumulada. Ambas se encuentran adjuntas en Anexos, pero se explicarán a grandes rasgos a continuación.

4.3.1.2.1 Método aproximado

Las variables de salida de la función llamada SecondaryReflectorShapeZhuAprox son:

- x, z: vectores de puntos del perfil de la superficie del reflector
- xc, zc: posición del centro del tubo receptor
- r: radio del tubo
- normSecx, normSecz: vectores que guardan las componentes x y z del vector normal a la superficie en cada punto

Las variables de entrada son:

- x_i, z_i : posición de cada espejo
- x_r, z_r : posición de la apertura del receptor
- w_r : anchura de la ventana del receptor
- $FactDw_r$: factor geométrico explicado en la Sección 4.2.2.
- $FactAltw_r$: este nuevo factor geométrico es la relación entre la altura a la que se encuentra el centro del tubo de la ventana del receptor entre la anchura de dicha ventana (Figura 28)

$$Altw_r = \frac{Alt}{w_r} \quad (11)$$

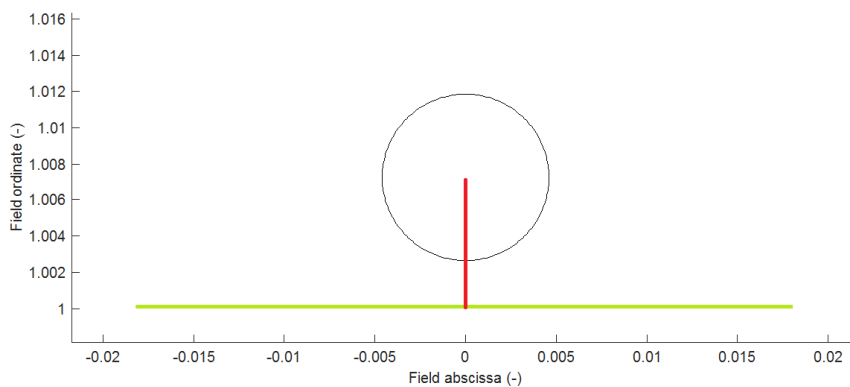


Figura 28. La línea roja es Alt y la verde es la anchura de la ventana. El factor $Altw_r$ en este ejemplo es 0.2

Al inicio de la función, se dan valores al radio y la posición del tubo en función de los factores geométricos de entrada. El tubo se mantiene centrado en x . Se utiliza el factor $FactAltw_r$ en lugar de $DextDint$ debido a que se parte del extremo izquierdo y la distancia del punto del reflector más cercano al tubo al mismo quedará determinada al final tras las pertinentes iteraciones. No se le podrá dar un valor predeterminado.

De esta manera, se definen:

$$r = w_r \cdot \frac{FactDw_r}{2} \quad (12)$$

$$x_c = x_r \quad (13)$$

$$z_c = (FactAltw_r \cdot w_r) + z_r \quad (14)$$

Después, se define el punto inicial en el extremo izquierdo del receptor plano partiendo del dato de la anchura y de la posición en z .

Para dibujar el perfil se llevará a cabo el procedimiento para la parte izquierda del receptor, es decir, para x negativas. Después se dibujará la parte derecha replicando todos los

puntos por reflexión. Para las iteraciones para las x negativas se utilizará un bucle *while* para que las x de los puntos que se vayan calculando sean siempre menores que x_r .

Lo primero que se hace dentro del bucle *while* es calcular las tangentes al tubo desde el punto del reflector secundario en cuestión. Se dice que la tangente de “abajo” según se mira al tubo desde el punto será la tangente que interesa conocer para determinar si el tubo bloquea ciertos rayos y los impide incidir sobre la superficie del reflector.

Después, se van a definir tres vectores importantes. La nomenclatura de estos vectores se corresponde con el programa que se encuentra en Anexos II-3. El primero (“a”) es el vector que va del punto en cuestión al extremo izquierdo del campo de espejos. El segundo (“b”) es el vector que va del punto al extremo derecho del campo de espejos. El tercero (“vectcen”) es el vector que va del punto en cuestión al centro del tubo. Los vectores siempre estarán normalizados.

Si la tangente al tubo desde el punto en cuestión queda a la izquierda del vector “b” significa que el tubo bloquea los rayos que inciden con una dirección que está entre la tangente y “b”. Si ocurre esto, la dirección principal será la bisectriz del ángulo formado por el vector “a” y la tangente al tubo. Si no, la dirección principal será la bisectriz del ángulo formado por “a” y “b”.

Lo siguiente es calcular el vector perpendicular a la superficie, que es la bisectriz del ángulo que forman la dirección principal y el “vectcen”. Después, se haya un vector perpendicular a este último, que será el vector tangente a la superficie que se quiere trazar, en el sentido adecuado.

Una vez conocido todo esto, se avanza un diferencial en la dirección tangente a la superficie y se define el nuevo punto. La longitud de este diferencial es una centésima parte de la anchura de la ventana.

4.3.1.2.2 Método de la intensidad de potencia acumulada

Este método es más preciso y será más interesante su estudio. Las variables de entrada y de salida serán las mismas que para el método aproximado.

El procedimiento es parecido al del método aproximado. Se tiene un bucle *while* para cada punto de la superficie. La posición de cada punto depende de la del punto anterior. El punto de partida es el del extremo izquierdo de la ventana del receptor. Se calculan las tangentes desde el punto en cuestión al tubo y se halla el ángulo entre estas. Este ángulo es α_{ab} .

Solo se considera la parte superficie ocupada con espejos y para cada espejo se consideran 9 puntos. Para cada punto del receptor se calculan dos vectores importantes para cada uno de los 9 puntos de cada espejo y se guardan los vectores en un array de dos filas (una por cada componente) y tantas columnas como número de puntos totales de toda la superficie de espejos. Estos vectores son: el vector que va desde cada punto del espejo hasta el centro de la ventana y el vector que va desde cada punto del espejo al punto en cuestión del reflector secundario. Para cada punto del reflector primario se

calcula el ángulo que forman estos dos vectores. Así se obtiene el ángulo de desviación β que aparecía en la Figura 25.

A la hora de hallar el ángulo de desviación es importante considerar el vector que va desde cada punto del espejo hasta el centro de la ventana en lugar de hasta el centro del tubo, porque el perfil que se obtiene varía de forma notable según el ángulo utilizado.

Una vez obtenido el ángulo de desviación para cada punto del campo de espejos con respecto al punto del reflector secundario en el que se está, se calcula la función de distribución de probabilidad normal. Esta función tiene media cero y desviación estándar $\sigma = 5.51 \text{ mrad}$. Según (Abbas R., 2015), en este modelo aproximado los rayos reflejados se supone que tienen un ángulo con la dirección normal que sigue una distribución gaussiana de densidad de probabilidad con una dispersión de 5.51 mrad.

Para los ángulos más grandes, los rayos que forman el ángulo estarán más alejados de la dirección normal y, por tanto, tendrán una probabilidad menor o una intensidad menor. De esta forma, se conoce la intensidad de cada rayo que va desde cada uno de los 153 puntos del campo de espejos a cada punto del reflector secundario.

Una vez conocido esto, se va estableciendo una ventana de tamaño correspondiente a α_{ab} para cada rayo procedente del reflector primario, de manera que el rayo quede en la mitad de la ventana. Después, se evaluará qué ventana recoge la mayor cantidad de energía según la función de distribución (mayor área encerrada bajo la curva de dicha función) para cada punto del reflector secundario.

Esto se va a ilustrar con dos figuras para factores $Dw_r=0.2000$ y $DextDint=0.3000$. En la Figura 29 (a) se puede ver la función de densidad de probabilidad para todos los rayos que llegan al punto del reflector secundario con $i=5$, es decir, el quinto punto que se determina. En la Figura 29 (b), también para el quinto punto, aparece representada la suma de intensidades de los rayos que están dentro de la ventana correspondiente al ángulo α_{ab} para cada rayo que va al punto del secundario. Es decir, cada rayo tiene asociada una suma de intensidades de los rayos cercanos a él dentro del ancho de ventana de α_{ab} . El rayo al que le corresponda una mayor suma de intensidades, es decir, un máximo en la gráfica de la Figura 29 (b) será la dirección principal.

Para cada punto del secundario se determina una dirección principal, teniendo en cuenta solo los haces que no son bloqueados por el tubo. Los haces que estén bloqueados por el tubo, aunque posean una alta intensidad, no podrán ser considerados a la hora de hallar la energía. Esto se puede observar en la Figura 30 (b).

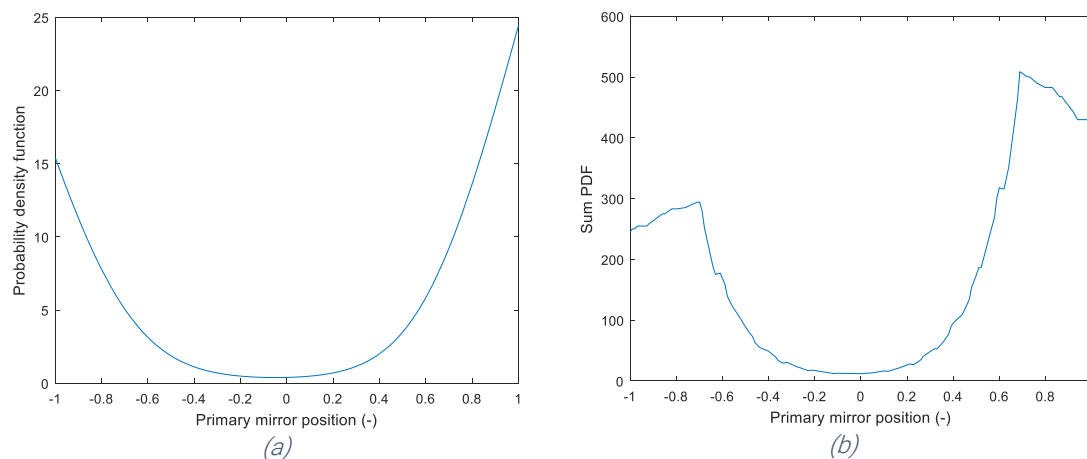


Figura 29. Función de densidad de probabilidad o variación de la intensidad para el quinto punto del perfil del reflector secundario con factores $Dw_r=0.200$ y $Altw_r=0.300$ (a) y suma de estas intensidades de los rayos que caen en cada ventana correspondiente a cada rayo (b)

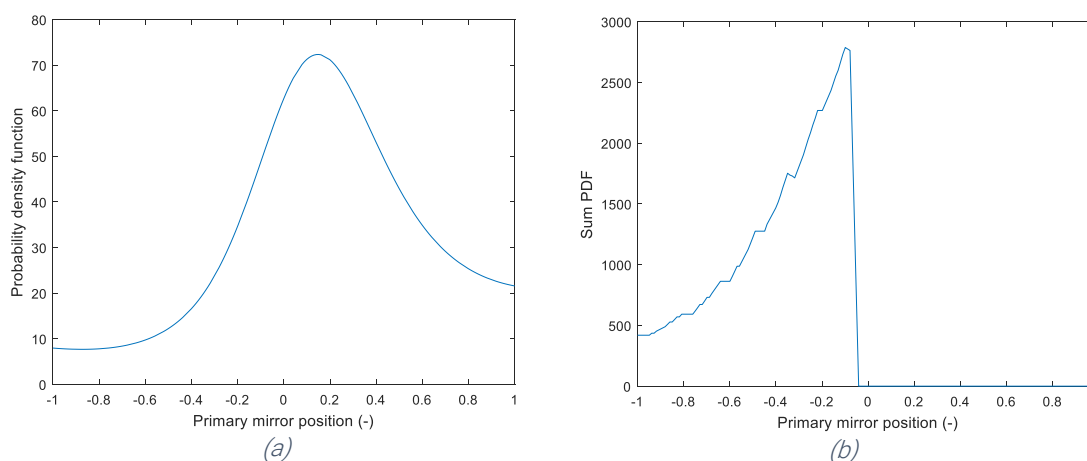


Figura 30. Función de densidad de probabilidad o variación de la intensidad para punto n° 75 del perfil del reflector secundario con factores $Dw_r=0.200$ y $Altw_r=0.300$ (a) y suma de estas intensidades de los rayos que caen en cada ventana correspondiente a cada rayo (b)

En la Figura 31 se puede ver cómo queda la parte izquierda del perfil según este método considerando que los rayos deben apuntar al centro de la ventana, no al centro del tubo. En la Figura 32, sin embargo, se ve como queda el perfil si se considera que los rayos deben apuntar al centro del tubo. En la Figura 32 (a), por ejemplo, se puede observar que para los puntos del perfil que están más alejados del centro se obtiene una forma distinta de la esperada. Esto sucede porque los rayos que tienen mayor intensidad porque su ángulo de desviación es menor son los que vienen del extremo izquierdo del campo de espejos. Por esto, solo se reflejarán al tubo los rayos que vengan de este extremo izquierdo, haciendo poco adecuado este método de diseño. Lo mismo ocurre en la Figura 32 (b).

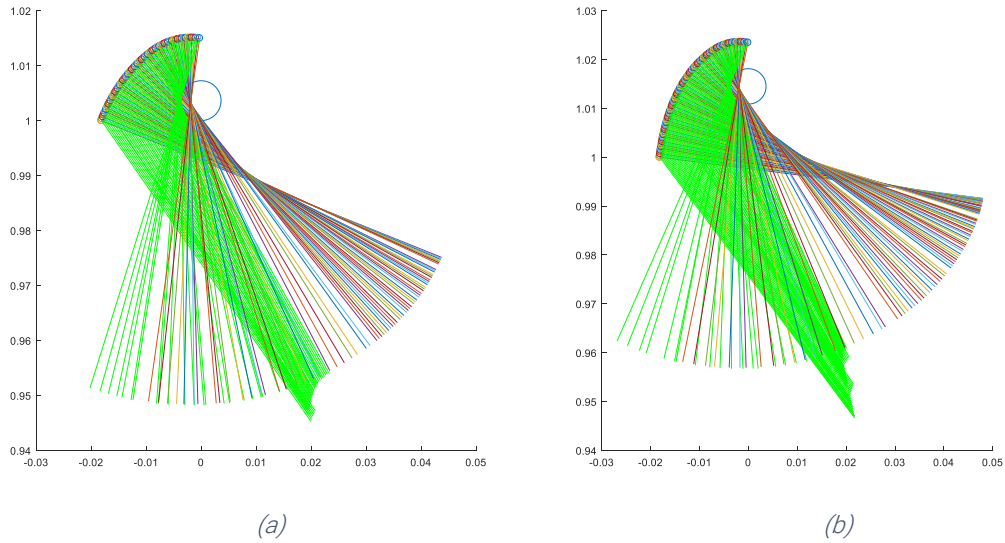


Figura 31. Perfiles de la mitad del reflector secundario según el método de la intensidad de potencia acumulada de Zhu considerando el ángulo de desviación como el ángulo entre el vector que va al centro de la ventana y el vector que va al punto del reflector en cuestión. Los factores en estos ejemplos son $Dw_r=0.200$ y $Altw_r=0.100$ (a) y $Dw_r=0.200$ y $Altw_r=0.300$ (b). Aparecen dibujadas las direcciones principales para cada punto de la superficie del reflector secundario (en verde) y de las normales a dicha superficie (colores)

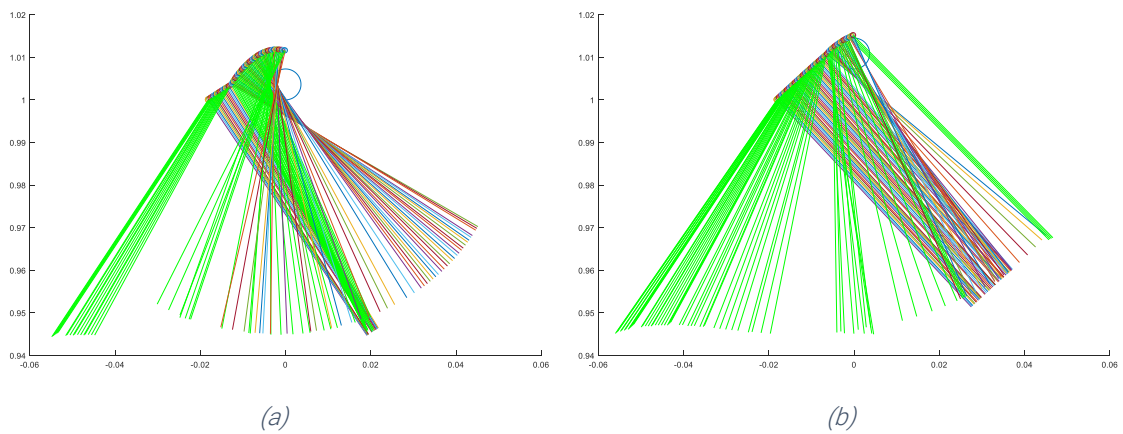


Figura 32. Perfiles de la mitad del reflector secundario según el método de la intensidad de potencia acumulada de Zhu considerando el ángulo de desviación como el ángulo entre el vector que va al centro del tubo y el vector que va al punto del reflector en cuestión. Los factores en este ejemplo son $Dw_r=0.200$ y $Altw_r=0.100$ (a) y $Dw_r=0.200$ y $Altw_r=0.300$ (b). Aparecen dibujadas las direcciones principales para cada punto de la superficie del reflector secundario (en verde) y de las normales a dicha superficie (colores)

5 RESULTADOS

5.1 EN UN INSTANTE

En primera instancia, se obtendrán las gráficas de rendimiento óptico, intensidad media y relación de concentraciones correspondientes a las posibles combinaciones de factores geométricos para un momento determinado (hora, día, mes). El momento elegido será el 15 de junio a las 12 del mediodía. Se estudiarán los tres parámetros de salida y se valorarán posibles configuraciones que maximicen unos u otros según sea tubo simple o de vacío. El hecho de elegir qué factor se desea maximizar se debe a la imposibilidad de optimizar los tres a la vez, según se observará en las gráficas.

El límite inferior de concentración de intensidad se fijará en base a la concentración típica de la tecnología CCP. Esta está entre 60 y 80 soles. Un sol equivale a una irradiancia directa normal de 1000 W/m^2 aproximadamente en Almería en las mejores condiciones, es decir, si es verano y el cielo está despejado. Como se ha mencionado, para este estudio se elige el mes de junio, es decir, verano en el hemisferio Norte. Se trata de una concentración sobre una superficie plana equivalente al diámetro del tubo. Para obtener la concentración sobre la superficie del tubo se divide entre π . Según esto, se tiene que la concentración típica en los CCP en verano está entre 19 y 25 kW/m^2 . Por eso, con valores próximos a estas cifras se podrá dar por válido el receptor Fresnel.

Como se ha mencionado, no existen apenas estudios acerca de la relación de concentraciones necesaria para evitar que las altas temperaturas unidas al estrés térmico produzcan el deterioro del tubo de acero por formación de grietas y, en el caso del tubo de vacío, con el peligro de la ruptura del vidrio.

A la hora de encontrar los factores óptimos, se determinará la geometría óptima para ciertos valores de relaciones de concentración que podrían ser los adecuados para evitar estos fenómenos.

Se podrán plantear casos diferentes según la relación de concentraciones máxima que se desee. En este trabajo se van a considerar resultados óptimos para tres factores. Se podrá dar el caso de que este factor deba ser menor o igual a 2, a 3 o a 4. Los resultados de rendimiento óptico son mejores cuanto mayor es el factor de la relación de concentraciones y la intensidad media resulta siempre aceptable para estos valores, así que, a la hora de dar con la geometría óptima, en estos márgenes siempre se optará por diseños con un mayor factor de esta relación. Por tanto, para la optimización se van a obtener resultados para:

$$FactFluxMaxMin \cong 2$$

$$FactFluxMaxMin \cong 3$$

$$FactFluxMaxMin \cong 4$$

5.1.1 CPC

Se muestran tres figuras que se obtienen con un trazado de 50000 rayos el día 15 de junio a las 12 del mediodía. En la primera Figura 33 (a) aparece representada la eficacia energética en función de Dw_r y $DextDint$. En la segunda Figura 33 (b) se representa la intensidad media para cada par de valores de Dw_r y $DextDint$. En la tercera Figura 33 (c) aparece la relación de concentraciones.

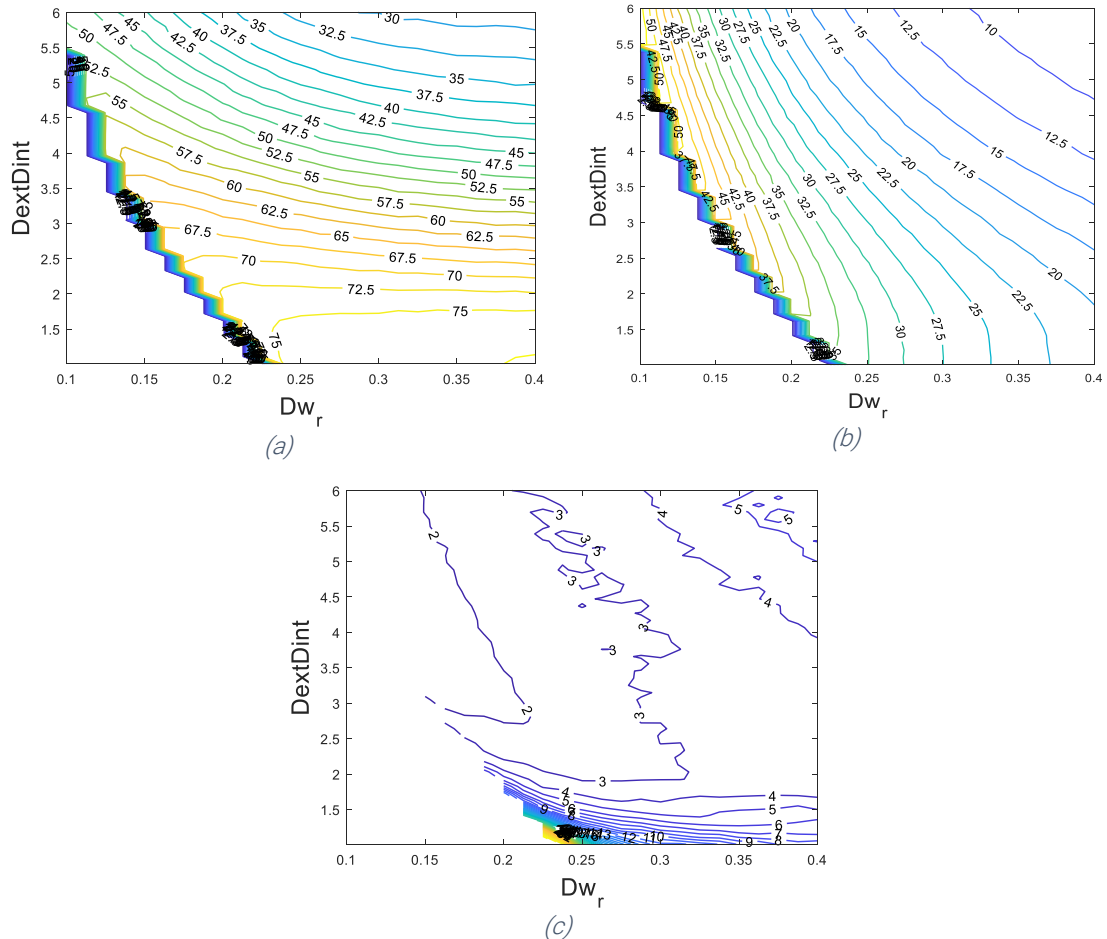


Figura 33. Eficacia energética (a), intensidad media (b) y relación de concentraciones (c) para el día 15 de junio a las 12 del mediodía en función de los factores geométricos Dw_r y $DextDint$ para un CPC. Simulación con 50000 rayos

En las gráficas se observa que si aumenta la eficacia energética disminuye la concentración. Primero se va a hallar el máximo rendimiento óptico independientemente de la concentración correspondiente para cada intervalo de la relación de concentraciones (menor que 2, menor que 3 y menor que 4). Después, se va a encontrar el máximo valor de flujo sin tener en cuenta que el rendimiento óptico sea bueno. Después, a la hora de encontrar la geometría óptima para cada uno de estos intervalos, se buscará una solución de compromiso. Los valores de estos máximos y sus correspondientes intensidades o rendimientos aparecen en la siguiente tabla para el CPC.

Relación de concentraciones	CPC			
	Maximizar rendimiento óptico		Maximizar concentración	
	Máximo rendimiento óptico (%)	Concentración(es) correspondiente(s) (kW/m ²)	Rendimiento óptico correspondiente (%)	Máxima concentración (kW/m ²)
<2	68.0	33.5	50.0	50.0
<3	73.0	24.0-38.0	50.0	50.0
<4	75.0	20.0-32.5	50.0	50.0

Tabla 3. Valores máximos de rendimiento óptico e intensidad media según la relación de concentraciones

Se observa que para relaciones de concentraciones menores que 3 y que 4 la concentración máxima es la misma que para relaciones menores que 2. Esto es porque, a diferencia del rendimiento que sí aumenta con el valor de la relación de concentraciones, la concentración es máxima cuanto más próxima a 1 es la relación de concentraciones. Esto se debe a que existe una mejor distribución cuanto menor es el diámetro relativo del tubo, condición que cumplen las geometrías con una alta concentración.

Como se ha visto, existen pares de factores geométricos que son incompatibles. En las gráficas, los parámetros obtenidos a partir de estos parámetros que dan lugar a geometrías que no cumplen las restricciones del programa serán igual a cero. Por eso, las curvas de nivel comenzarán a disminuir su valor hasta alcanzar el cero en los valores de los factores que se consideran mínimos.

Para el CPC, primero se hará para una anchura de ventana constante e igual a la optimizada por el programa y de valor igual a 0.0362 unidades relativas y después se hará para una anchura de ventana variable con valores en torno a 0.0362. Además, en cada caso se podrá tener tubo de vacío o tubo simple, y los resultados de la optimización serán diferentes.

5.1.1.1 Anchura de ventana constante

Tubo de vacío

Como es necesario introducir un tubo de vacío, el valor más pequeño de DextDint es 1.600, así que deberán descartarse todas las configuraciones que tengan un valor de DextDint inferior a 1.600.

El principal objetivo en el caso de que se tenga un tubo de vacío será maximizar el rendimiento óptico o eficacia energética, puesto que el rendimiento térmico es bueno ya que el vacío y la cubierta reducen las pérdidas por convección alrededor del tubo. Por esto, no será tan interesante obtener una alta concentración o radiación que compense las pérdidas térmicas. En el caso de tubo simple, sin embargo, sí será interesante. Además, en el caso de tubo de vacío será importante el factor de relación de concentraciones, ya que existe peligro de ruptura del vidrio.

Por otra parte, se debe notar que, al tener un tubo de vacío, no es necesario que éste se encuentre protegido en su totalidad por la cavidad del reflector secundario, como sí debe ocurrir en el caso de tubo simple para mejorar el rendimiento térmico. Por eso, se van a dar configuraciones geométricas en las que el tubo se encuentre por debajo de la ventana ficticia del receptor. Será interesante analizar estos casos.

A partir de las gráficas se puede elegir una geometría que maximice la eficacia energética y que tenga una intensidad aceptable y una relación de concentraciones no mucho mayor ni mucho menor que 1. Si no se hubiera tenido en cuenta la relación de concentraciones, se puede observar que se puede obtener una eficacia energética del campo de cerca del 75.0% para una concentración de 35.0 kW/m² aproximadamente y una relación de concentraciones de alrededor de 9. Los factores que dan lugar a esta geometría, teniendo en cuenta el DextDint mínimo de 1.600, pueden estar en torno a $Dw_r=0.230$ y $DextDint=1.600$. Esta geometría ofrece un rendimiento óptico muy bueno y una concentración un 40% superior a la máxima que pueden tener los colectores CCP en verano, pero una relación de concentraciones no muy deseable.

En la Figura 34 se puede ver la simulación mediante el programa de trazado de rayos del comportamiento del reflector secundario con la geometría propia de los factores $Dw_r=0.230$ y $DextDint=1.600$. Se han trazado 50 rayos de forma aleatoria. La leyenda hace referencia a los rayos que inciden directamente, los que inciden tras ser reflejados en el reflector secundario y las pérdidas primarias y secundarias.

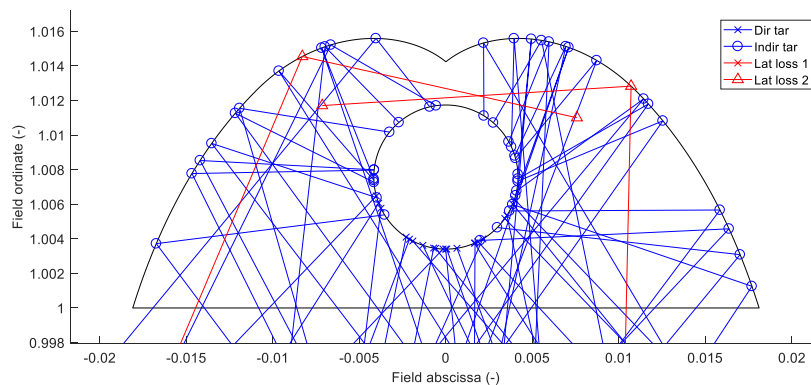


Figura 34. Simulación con 50 rayos de reflector secundario con factores geométricos $Dw_r=0.230$ y $DextDint=1.600$ para el día 15 de junio a las 12 del mediodía

Se puede ver que la distribución de la intensidad en el tubo es bastante irregular, incidiendo mayor número de rayos en las zonas inferior y laterales. Además, la energía de los rayos que inciden directamente y en la parte inferior, es mayor que la de los rayos reflejados. Por esto, la relación entre la concentración en los elementos de la parte inferior del tubo en comparación con la parte superior es mucho mayor. Esto se puede apreciar con más precisión en la Figura 35, en la que se representa la distribución de la intensidad sobre el tubo fruto de esta geometría con un trazado de 100000 rayos.

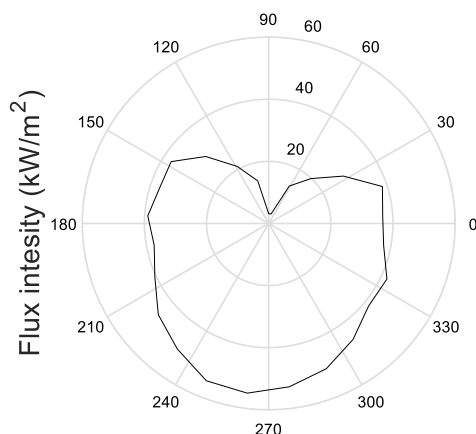


Figura 35. Diagrama de intensidad para factores de $Dw_r=0.230$ y $DextDint=1.600$ el día 15 de junio a las 12 del mediodía. Simulación con 100000 rayos

Se observa que en los elementos de la parte de arriba del perfil del tubo hay una diferencia significativa con el resto de los elementos. Podría obtenerse una relación de concentraciones más próxima a 1, pero sería a costa de perder, o bien eficacia energética o bien concentración media.

A continuación, se van a estudiar los factores que definen una geometría óptima que maximice el rendimiento óptico para tres supuestos valores de relación de concentraciones.

FactFluxMaxMin $\cong 2$

Por ejemplo, si se utilizaran los factores $Dw_r=0.220$ y $DextDint=2.700$, la simulación MCRT sería la de la Figura 36 (a). Se puede ver tanto en la Figura 36 (a) como en la gráfica de la Figura 33 (c) que la relación de concentraciones es de cerca de 2, la cual resulta bastante adecuada.

La distribución de la intensidad se puede apreciar en la Figura 36 (b). Para este diseño, el rendimiento óptico es de cerca de un 68.0% y la concentración media es de 33.5 kW/m².

Sin embargo, la concentración por los laterales del tubo es más baja que en el caso anterior debido a la configuración geométrica en la que el tubo se encuentra fuera de la cavidad del reflector secundario. Esto ocurrirá para todas las configuraciones geométricas en las que el tubo esté situado por debajo de la ventana del reflector secundario. Por tanto, para obtener distribuciones de intensidad más homogéneas en la superficie del tubo, el tubo deberá estar situado por encima de la ventana de la cavidad.

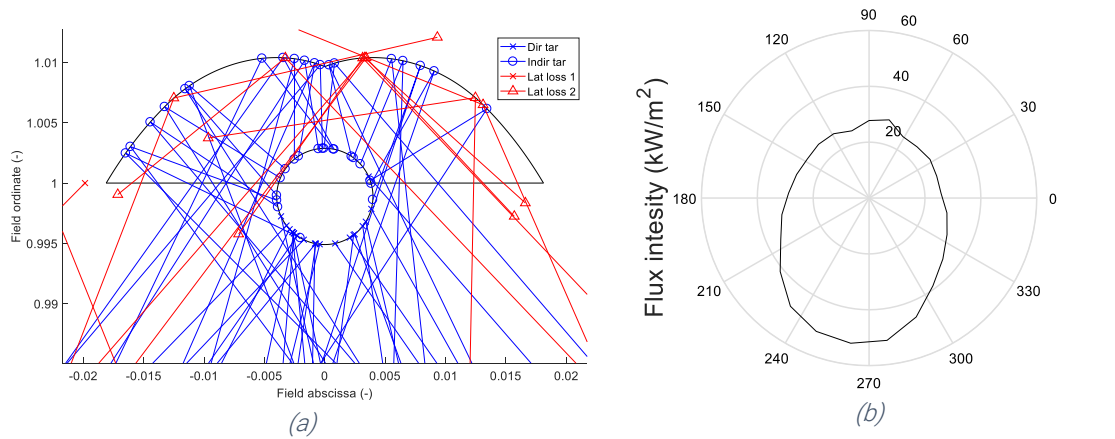


Figura 36. Simulación con 50 rayos (a) y diagrama de intensidad (b) con simulación de 100000 rayos de reflector secundario con factores geométricos $Dw_r=0.220$ y $DextDint=2.700$ para el día 15 de junio a las 12 del mediodía

Por esto, se podría obtener un mejor diseño para los parámetros $Dw_r=0.175$ y $DextDint=2.700$, aproximadamente, que tiene un rendimiento óptico de cerca del 70.0% y una concentración media de 42.0 kW/m^2 , pero también una relación de concentraciones entre 2 y 2.5 (Figura 37). Si la relación de concentraciones tuviera que ser inferior a 2 este diseño no sería posible.

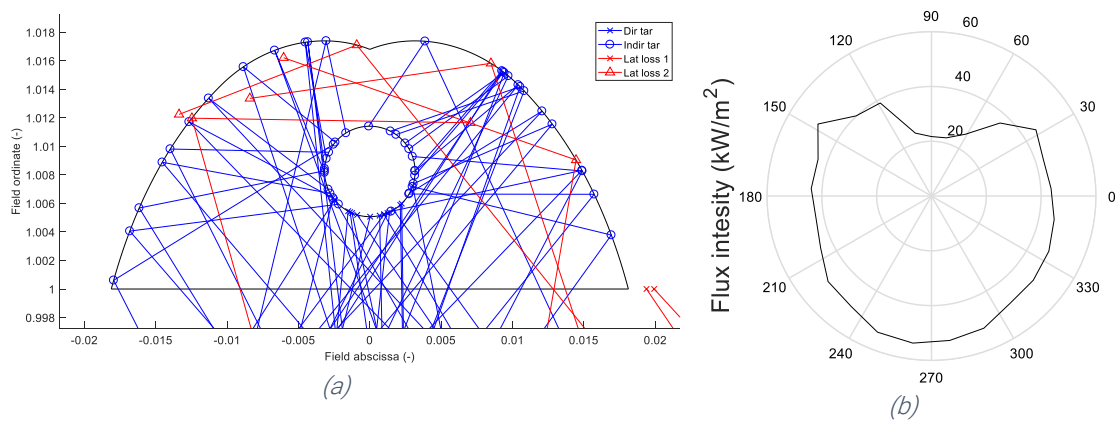


Figura 37. Simulación con 50 rayos (a) y diagrama de intensidad (b) con simulación de 100000 rayos de reflector secundario con factores geométricos $Dw_r=0.1750$ y $DextDint=2.700$ para el día 15 de junio a las 12 del mediodía

$FactFluxMaxMin \cong 3$

Por ejemplo, para los factores $Dw_r=0.320$ y $DextDint=2.000$, se obtiene una distribución de intensidades cercana a 3, según se puede observar en la , un rendimiento óptico de cerca del 73.0% y una concentración media de cerca de 24.0 kW/m^2 , lo cual resulta un buen diseño. Sin embargo, la distribución de la intensidad resulta bastante irregular por el hecho de que el tubo está situado por debajo de la ventana. Esto resulta en una mayor

intensidad de los rayos que inciden en la parte del tubo más próxima al suelo por estar situado más cerca y en una menor incidencia lateral en el tubo, como se ha comentado en el caso anterior. La simulación MCRTse puede ver en la Figura 38.

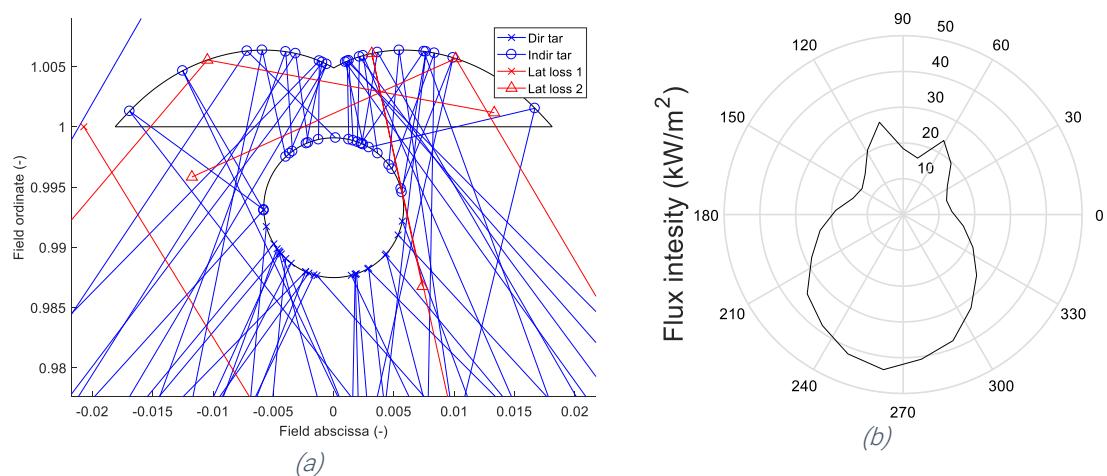


Figura 38. Simulación con 50 rayos (a) y diagrama de intensidad (b) con simulación de 100000 rayos de reflector secundario con factores geométricos $Dw_r=0.320$ y $DextDint=2.000$ para el día 15 de junio a las 12 del mediodía

Existe otra configuración con factores aproximados de $Dw_r=0.210$ y $DextDint=2.150$ que tiene un rendimiento óptico de un 72.5% y una intensidad media de 38.0 kW/m^2 con una distribución de intensidades mucho más homogénea (Figura 39). Por tanto, esta será la solución óptima.

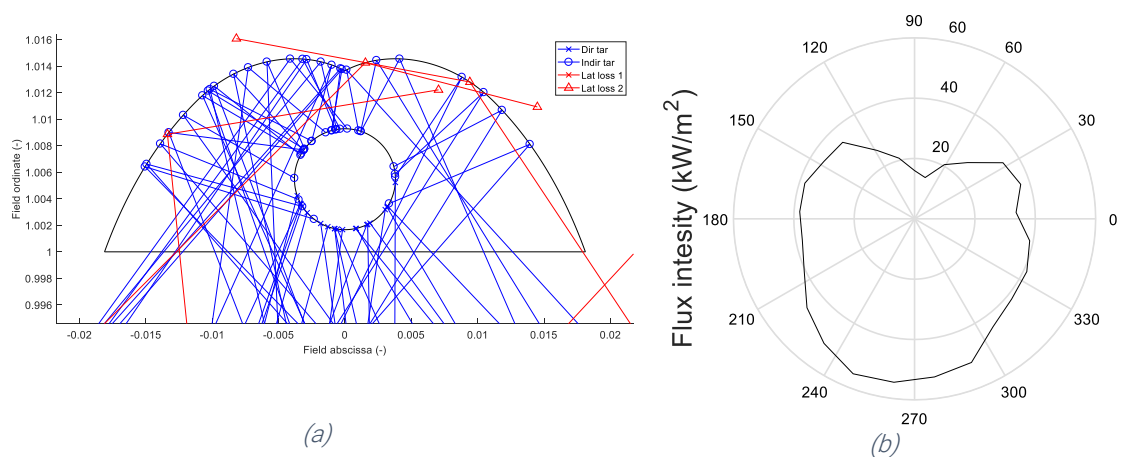


Figura 39. Simulación con 50 rayos (a) y diagrama de intensidad (b) con simulación de 100000 rayos de reflector secundario con factores geométricos $Dw_r=0.210$ y $DextDint=2.150$ para el día 15 de junio a las 12 del mediodía

FactFluxMaxMin $\cong 4$

Para los factores $Dw_r=0.250$ y $DextDint=1.850$ se obtiene una relación de concentraciones de en torno a 4 con un rendimiento óptico del 75.0% y una intensidad media de cerca de 32.5 kW/m^2 (Figura 40).

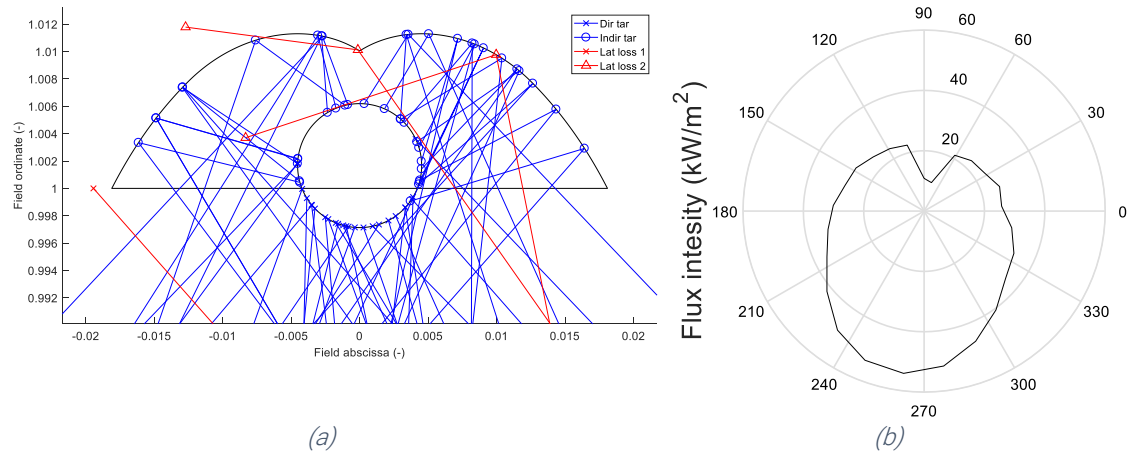


Figura 40. Simulación con 50 rayos (a) y diagrama de intensidad (b) con simulación de 100000 rayos de reflector secundario con factores geométricos $Dw_r=0.250$ y $DextDint=1.850$ para el día 15 de junio a las 12 del mediodía

Tubo simple

En el caso de que se coloque un tubo simple habrá que tener en cuenta que tiene que quedar dentro de la cavidad, por encima de la ventana, para que se pueda colocar una física.

En este caso, lo interesante será obtener una alta concentración media que compense las pérdidas térmicas que se dan cuando el tubo es simple. También habrá que mantener un rendimiento óptico aceptable.

El método es el mismo que para el caso con tubo de vacío, pero cambiando el límite inferior de los valores de $DextDint$ a 1.01. Normalmente, para valores altos de concentración, el tubo será pequeño en comparación con la anchura de la ventana y quedará dentro de la cavidad.

De la misma forma que en caso con tubo de vacío, se analizan las tres figuras que se obtienen con un trazado de 50000 rayos el día 15 de junio a las 12 del mediodía.

Según las gráficas obtenidas anteriormente y considerando todos los valores posibles de $DextDint$ desde 1.01, se observa que para valores de $DextDint$ inferiores a 1.600 la relación de concentraciones es muy alta. Por tanto, la situación va a ser muy similar a la de tubo de vacío, pero esta vez intentando maximizar la concentración media y teniendo en cuenta que el tubo tiene que quedar por encima de la ventana.

Se pueden obtener intensidades medias que superen las de la tecnología CCP. Como se ha dicho anteriormente, la irradiancia máxima que se puede conseguir en verano con una

tecnología CCP es de 25.0 kW/m² aproximadamente. Un valor de concentración superior a este ya sería un éxito. 30.0 kW/m² sería un valor aceptable que sigue manteniendo un rendimiento óptico no muy bajo.

$$FactFluxMaxMin \cong 2$$

Para este factor de relación de concentraciones se podría tener una geometría muy similar a la de la Figura 37.

Otro posible diseño, que obtiene una mayor concentración media a costa de perder rendimiento óptico es aquel con factores aproximados de **Dw_r=0.150** y **DextDint=3.500**. Con estos factores se obtiene una relación de concentraciones un poco menor que 2 y una distribución muy homogénea, un rendimiento óptico de cerca del 65.0% y una intensidad media de en torno a 45.0 kW/m² (Figura 41).

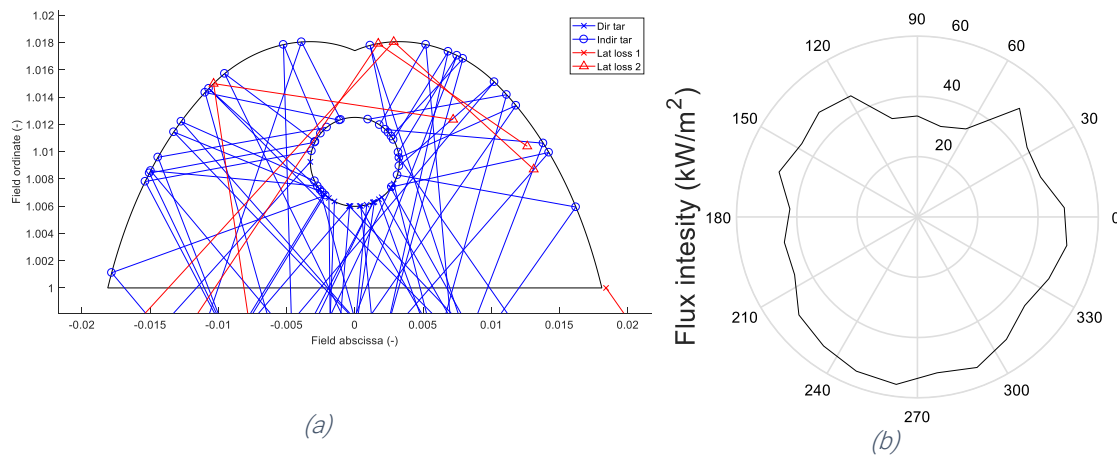


Figura 41. Simulación con 50 rayos (a) y diagrama de intensidad (b) con simulación de 100000 rayos de reflector secundario con factores geométricos $Dw_r=0.150$ y $DextDint=3.500$ para el día 15 de junio a las 12 del mediodía

$$FactFluxMaxMin \cong 3 \text{ y } FactFluxMaxMin \cong 4$$

Los diseños con relaciones de concentración de 3 y superiores y valores de rendimiento óptico y térmico aceptables se corresponden con geometrías en las que el tubo se encuentra por debajo de la ventana. Por eso, habrá que renunciar a tener un buen rendimiento óptico si se desean valores más elevados de concentración, correspondientes a factores de relación de concentraciones menores que 4 y que 3. Para valores más altos de relación de concentraciones se obtendrán, por tanto, mejores rendimientos ópticos pero peores concentraciones. Entonces, aumentar este factor no tiene mucho interés cuando se trata de tubo de vacío.

5.1.1.2 Anchura de ventana variable

Como se ha descrito en la Sección 4.2.3.1, la anchura del receptor debe ser lo suficientemente grande como para interceptar una gran cantidad de radiación que incida sobre el tubo, pero no excesivamente grande, pues conduciría a irradiancias bajas que no serían adecuadas para alcanzar ciertas temperaturas necesarias en el fluido. Además, el tubo sería poco eficiente económicamente por utilizar más material del necesario y por producirse mayores pérdidas por sombreado del receptor sobre el campo de espejos.

Se ha determinado de forma analítica la anchura del receptor y se ha mantenido constante para el anterior caso. Sin embargo, se va a variar en un rango de 0.5 a 1.5 veces para comprobar si existen configuraciones con esta anchura que den mejores resultados de rendimiento óptico y térmico.

Para ello, se crea una función que utiliza tres factores geométricos: Dw_r , $DextDint$ y w_rMod , que es el factor que modifica la anchura de la ventana del receptor.

Al existir ahora tres factores, se va a trabajar con tres matrices tridimensionales. Estas ahora tienen una dimensión k , de tamaño igual al número de valores de w_rMod que existan, que son 5, para que vaya aumentando de 0.25 en 0.25.

Se conseguirán todas las combinaciones posibles de estos tres factores y se evaluará la eficacia energética y la concentración para cada valor de relación de concentraciones.

Con un trazado de 50000 rayos se obtienen 15 gráficas, 3 para cada valor de k , es decir, para cada valor de w_rMod . Todas ellas se encuentran adjuntas en los Anexos. Para evaluar qué grupo de tres factores arroja unos mejores resultados de los tres parámetros a evaluar, se tendrán que analizar todas las gráficas teniendo en cuenta los tres factores.

Como era de esperar, se observa que ante una mayor apertura del receptor, la eficacia óptica aumenta a costa de una disminución de la concentración, y a menor apertura existe una mayor concentración.

Tubo de vacío

Según las necesidades se podrá aumentar o disminuir la anchura del receptor en comparación con el resto de dimensiones del campo solar. Con un aumento de la misma se podrían llegar a conseguir rendimientos ópticos de cerca de un 80% (hay menos pérdidas laterales primarias) para concentraciones de en torno a 20 kW/m^2 . Esto resulta interesante para el caso de tubo de vacío y ocurre cuando la anchura se multiplica por un factor $w_rMod=1.500$ y los factores geométricos son, aproximadamente, $Dw_r=0.280$ y $DextDint=2.000$. Se trata de una concentración aceptable en comparación con la que se puede obtener con la tecnología CCP y un rendimiento óptico alto. La relación de concentraciones disminuirá según se aumente el factor $DextDint$ para un Dw_r . Para $DextDint=2.000$ se obtiene una relación de concentraciones de en torno a 7. Para w_rMod superiores a 1 la relación de concentraciones será alta para cualquier par de factores geométricos. En la Figura 42 se puede ver la simulación MCRT con 50 rayos de la geometría correspondiente a $Dw_r=0.280$ y $DextDint=2.000$.

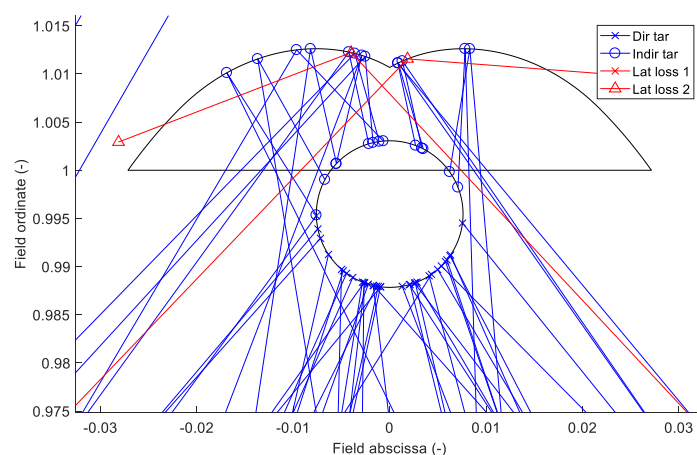


Figura 42. Simulación con 50 rayos de reflector secundario con factores geométricos $Dw_r=0.280$, $DextDint=2.000$ y $w_rMod=1.500$ para el día 15 de junio a las 12 del mediodía

Sin embargo, puesto que se debe tener en cuenta la distribución de la intensidad en la superficie del tubo, no será interesante aumentar la anchura de la ventana. Los resultados óptimos son los correspondientes a $w_rMod=1.000$.

Tubo simple

Para el caso del tubo simple, se podrán llegar a obtener, por ejemplo, intensidades de un poco más de 45 kW/m^2 para valores de rendimiento óptico de alrededor del 65% y relación de concentraciones de apenas 2, con una distribución muy regular. Esto ocurre para un factor $w_rMod=1.000$ y factores geométricos de $Dw_r=0.150$ y $DextDint=3.500$ aproximadamente, como se ha estudiado anteriormente. Para otros valores de w_rMod se obtienen rendimientos ópticos y térmicos similares y en algunos casos con peor distribución de la intensidad. Por esto, no tiene mucho interés modificar la anchura de la ventana.

5.1.1.3 Cuadro resumen de factores para geometría óptima del CPC

Relación de concentraciones	CPC			
	Tubo de vacío		Tubo simple	
	Dw_r	$DextDint$	Dw_r	$DextDint$
$\cong 2$	0.220	2.700	0.150	3.500
$\cong 3$	0.210	2.150	-	-
$\cong 4$	0.250	1.850	-	-

Tabla 4. Factores geométricos del CPC con $w_rMod=1.000$ óptimos según se tiene tubo de vacío o tubo simple. Estos valores son aproximados

5.1.2 Modelo de Zhu

5.1.2.1 Método aproximado

En la Figura 43 se tiene un ejemplo con factores $\text{FactAltw}_r=0$ y $\text{FactDw}_r=0.250$ y en la Figura 44 con factores $\text{FactAltw}_r=0.200$ y $\text{FactDw}_r=0.200$. Se observa que en las partes más alejadas del centro la geometría conduce a unas elevadas pérdidas laterales secundarias. Esto sucede porque la aproximación es muy poco adecuada para estas zonas. En estas zonas no suele haber bloqueo por parte del tubo y se toma como dirección principal la bisectriz del ángulo que forman los vectores que van a los extremos del campo de espejos. Por eso, estas partes están diseñadas para que los rayos que vienen desde los espejos más centrales se reflejen en el tubo. Cuando esto no ocurra, es decir, cuando los rayos lleguen desde los espejos más laterales a esas zonas, no se reflejarán en el tubo. Además, esta dirección principal tiene muy baja intensidad, porque se encuentra en la parte central.

En las zonas centrales, sin embargo, al producirse bloqueo por parte del tubo se restringe el ángulo de incidencia α_{ab} y la probabilidad de que incida sobre el tubo el rayo de la dirección principal es mayor. Además, los rayos que vienen de los espejos más alejados del centro incidirán sobre el tubo.

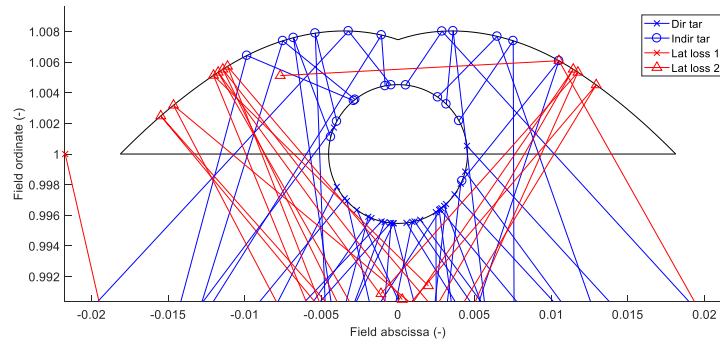


Figura 43. Simulación con 50 rayos de reflector secundario según el método aproximado de Zhu con $\text{FactAltw}_r=0$ y $\text{FactDw}_r=0.250$ para el día 15 de junio a las 12 del mediodía

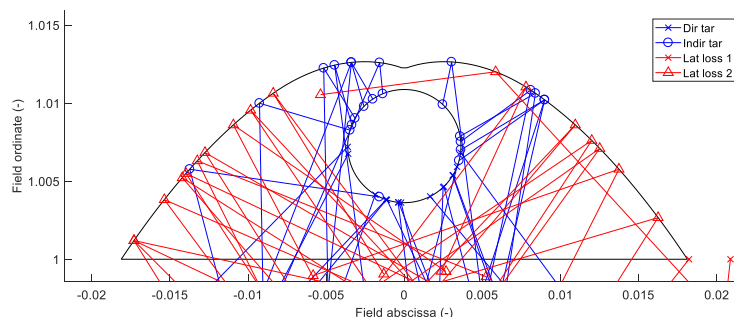


Figura 44. Simulación con 50 rayos de reflector secundario según el método aproximado de Zhu con $\text{FactAltw}_r=0.200$ y $\text{FactDw}_r=0.200$ para el día 15 de junio a las 12 del mediodía

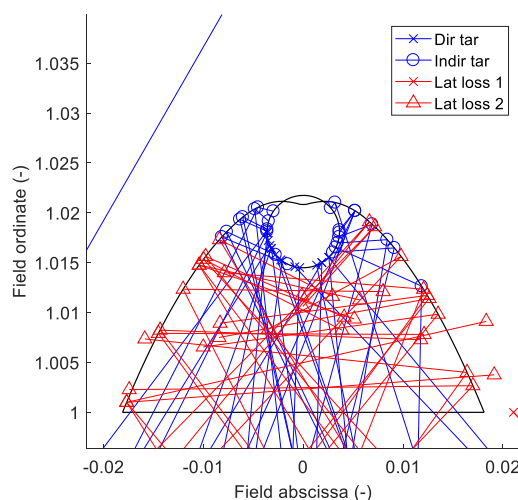


Figura 45. Simulación con 50 rayos de reflector secundario según el método aproximado de Zhu con $FactAltw_r=0.500$ y $FactDw_r=0.200$ para el día 15 de junio a las 12 del mediodía

Ocurre que para ciertos valores de los factores geométricos, cuando el diámetro es grande con respecto a la ventana o cuando el tubo está situado muy por encima de la ventana, el perfil no queda por encima del tubo (Figura 45). Esto hace que no exista total libertad de diseño para cualquier diámetro y distancia a la ventana, ni se puede colocar un tubo de vacío siempre que se desee.

Por otra parte, se observa en todas las figuras que las pérdidas ópticas son altas y la concentración es irregular debido a esta baja eficacia energética. Esto supone una desventaja importante. Por eso, este método queda descartado al presentar un comportamiento lejos del deseado y esperado.

5.1.2.2 Método de la potencia acumulada

Como resulta mucho más exacto el modelo calculado mediante el método de la intensidad de potencia acumulada con los rayos apuntando al centro de la ventana, se va a estudiar únicamente este.

Se utilizará el mismo método de optimización con matrices y se obtendrán gráficas que muestren la eficacia energética, la intensidad y la relación de concentraciones, pero ahora según los factores geométricos $Altw_r$ y Dw_r , en lugar de $DextDint$ y Dw_r .

Los valores de Dw_r van de 0.10 a 0.40 como en el caso del CPC y los valores de $Altw_r$ van de -0.10 (tubo por debajo de la ventana) a 0.50.

Las gráficas que se muestran se han obtenido con un trazado de 50000 rayos para el día 15 de junio a las 12 del mediodía.

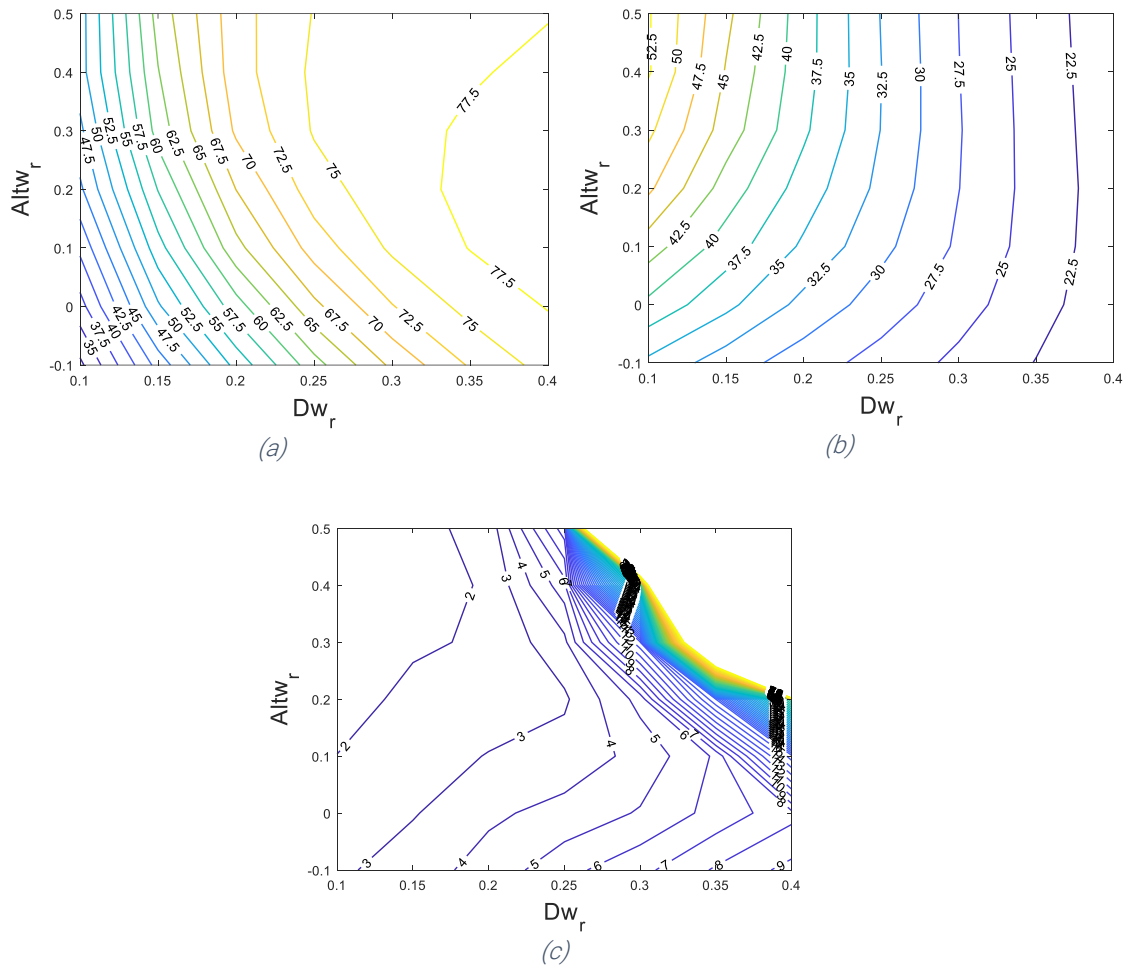


Figura 46. Eficacia energética (a), intensidad media (b) y relación de concentraciones (c) para el día 15 de junio a las 12 del mediodía en función de los factores geométricos Dw_r y $Altw_r$ para el modelo de Zhu. Simulación con 50000 rayos

Lo que en un principio llama más la atención de las gráficas de la Figura 46 es la zona superior derecha de la gráfica de la relación de concentraciones. Según la gráfica, a partir de ciertos pares de valores de los factores, la relación de concentraciones se dispara hasta hacerse infinita. Esto quiere decir que la intensidad en la parte superior del tubo es nula y ocurre cuando la relación diámetro-anchura de ventana es demasiado grande para la distancia a la que se encuentra el tubo con respecto a la ventana, resultando en una geometría imposible, con el tubo sobrepasando el reflector secundario, como ocurre en la Figura 47.

También se observa que se dan rendimientos ópticos de cerca del 77.5% para factores de relación de concentraciones muy altos. Este valor máximo de rendimiento es mayor al que se puede obtener en un CPC si no se limitara la relación de concentraciones. Además, las geometrías correspondientes a este elevado rendimiento reciben toda la energía en la parte inferior del tubo y no permiten el uso de tubos de vacío.

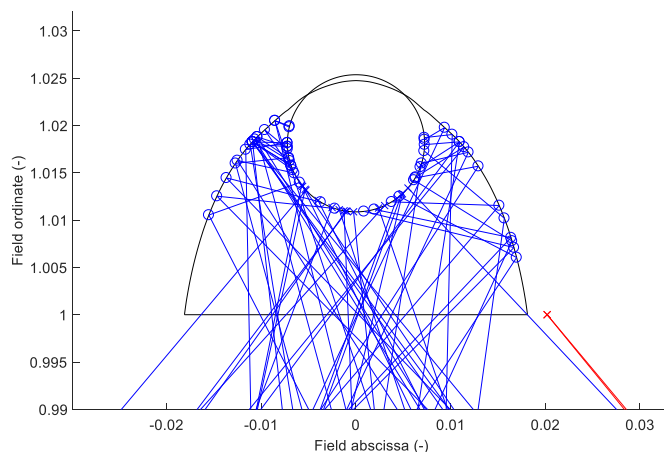


Figura 47. Simulación con 50 rayos de reflector secundario según Zhu con factores geométricos $Dw_r=0.4000$ y $Altw_r=0.500$ para el día 15 de junio a las 12 del mediodía

Al igual que se hizo para CPC, se determinan los máximos valores de rendimiento óptico y de concentración y sus correspondientes parámetros para relaciones de concentraciones menores que 2, menores que 3 y menores que 4. La tabla con los resultados obtenidos a partir de las gráficas se muestra a continuación.

Relación de concentraciones	Zhu			
	Maximizar rendimiento óptico		Maximizar concentración	
	Máximo rendimiento óptico (%)	Concentración(es) correspondiente(s) (kW/m ²)	Rendimiento óptico correspondiente (%)	Máxima concentración (kW/m ²)
<2	67.5	42.0-43.0	51.0	51.0
<3	71.0	32.0-37.5	51.0	51.0
<4	72.5	27.5-36.0	51.0	51.0

Tabla 5. Valores máximos de rendimiento óptico e intensidad media según la relación de concentraciones

Más adelante se compararán los valores máximos según la tecnología de reflector secundario: CPC o Zhu.

Teniendo en cuenta todo esto, se pueden estudiar las gráficas para determinar las geometrías más adecuadas para los casos de tubo de vacío y tubo simple.

En este caso será más complicado determinar qué geometrías son válidas si se tiene un tubo de vacío, porque no hay ningún parámetro que tenga que ser mínimo, como el DextDint en el caso del CPC.

Tubo de vacío

Se va a intentar maximizar el rendimiento óptico para los 3 valores de relaciones de concentración analizados para el CPC y encontrar una solución de compromiso para mantener un valor adecuado de intensidad media.

***FactFluxMaxMin* $\cong 2$**

Si se desea una relación de concentraciones de 2, los factores que ofrecen un mayor valor de rendimiento óptico son, aproximadamente, **Dw_r=0.175** y **Altw_r=0.500**. Para estos factores, la eficacia óptica es del 67.5% y la intensidad media de 41.0 kW/m². Se comprueba que sí se puede colocar un tubo de vacío. Tiene un comportamiento muy similar al del CPC para una relación de concentraciones de 2.

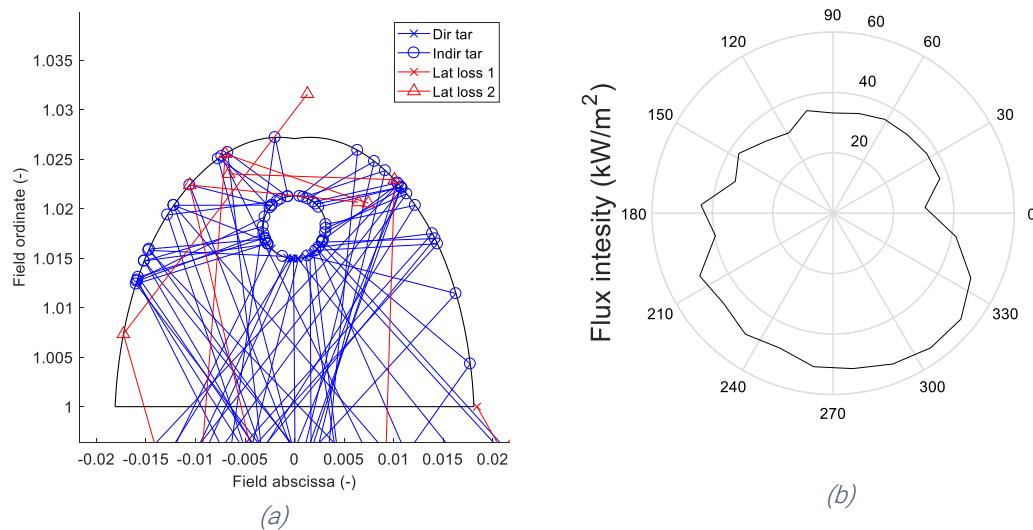


Figura 48. Simulación con 50 rayos (a) y diagrama de intensidad (b) con simulación de 100000 rayos de reflector secundario según Zhu con factores geométricos Dw_r=0.150 y Altw_r=0.500 para el día 15 de junio a las 12 del mediodía

***FactFluxMaxMin* $\cong 3$**

Para una relación de concentraciones de cerca de 3, los factores geométricos que dan un rendimiento óptico del 72.5% y una intensidad media de un poco más de 36.0 kW/m² son **Dw_r=0.210** y **Altw_r=0.500**. Se comprueba que se puede colocar un tubo de vacío. Este diseño responde de manera bastante similar al diseño con factores Dw_r=0.210, DextDint=2.150 y w_rMod=1.000.

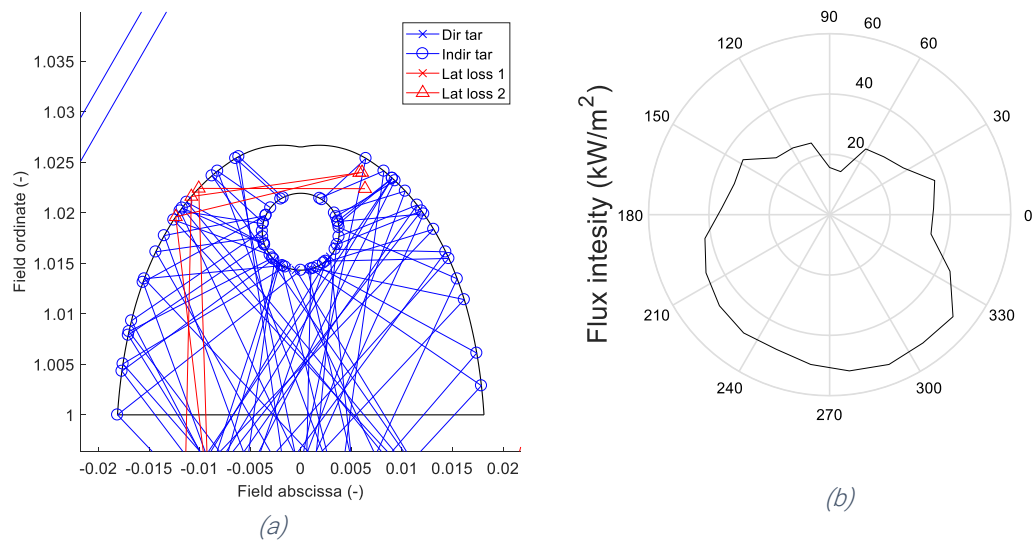


Figura 49. Simulación con 50 rayos (a) y diagrama de intensidad (b) con simulación de 100000 rayos de reflector secundario según Zhu con factores geométricos $Dw_r=0.210$ y $Altw_r=2.150$ para el día 15 de junio a las 12 del mediodía

$FactFluxMaxMin \cong 4$

Para relaciones de concentración de 4, se obtendrá un rendimiento óptico un poco superior al 73.0% y una intensidad media de 35.0 kW/m^2 , de manera parecida al CPC, para factores geométricos de $Dw_r=0.220$ y $Altw_r=0.500$. Se comprueba que cabe un tubo de vacío.

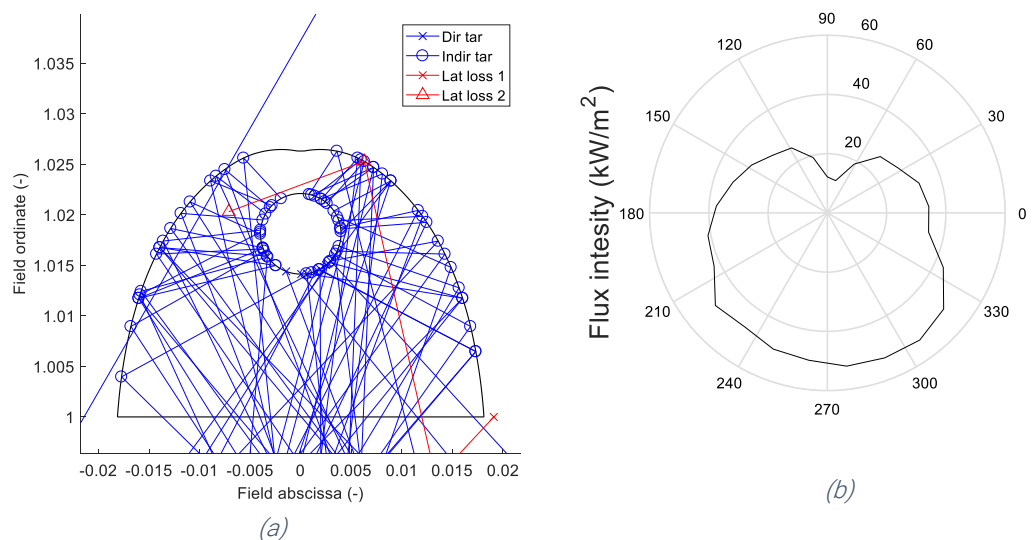


Figura 50. Simulación con 50 rayos (a) y diagrama de intensidad (b) con simulación de 100000 rayos de reflector secundario según Zhu con factores geométricos $Dw_r=0.220$ y $Altw_r=0.500$ para el día 15 de junio a las 12 del mediodía

Tubo simple

En el caso de tener un tubo simple, se buscará maximizar la intensidad media para cada relación de concentraciones manteniendo un valor de rendimiento óptico por encima del 60%.

FactFluxMaxMin $\cong 2$

Para una relación de concentraciones de 2 se obtienen resultados muy similares a los obtenidos con el receptor CPC. Por ejemplo, para $Dw_r=0.170$ y $Altw_r=0.300$ se obtienen valores de rendimiento óptico del 65.0% y de intensidad media de 41.0 kW/m^2 , un valor de concentración un poco inferior al obtenido en un CPC, que es de 45.0 kW/m^2 .

FactFluxMaxMin $\cong 3$ y *FactFluxMaxMin* $\cong 4$

Para relaciones de concentración de 2, 3 y 4 se pueden utilizar los **resultados obtenidos para el tubo de vacío**, porque las intensidades medias son lo suficientemente altas como para superar a la tecnología CCP y los rendimientos ópticos son buenos.

5.1.2.3 Cuadro resumen de factores para geometría óptima para el modelo de Zhu

Relación de concentraciones	Zhu			
	Tubo de vacío		Tubo simple	
	Dw_r	Altw_r	Dw_r	Altw_r
$\cong 2$	0.175	0.500	0.170	0.300
$\cong 3$	0.210	0.500	0.210	0.500
$\cong 4$	0.220	0.500	0.220	0.500

Tabla 6. Factores geométricos del modelo de Zhu óptimos según se tiene tubo de vacío o tubo simple. Estos valores son aproximados

5.1.3 Análisis de resultados y comparación CPC y modelo de Zhu

A continuación se establece una comparación de las dos tecnologías analizadas según sus valores máximos de rendimiento y concentración. Se van a mostrar las tablas de valores máximos de nuevo con el fin de comparar los resultados.

Tras haber realizado la optimización de la geometría del reflector secundario para ambas tecnologías, se llega a la conclusión de que los valores resultantes de maximizar el rendimiento óptico son los que se obtienen de esta optimización. Es decir, las concentraciones correspondientes a dichos rendimientos son lo suficientemente altas como para que prime este criterio de selección.

CPC				
Relación de concentraciones	Maximizar rendimiento óptico		Maximizar concentración	
	Máximo rendimiento óptico (%)	Concentración(es) correspondiente(s) (kW/m ²)	Rendimiento óptico correspondiente (%)	Máxima concentración (kW/m ²)
<2	68.0	33.5	50.0	50.0
<3	73.0	24.0-38.0	50.0	50.0
<4	75.0	20.0-32.5	50.0	50.0
Zhu				
Relación de concentraciones	Maximizar rendimiento óptico		Maximizar concentración	
	Máximo rendimiento óptico (%)	Concentración(es) correspondiente(s) (kW/m ²)	Rendimiento óptico correspondiente (%)	Máxima concentración (kW/m ²)
<2	67.5	42.0-43.0	51.0	51.0
<3	71.0	32.0-37.5	51.0	51.0
<4	72.5	27.5-36.0	51.0	51.0

Tabla 7. Cuadro comparativo CPC y Zhu. Simulación instantánea.

Se observan comportamientos muy similares de ambas tecnologías. Sin embargo, el CPC ofrece resultados de rendimiento óptico ligeramente superiores a los del modelo de Zhu para una relación de concentraciones menor o igual que 4.

Se concluye, por tanto, que ambos modelos se comportan de forma muy similar, siendo ligeramente mejor el desempeño del modelo CPC en cuanto a rendimiento óptico.

5.2 ANUAL

Los resultados instantáneos solo tienen en cuenta el rendimiento óptico, la intensidad media y la relación de concentraciones para un instante determinado, que se corresponde con el día 15 del mes de junio a las 12 horas del mediodía.

Sin embargo, el rendimiento en un solo instante no es lo más adecuado para evaluar el desempeño del receptor y poder determinar qué geometría será la mejor. Puede que el reflector secundario se comporte peor ante la componente longitudinal de la luz incidente, la cual varía a lo largo del año siendo mayor en los meses de invierno.

Se va a utilizar un programa creado por (Abbas R., 2015) que estima la eficacia energética (rendimiento óptico) y la exergía (rendimiento global incluyendo el térmico) y se va a modificar para que calcule la intensidad media y la relación de concentraciones media anual ponderada. Se hace la media ponderada porque en cada mes del año la energía que llega y, por tanto, la máxima que se podría obtener con un rendimiento del 100%, es diferente.

Se van a simular 12 días, correspondientes al día 21 de cada mes. Para cada día se realizan simulaciones cada cierto intervalo de tiempo desde el amanecer hasta el anochecer. Solo se va a considerar el rendimiento si se alcanza cierto límite de intensidad en el tubo.

Las variables de entrada son las requeridas para el estudio instantáneo propias del campo solar y de la geometría del receptor secundario, el número de rayos trazados por simulación, el intervalo de tiempo entre simulaciones y la intensidad mínima. El número de rayos será de 20000 y el intervalo de media hora. La intensidad mínima requerida se puede establecer según las necesidades. Para este estudio se considerará una intensidad mínima de 0 kW/m², es decir, no se establece un mínimo de intensidad que se requiera obtener para poder considerar que el concentrador resulta útil.

5.2.1 CPC

Se hallan el rendimiento óptico, el rendimiento global, la intensidad y la relación de concentraciones medias anuales para cada par de factores geométricos Dw_r y $DextDint$ considerando que no existe una intensidad mínima. Todas las intensidades medias anuales son válidas.

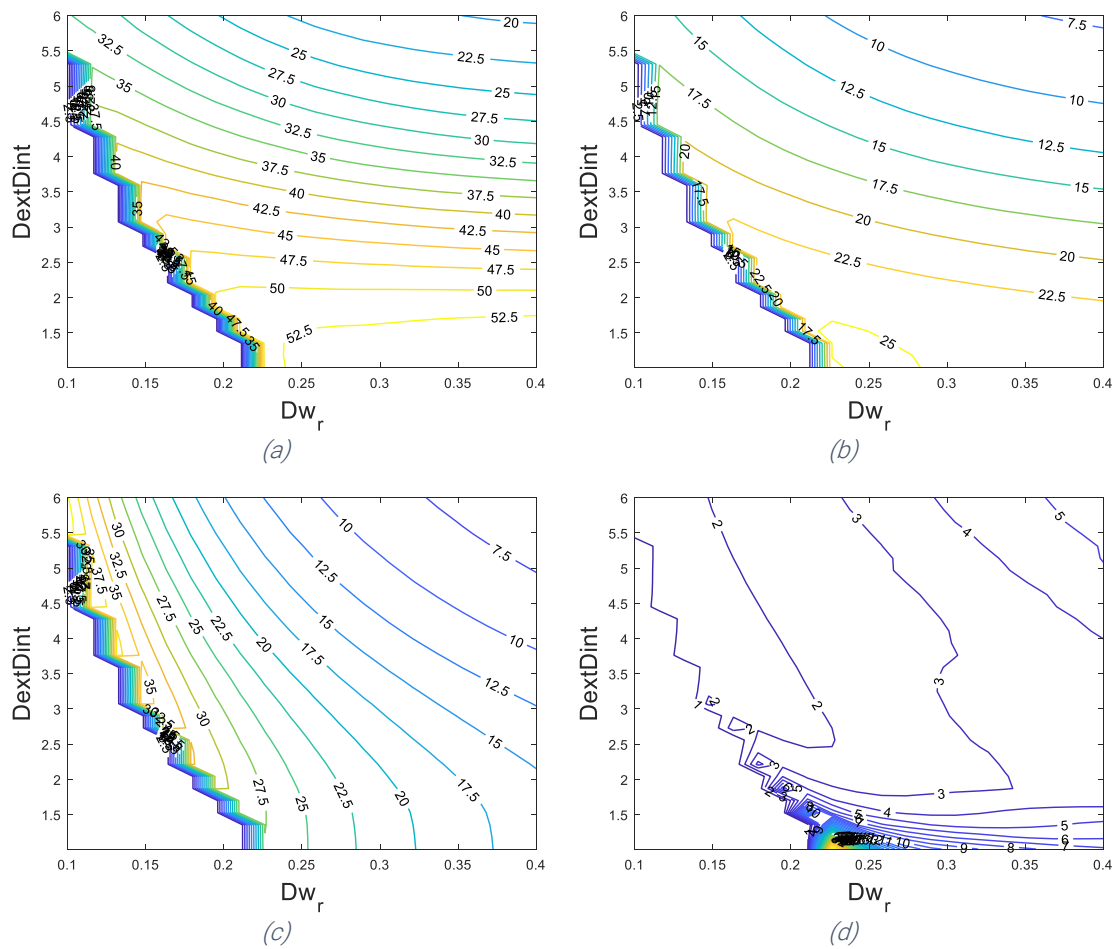


Figura 51. Eficacia energética (a), eficacia exergética (b), intensidad media (c) y relación de concentraciones (d) anual según los factores geométricos Dw_r y $DextDint$ de un receptor CPC sin intensidad mínima requerida. Simulación con 20000 rayos

El objetivo de la simulación anual es obtener los valores promedio de todos los parámetros de salida a analizar. Como se observa en la Figura 51, las curvas de nivel son similares a las obtenidas para un instante y lo único que cambia son los valores, que ahora son los valores promedio anuales. Además, como los valores de la relación de concentraciones son los mismos para un instante y para todo el año, las geometrías óptimas serán las mismas que las estudiadas para el día 15 de junio a las 12 del mediodía.

5.2.2 Modelo de Zhu

Se hallan el rendimiento óptico, el rendimiento global, la intensidad y la relación de concentraciones medias anuales para cada par de factores geométricos Dw_r y $Altw_r$ considerando que no existe una intensidad mínima.

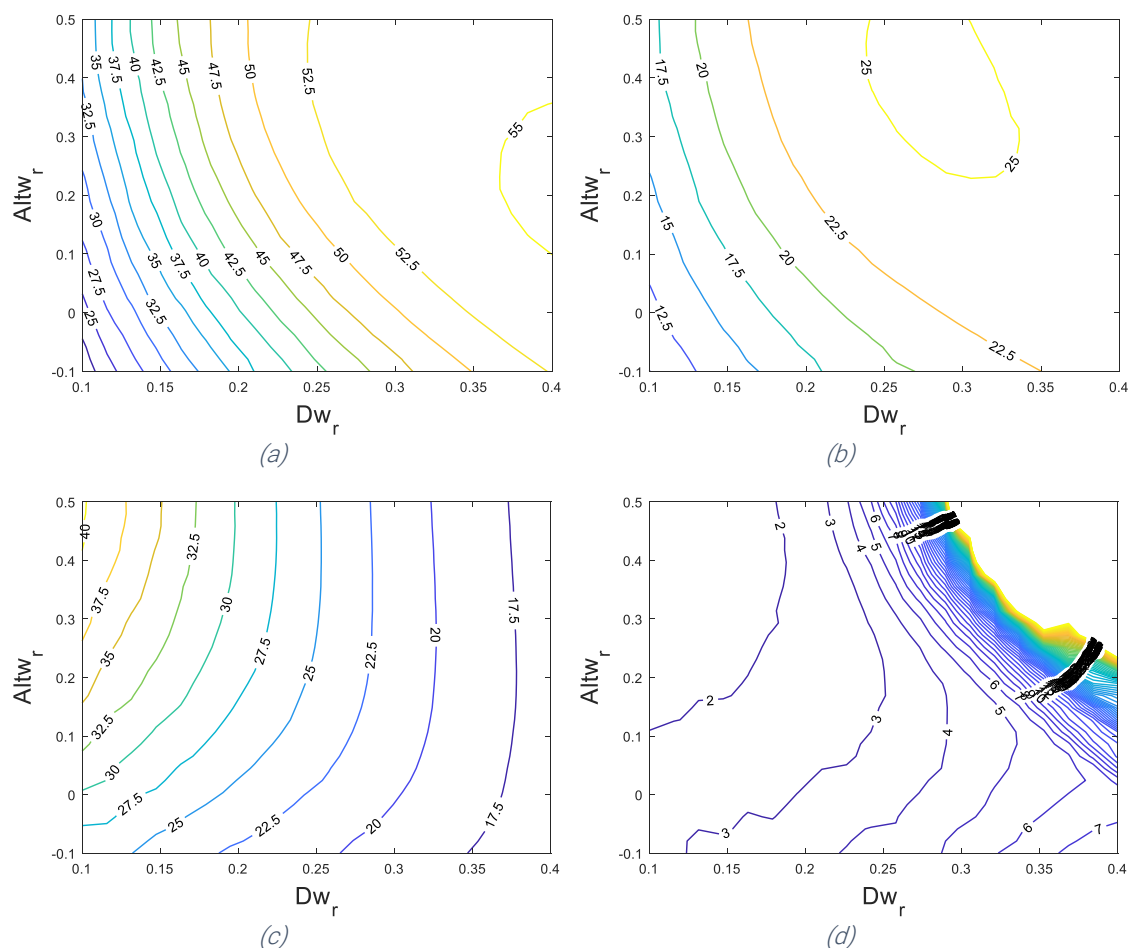


Figura 52. Eficacia energética (a), eficacia exergética (b), intensidad media (c) y relación de concentraciones (d) anual según los factores geométricos Dw_r y $Altw_r$ de un receptor según el modelo de Zhu sin intensidad mínima requerida. Simulación con 20000 rayos

De igual modo que para el caso del CPC, estos resultados anuales no aportan nueva información para la optimización de la geometría del receptor según el método de Zhu, puesto que las curvas de nivel son similares pero con distintos valores. Sin embargo, sí será útil conocer estos valores promedio ponderados anuales. Así, para cada valor de la relación de concentraciones supuesto, se compara el máximo rendimiento óptico posible o la mayor concentración media para cada una de estas dos tecnologías. Esta comparación se expone en la tabla siguiente.

CPC anual				
Relación de concentraciones	Maximizar rendimiento óptico		Maximizar concentración	
	Máximo rendimiento óptico (%)	Concentración(es) correspondiente(s) (kW/m ²)	Rendimiento óptico correspondiente (%)	Máxima concentración (kW/m ²)
<2	48.0	26.0	34.0	39.0
<3	52.0	18.0-25.0	34.0	39.0
<4	53.0	16.0-25.0	34.0	39.0
Zhu anual				
Relación de concentraciones	Maximizar rendimiento óptico		Maximizar concentración	
	Máximo rendimiento óptico (%)	Concentración(es) correspondiente(s) (kW/m ²)	Rendimiento óptico correspondiente (%)	Máxima concentración (kW/m ²)
<2	47.5	31.0	34.0	40.0
<3	51.0	28.0	34.0	40.0
<4	51.5	27.5	34.0	40.0

Tabla 8. Comparación desempeño anual CPC y modelo de Zhu (valores aproximados)

El estudio anual constata lo que se había concluido con el estudio instantáneo, es decir, el rendimiento óptico del CPC es mayor que el del modelo de Zhu cuando se limita la relación de concentraciones, aunque muy ligeramente. Sin embargo, se debe decir también que para pequeñas diferencias de rendimiento óptico entre modelos existen mayores diferencias en cuanto a concentración, teniendo el modelo de Zhu valores más altos. Esto ocurre sobre todo cuanto menor sea el factor de la relación de concentraciones.

El rendimiento global tiene en cuenta el rendimiento óptico y el térmico. Los valores de rendimiento global anual máximo son muy similares para ambas tecnologías, sin diferencias significativas como se puede observar en la siguiente tabla.

Rendimiento global anual (%)		
Relación de concentraciones	CPC	Zhu
<2	23.0	23.0
<3	23.0	23.5
<4	24.5	24.0

Tabla 9. Rendimiento global anual del CPC y del modelo de Zhu (valores aproximados)

El hecho de que a pesar del ligeramente mejor rendimiento óptico del CPC las dos tecnologías tengan rendimientos globales similares se debe a la concentración ligeramente mayor que se suele dar en el modelo de Zhu, lo que compensa las pérdidas térmicas produciéndose un mejor rendimiento térmico.

6 CONCLUSIONES

Los dos objetivos principales de este TFG eran: la optimización de la geometría de los reflectores secundarios CPC y Zhu y la comparación de estos dos modelos.

En cuanto al primer objetivo, la optimización de la geometría, se han conseguido resultados interesantes que pueden ser estudiados según las necesidades de la planta y el tipo de tubo receptor. Ante la falta de estudios que determinen la relación de concentraciones apropiada, se analizan los resultados tomando como ejemplo factores de relación de concentraciones que podrían ser adecuados para una distribución homogénea de la intensidad sobre la superficie del tubo. De este modo, se tendría en cuenta el efecto de las altas temperaturas unidas a las tensiones térmicas cíclicas que podrían causar el deterioro de los tubos, algo que no se había tenido en cuenta para el diseño del reflector secundario hasta ahora.

- El máximo rendimiento es alcanzado por el modelo de Zhu, pero para configuraciones en las que toda la radiación incide en la parte inferior del tubo, habiendo zonas de incidencia nula, y con geometrías que no permiten el uso de tubos de vacío.
- Tanto para el CPC como para el modelo de Zhu se observa que se pueden obtener concentraciones que superan las de la tecnología CCP incluso cuando lo que se pretende es optimizar el rendimiento óptico. Esto es que las concentraciones en la superficie del tubo superan los 25 kW/m² para una relación de concentraciones menor o igual que 4 según la simulación instantánea. Para una irradiancia directa normal de 1000 kW/m², propia de Almería en el verano, momento en el que se simula, la concentración de un CCP está entre 19 y 25 kW/m².
- Si se limita la relación de concentraciones, entonces los máximos rendimientos ópticos alcanzables por el CPC son mayores, aunque las concentraciones son mayores para el modelo de Zhu. Esto hace que el rendimiento global de la planta pueda ser parecido.
- No se puede concluir qué tecnología es más interesante. Sin embargo, se pueden sacar las siguientes conclusiones:
 - Si la distribución homogénea no fuese un requisito y no fuese necesario utilizar tubos de vacío (para abaratar costes), el modelo de Zhu es más interesante.
 - Si se busca maximizar rendimiento óptico con un tubo de vacío, asegurando que la relación de concentraciones no supera ciertos límites y que las concentraciones medias son, al menos iguales a las de un CCP, el CPC es más interesante.
 - Si se busca maximizar concentración, aun conservando límites de relaciones de concentración, el modelo de Zhu es mejor, aunque implique una reducción de rendimiento óptico.

7 LÍNEAS FUTURAS

La realización de este trabajo conduce a considerar que una serie de investigaciones futuras serían necesarias para mejorar los resultados obtenidos y obtener una optimización más precisa.

- La primera y más importante sería el estudio de la relación de concentraciones requerida para conseguir una duración del tubo receptor aceptable y minimizar los costes derivados de la sustitución del mismo cuando se produzcan daños.
- La segunda sería extender este estudio a otras localizaciones y configuraciones del campo solar, como la Este-Oeste. Esto no resultaría muy complicado. Simplemente habría que considerar la inclinación del receptor según la posición del sol a lo largo del año.
- La tercera sería el modelado de otros diseños propuestos por otros autores como (Canavarro, Chaves, & Collares-Pereira, 2014) y la comparación con los dos diseños estudiados en este TFG.

8 EVALUACIÓN DEL IMPACTO DEL TRABAJO

Un cambio del modelo energético es imprescindible para hacer frente a los problemas medioambientales a los que se enfrenta la sociedad en la actualidad y a los que se enfrentará en el futuro si no se produce este cambio.

La energía solar termoeléctrica resulta prometedora para contribuir a la construcción de un modelo energético más sostenible tanto económicamente como con el medio ambiente. Esta tecnología tiene un gran potencial debido, por ejemplo, a la posibilidad de almacenamiento de energía y de adaptación a la curva de demanda en comparación con otras tecnologías de energía solar (PV). Sin embargo, se trata de una tecnología con un amplio margen de mejora del rendimiento y de reducción de costes, a pesar de los esfuerzos realizados en los últimos años a nivel mundial y que han dado sus frutos. El presente TFG pretende contribuir a la mejora del rendimiento de manera que esta tecnología pueda llegar a ser más competente y los gobiernos e inversores continúen impulsando su desarrollo para lograr economías de escala.

A nivel social, esta tecnología contribuye a la independencia energética de los países, sobre todo los que poseen un gran recurso solar, y a la creación de empleo, ya que requiere personal especializado para la instalación, el mantenimiento, la fabricación de componentes... También supone una reducción del coste de la electricidad en comparación con las fuentes de energía tradicionales.

Por los múltiples beneficios de esta tecnología resulta muy interesante su investigación y desarrollo y, en especial, el de los colectores Fresnel debido a su bajo coste en comparación con otras tecnologías de solar termoeléctrica.

9 PLANIFICACIÓN TEMPORAL Y PRESUPUESTO

9.1 PLANIFICACIÓN TEMPORAL

En esta Sección se muestra la planificación del presente TFG a través de dos herramientas de gran utilidad para este fin: la estructura de descomposición del proyecto (EDP) y el diagrama PERT sobre vista de Gantt.

9.1.1 Estructura de descomposición del proyecto (EDP)

La EDP sirve para mostrar de forma esquemática las actividades desarrolladas durante el proyecto. Este gráfico tiene una estructura jerárquica de distribución de actividades, apareciendo en primer lugar las principales y, después, se van subdividiendo hasta completar el total de tareas desarrolladas.

Las fases principales de las que se compone la realización de este TFG son:

1. Fase de investigación

El proyecto comienza en enero de 2017 y se proponen unos objetivos que se irán concretando y modificando a lo largo de los siguientes meses. La primera fase es una etapa de estudio y de investigación del estado del arte de la tecnología Fresnel y del resto de tecnologías solares termoeléctricas.

2. Fase de estudio y aprendizaje del programa de MCRT

Esta etapa se centra en el estudio de la tesis doctoral de (Abbas R., 2015) y la familiarización con el programa desarrollado y utilizado por el mismo en su tesis. También se hará un estudio de la geometría del reflector secundario tipo CPC y se barajarán varios parámetros geométricos para la optimización de su perfil.

3. Fase de realización del programa de optimización del CPC y análisis de resultados

En esta fase se procede al desarrollo de las funciones de MATLAB® para la optimización de la geometría del receptor CPC y se analizan los resultados obtenidos de su ejecución.

4. Fase de estudio del modelo del autor G. Zhu

En esta fase el tutor provee al alumno con información sobre otros métodos de diseño del reflector secundario de otros autores y se decide llevar a cabo una comparación entre el modelo CPC optimizado y el modelo de Zhu.

5. Fase de realización del programa del modelo de Zhu, análisis de resultados y estudio comparativo
En esta etapa, se desarrolla la función dentro del programa MCRT de (Abbas R., 2015) que defina la nueva forma del reflector secundario según el método de diseño de Zhu, se obtienen resultados y se lleva a cabo un estudio comparativo entre el modelo de Zhu y el CPC.
6. Fase de evaluación anual de ambos modelos (CPC y Zhu)
7. Presentación del TFG
Incluye la redacción de la memoria y la preparación de la presentación.

9.1.2 Diagrama PERT sobre vista de Gantt

Para completar la información presentada en la EDP se realiza un diagrama PERT sobre vista de Gantt. En él aparece un esquema con información sobre la fecha de comienzo y finalización de las distintas actividades y la relación entre ellas. Este diagrama debe tener un único comienzo y final y se presenta en la Figura 54. Diagrama PERT en vista de Gantt

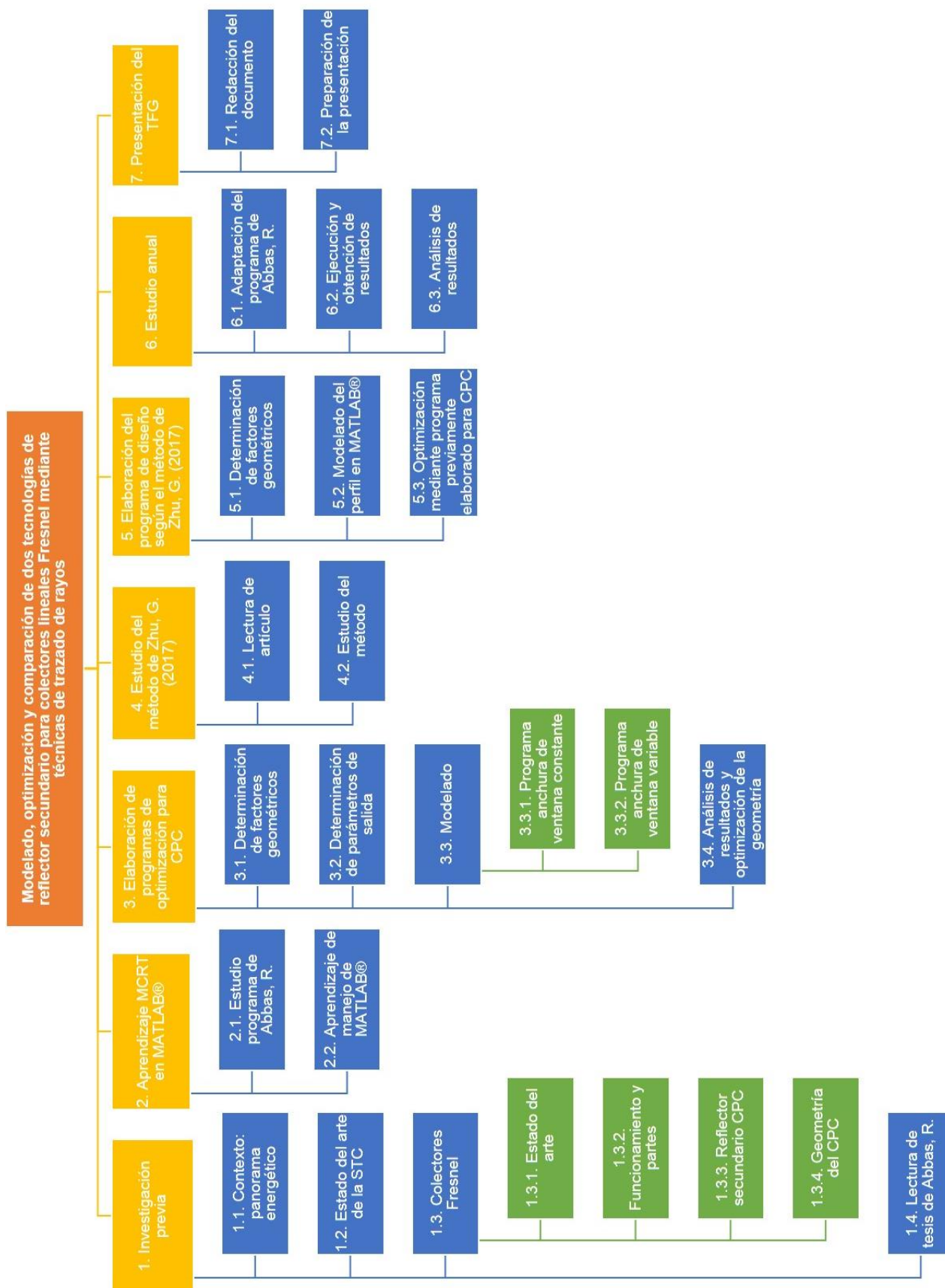


Figura 53. Estructura de descomposición del proyecto (EDP)

9.2 PRESUPUESTO

En esta Sección se pretende estimar el coste que ha supuesto la realización del presente TFG.

Para evaluar dicho coste, el principal concepto a valorar son las horas de trabajo dedicadas. Esto es así debido a que no ha sido necesaria la adquisición de equipos ni materiales. Sin embargo, si ha de tenerse en cuenta la amortización del ordenador utilizado y los software que se han utilizado: MATLAB® y el paquete de Microsoft Office 2016, que no son de libre distribución.

En primer lugar, se estima el número de horas dedicadas al trabajo y se toma un sueldo de referencia. Se tiene en cuenta que el sueldo bruto medio de un ingeniero en prácticas ronda los 20 €/hora. Se asigna al tutor un sueldo bruto medio de 40€/hora. Se estima que el número de horas dedicadas a este trabajo son 375 para el alumno y 40 horas para el tutor. El precio total es de 9100€.

En segundo lugar, se calcula el coste de amortización del ordenador utilizado para la realización del trabajo. Se trata de un ordenador portátil TOSHIBA Satellite L50-A-1DL, que tiene un precio aproximado de 850 €. Estimando una vida útil de 5 años, una utilización diaria media de 4 horas y un valor residual nulo, y teniendo en cuenta que se utiliza en el 95% del tiempo empleado en la realización del presente TFG, la amortización es, aproximadamente:

$$C_{\text{amortización}} = \frac{0.95 \cdot 375}{4 \cdot 365 \cdot 5} \cdot 850 = 41.50 \text{ €}$$

Por último, se tiene en cuenta el coste de las licencias de MATLAB® y del paquete de Microsoft Office 2016. La licencia de MATLAB® tiene un coste de en torno a 100 € y un periodo de validez de 1 año. La licencia de Microsoft Office 2016 tiene un coste de 100 € y un periodo de validez de 1 año también. Teniendo en cuenta que se ha hecho uso de ambas durante 6 meses, el coste es de 50 € por cada licencia, es decir, 100 € en total.

Sumando todos los costes se obtiene un coste bruto de 7641,50 € y aplicando un 21% de IVA se obtiene un coste neto de 9246,22 €.

Concepto	Horas de trabajo	Amortización PC	Licencia MATLAB®	Licencia Office
Subtotal	9100 €	41.50 €	50 €	50 €
Total bruto	9241,50 €			
Total neto	11182,22 €			

Tabla 10. Estimación del coste del TFG

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov
1	1. Investigación previa	43 días	lun 20/02/17											
2	1.1. Contexto: panorama energético	15 días	lun 27/02/17											
3	1.2. Estado del arte de la STC	10 días	lun 06/03/17											
4	1.3. Colectores Fresnel	19 días	jue 16/03/17											
5	1.3.1. Estado del arte	10 días	jue 16/03/17											
6	1.3.2. Funcionamiento y partes	3 días	dom 26/03/17											
7	1.3.3. Reflector secundario CPC	3 días	mié 29/03/17											
8	1.3.4. Geometría del CPC	3 días	sáb 01/04/17											
9	1.4. Lectura de tesis de Abbas, R.	40 días	lun 20/02/17											
10	2. Aprendizaje de MCRT en MATLAB®	20 días	sáb 01/04/17											
11	2.1. Estudio programa de Abbas, R.	20 días	sáb 01/04/17											
12	2.2. Aprendizaje manejo de MATLAB®	10 días	sáb 01/04/17											
13	3. Elaboración de programas de optimización para CPC	37 días	mar 04/04/17											
14	3.1. Determinación de factores geométricos	7 días	vie 21/04/17											
15	3.2. Determinación de parámetros de salida a evaluar para la optimización	1 día	mar 04/04/17											
16	3.3. Elaboración de programas	10 días	vie 28/04/17											
17	3.3.1. Programa anchura de ventana constante	7 días	vie 28/04/17											
18	3.3.2. Programa anchura de ventana variable	3 días	vie 05/05/17											
19	3.4. Análisis de resultados y optimización de la geometría	3 días	lun 08/05/17											
20	4. Estudio del método de Zhu, G. (2017)	8 días	dom 14/05/17											
21	4.1. Lectura de artículo	1 día	dom 14/05/17											
22	4.2. Estudio del método	7 días	lun 15/05/17											
23	5. Elaboración del programa de diseño del reflector secundario según el método de Zhu, G. (2017)	17 días	mar 30/05/17											
24	5.1. Determinación de factores geométricos	1 día	mar 30/05/17											

id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	enero ene	febrero feb	marzo mar	abril abr	mayo may	junio jun	julio jul	agosto ago	septiembre sep	octubre oct	noviembre nov
25	5.2. Modelado del perfil en MATLAB®	15 días	mié 31/05/17											
26	5.3. Optimización mediante programa previamente elaborado para CPC	1 día	jue 15/06/17											
27	6. Estudio anual	5 días	vie 23/06/17											
28	6.1. Adaptación del programa de Abbas, R.	2 días	vie 23/06/17											
29	6.2. Ejecución y obtención de resultados	2 días	dom 25/06/17											
30	6.3. Análisis de resultados	1 día	mar 27/06/17											
31	7. Presentación del TFG	95 días	lun 08/05/17											
32	7.1. Redacción del documento	70 días	lun 08/05/17											
33	7.2. Preparación de la presentación	10 días	mar 01/08/17											

10 ANEXOS

Anexo I. Gráficas CPC anchura de ventana variable

Gráficas de eficacia energética, intensidad media y relación de concentraciones para ventana de anchura variable. Simulaciones con 50000 rayos para el día 15 de junio a las 12 del mediodía. Aparecen tres gráficas para cada valor de w_{rMod} , factor que multiplicado por la anchura de la ventana ofrece el nuevo valor de la anchura de la ventana en unidades relativas.

- $w_{rMod}=0.5$;

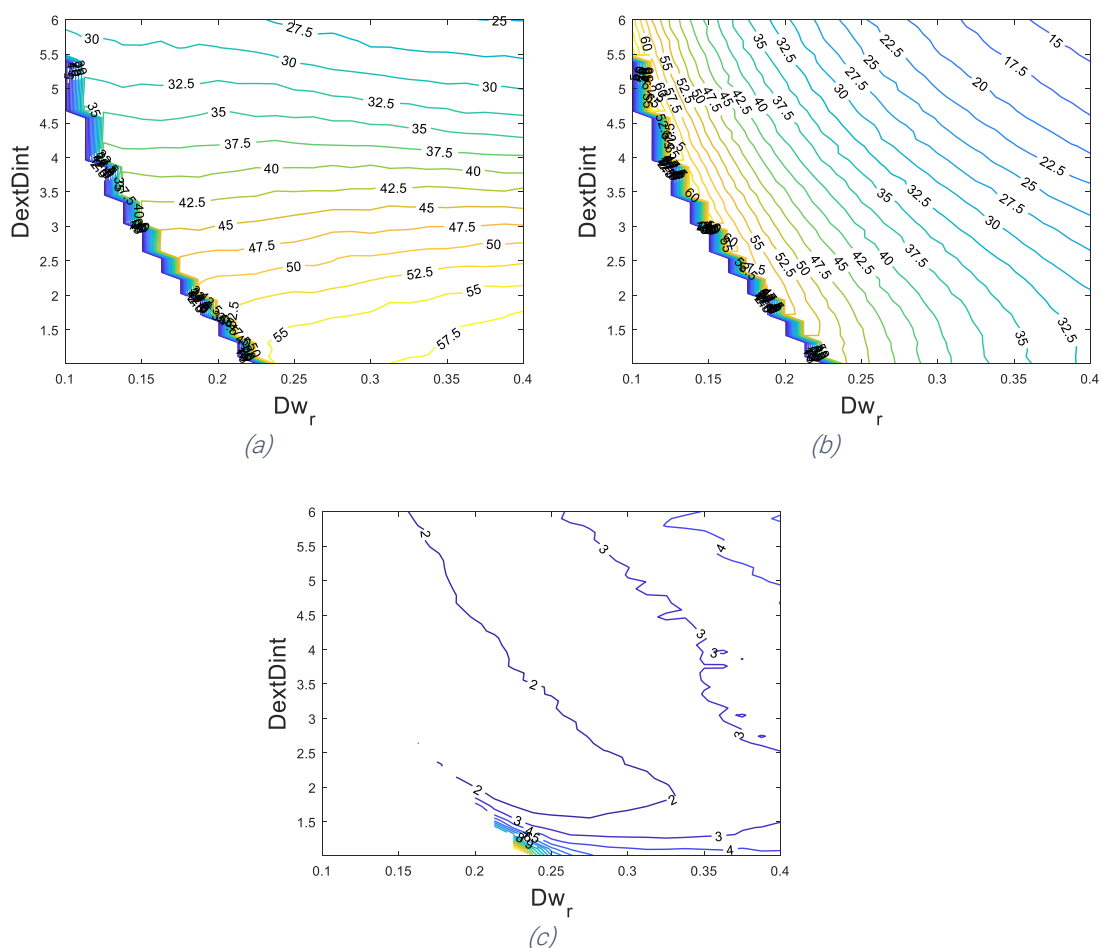


Figura 55. Eficacia energética (a), intensidad media (b) y relación de concentraciones (c) para el día 15 de junio a las 12 del mediodía en función de los factores geométricos Dw_r y $DextDint$ para un CPC con $w_{rMod}=0.500$. Simulación con 50000 rayos

- $w_{rMod}=0.75;$

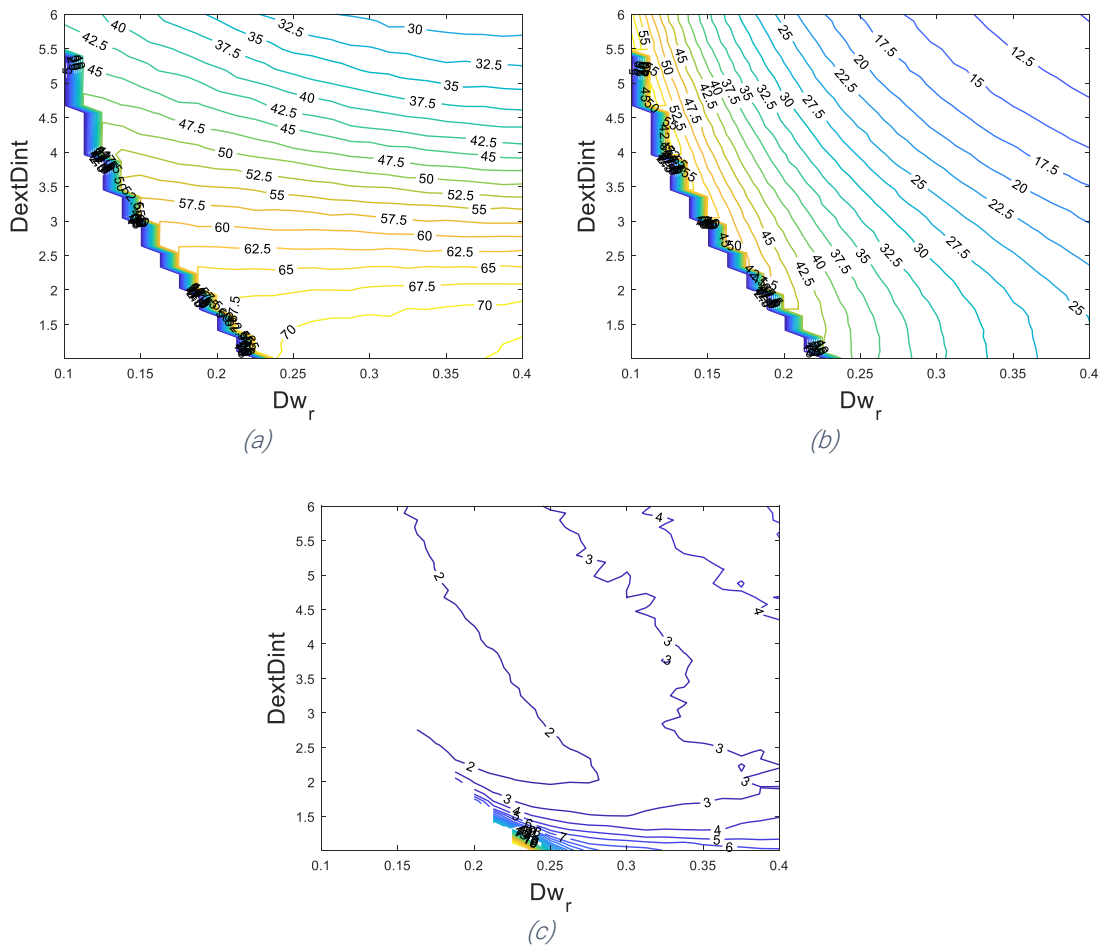


Figura 56. Eficacia energética (a), intensidad media (b) y relación de concentraciones (c) para el día 15 de junio a las 12 del mediodía en función de los factores geométricos Dw_r y $DextDint$ para un CPC con $w_{rMod}=0.750$. Simulación con 50000 rayos

- $w_{rMod}=1.25;$

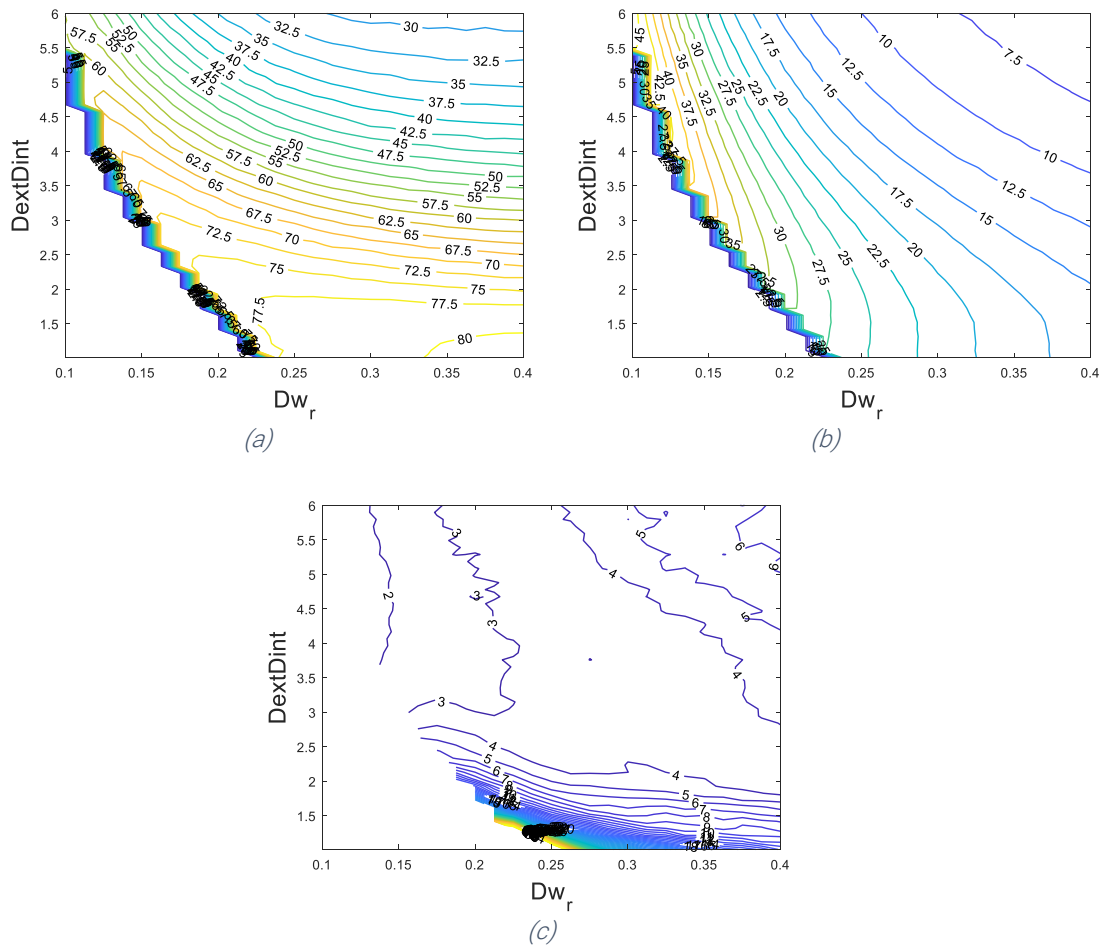
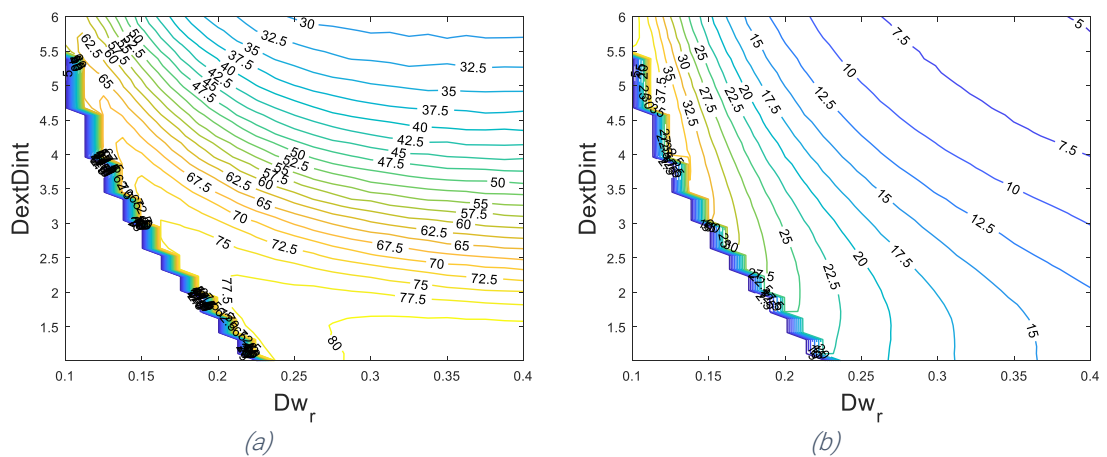


Figura 57. Eficacia energética (a), intensidad media (b) y relación de concentraciones (c) para el día 15 de junio a las 12 del mediodía en función de los factores geométricos Dw_r y $DextDint$ para un CPC con $w_{rMod}=1.250$. Simulación con 50000 rayos

- $w_{rMod}=1.5$;



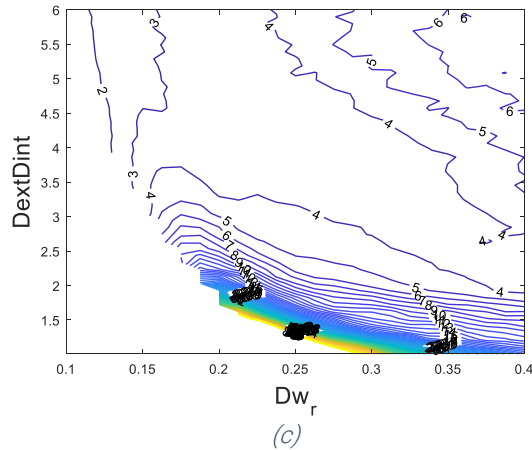


Figura 58. Eficacia energética (a), intensidad media (b) y relación de concentraciones (c) para el día 15 de junio a las 12 del mediodía en función de los factores geométricos Dw_r y $DextDint$ para un CPC con $w_rMod=1.250$. Simulación con 50000 rayos

Anexo II. Programas y funciones

1. OptCPCconstantwidth.m

Para obtener las gráficas del rendimiento óptico, la intensidad media y la relación de concentraciones para una ventana de anchura constante. Este programa se sirve de funciones elaboradas por Abbas (2015) que han sido explicadas en este TFG. El código se muestra a continuación.

```

addpath('./EstudioAnalitico')
addpath('./MCRT')
addpath('./Optim')
addpath('./Sun')

N_mirrors=17;
FF=0.7;
FW=2;
xr=0;
orien='NS';
coloc='plano';
tilt_f=0;
loc='almeria';
sigmas=0;
rho_pm=0;
shape='cil';
curvature='sun';
conSombrasReceptor=1;
div_x=25;

[pos,w_i]=posHomo(N_mirrors,FF,FW,xr);
[x_i,z_i,x_r,z_r]=XZmirrors(pos,orien,coloc,tilt_f);
tilt_r=OptTilt_r(x_i,z_i,w_i,x_r,z_r,orien,tilt_f,loc);

```



```
w_r=ReceiverWidth(x_i,z_i,w_i,x_r,z_r,orien,tilt_f,tilt_r,loc,sigmas);

MaxRay=10000;
N_rays=50000;
month=6;
day=15;
hour=12;

%Se crean vectores de valores posibles de los factores geométricos
Dw_r=linspace(0.1,0.40,25);
DextDint=linspace(1.01,6,50);

[MatDw_r,MatDextDint]=ndgrid(Dw_r,DextDint);

%Se inicializan a cero las matrices de las variables de salida
EnergyEffectiveness=zeros(length(Dw_r),length(DextDint));
FluxMean=zeros(length(Dw_r),length(DextDint));
FactFluxMaxMin=zeros(length(Dw_r),length(DextDint));

%Bucle para la adjudicación de variables de salida para cada par de
%factores geométricos
for i=1:length(Dw_r)
    for j=1:length(DextDint)

        FactDw_r=MatDw_r(i,j);
        FactDextDint=MatDextDint(i,j);

        %Se llama a la función que devuelve las variables de salida y
        %los valores de FactDw_r y FactDextDint según sean compatibles
        %o no

        [FluxTube,Eners,FluxTarget,FluxTubeWall,r,FactDw_r,FactDextDint]=...
        FresnelMonotubeMCRT2D(N_rays,div_x,month,day,hour,loc,orien,...
        tilt_f,x_i,z_i,w_i,x_r,z_r,w_r,tilt_r,FactDw_r,FactDextDint,...
        shape,curvature,rho_pm,sigmas,conSombrasReceptor,MaxRay);

        %Si los factores son incompatibles (en ese caso se ha asignado
        %a FactDextDint el valor 0), las variables de salida son cero.
        %Si no, se obtienen los valores correspondientes
        if(FactDextDint==0)
            EnergyEffectiveness(i,j)=0;
            FluxMean(i,j)=0;
            FactFluxMaxMin(i,j)=0;
        else
            Eners(1)
            EnergyEffectiveness(i,j)=Eners(1);
            FluxMean(i,j)=mean(FluxTube);
            FluxTube=sort(FluxTube);

            FactFluxMaxMin(i,j)=sum(FluxTube(22:25))/sum(FluxTube(1:4));
        end
    end
end

%% GRÁFICAS
```

```
%FigureEnergyEffectiveness
figure(1)
clf
set(gca,'fontsize',10) %Tamaño letras
[c,h1]=contour(MatDw_r,MatDextDint,EnergyEffectiveness,'LineColor',...
'flat','LineWidth',1,'ShowText','on');
%'LineColor','flat' -> color líneas ,'LineWidth',1->anchura de líneas;
%'ShowText','on'-> poner los valores en las líneas
set(h1,'LevelList',2.5:2.5:80,'TextList',2.5:2.5:80)% establece que
%líneas quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('DextDint','fontsize',17)
clabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('EnergyEffectiveness','-dpng')
```

```
%FigureFluxMean
figure(2)
clf
set(gca,'fontsize',10) %Tamaño letras
[c,h1]=contour(MatDw_r,MatDextDint,FluxMean,'LineColor','flat',...
'LineWidth',1,'ShowText','on');
%'LineColor','flat' -> color líneas,'LineWidth',1->anchura de líneas;
%'ShowText','on'-> poner los valores en las líneas
set(h1,'LevelList',2.5:2.5:80,'TextList',2.5:2.5:80)% establece que
%líneas quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('DextDint','fontsize',17)
clabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('FluxMean','-dpng')
```

```
%FigureFactFluxMaxMin
figure(3)
clf
[c,h1]=contour(MatDw_r,MatDextDint,FactFluxMaxMin,'LineColor','flat',.
..
'LineWidth',1,'ShowText','on');
%'LineColor','flat' -> color líneas,'LineWidth',1->anchura de líneas;
%'ShowText','on'-> poner los valores en las líneas
set(h1,'LevelList',1:1:80,'TextList',1:1:80) % establece que líneas
%quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('DextDint','fontsize',17)
clabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('FactFluxMaxMin','-dpng')
```

2. OptCPCvariablewidth.m

Similar al programa anterior pero añadiendo la variable de entrada `w_rMod`, que modifica la anchura de la ventana. Se prescinde de comentarios por su similitud con el programa `OptCPCconstantwidth`, en el que ya aparecen. El código se muestra a continuación.

```
addpath('./EstudioAnalitico')
```

```
addpath('./MCRT')
addpath('./Optim')
addpath('./Sun')

N_mirrors=17;
FF=0.7;
FW=2;
xr=0;
orien='NS';
coloc='plano';
tilt_f=0;
loc='almeria';
sigmas=0;
rho_pm=0;
shape='cil';
curvature='sun';
conSombrasReceptor=1;
div_x=25;

[pos,w_i]=posHomo(N_mirrors,FF,FW,xr);
[x_i,z_i,x_r,z_r]=XZmirrors(pos,orien,coloc,tilt_f);
tilt_r=OptTilt_r(x_i,z_i,w_i,x_r,z_r,orien,tilt_f,loc);
w_r=ReceiverWidth(x_i,z_i,w_i,x_r,z_r,orien,tilt_f,tilt_r,loc,sigmas);

Dw_r=linspace(0.1,0.40,25);
DextDint=linspace(1.01,6,50);
w_rMod=linspace(0.5,1.6,5);

[MatDw_r,MatDextDint,Matw_rMod]=ndgrid(Dw_r,DextDint,w_rMod);

MaxRay=10000;
N_rays=50000;
month=6;
day=15;
hour=12;

EnergyEffectiveness=zeros(length(Dw_r),length(DextDint),length(w_rMod));
FluxMean=zeros(length(Dw_r),length(DextDint),length(w_rMod));
FactFluxMaxMin=zeros(length(Dw_r),length(DextDint),length(w_rMod));

for i=1:length(Dw_r)
    for j=1:length(DextDint)
        for k=1:length(w_rMod)

            FactDw_r=MatDw_r(i,j,k);
            FactDextDint=MatDextDint(i,j,k);
            Factw_rMod=Matw_rMod(i,j,k);

            [FluxTube,Eners,FluxTarget,FluxTubeWall,r,FactDw_r,...
FactDextDint]=FresnelMonotubeMCRT2D(N_rays,div_x,month,...
day,hour,loc,orien,tilt_f,x_i,z_i,w_i,x_r,z_r,...
w_r*Factw_rMod,tilt_r,FactDw_r,FactDextDint,shape,...
curvature,rho_pm,sigmas,conSombrasReceptor,MaxRay);
```

```

        if (FactDextDint==0)
            EnergyEffectiveness (i, j, k)=0;
            FluxMean (i, j, k)=0;
            FactFluxMaxMin (i, j, k)=0;
        else
            Eners (1)
            mean (FluxTube)
            EnergyEffectiveness (i, j, k)=Eners (1);
            FluxMean (i, j, k)=mean (FluxTube);
            FluxTube=sort (FluxTube);

FactFluxMaxMin (i, j, k)=sum (FluxTube (22:25)) /sum (FluxTube (1:4));
        end
    end
end
end

%% GRÁFICAS

k=1;
%FigureEnergyEffectiveness
figure (1)
clf
set (gca, 'fontsize', 10) %Tamano letras
[c, h1]=contour (MatDw_r (:, :, k), MatDextDint (:, :, k), ...
EnergyEffectiveness (:, :, k), 'LineColor', 'flat', 'LineWidth', 1, 'ShowText',
'on'); %'LineColor', 'flat'-> color lineas, 'LineWidth', 1->anchura de
%lineas; 'ShowText', 'on'-> poner los valores en las lineas
set (h1, 'LevelList', 2.5:2.5:80, 'TextList', 2.5:2.5:80) % establece que
%lineas quieres dibujar
xlabel ('Dw_r', 'fontsize', 17)
ylabel ('DextDint', 'fontsize', 17)
clabel (c, h1, 'fontsize', 10) % tamano fuente leyenda
print ('EnergyEffectiveness', '-dpng')

%FigureFluxMean
figure (2)
clf
set (gca, 'fontsize', 10) %Tamano letras
[c, h1]=contour (MatDw_r (:, :, k), MatDextDint (:, :, k), ...
FluxMean (:, :, k), 'LineColor', 'flat', 'LineWidth', 1, 'ShowText', ...
'on'); %'LineColor', 'flat'-> color lineas, 'LineWidth', 1->anchura de
%lineas; 'ShowText', 'on'-> poner los valores en las lineas
set (h1, 'LevelList', 2.5:2.5:80, 'TextList', 2.5:2.5:80) % establece que
%lineas quieres dibujar
xlabel ('Dw_r', 'fontsize', 17)
ylabel ('DextDint', 'fontsize', 17)
clabel (c, h1, 'fontsize', 10) % tamano fuente leyenda
print ('FluxMean', '-dpng')

%FigureFluxMaxMin
figure (3)
clf

```

```
[c,h1]=contour(MatDw_r(:,:,k),MatDextDint(:,:,k),...
FactFluxMaxMin(:,:,k),'LineColor','flat','LineWidth',1,'ShowText',...
'on'); %'LineColor','flat'-> color lineas,'LineWidth',1->anchura de
%lineas; 'ShowText','on'-> poner los valores en las lineas
set(h1,'LevelList',1:1:80,'TextList',1:1:80) % establece que lineas
%quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('DextDint','fontsize',17)
clabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('FactFluxMaxMin','-dpng')

%%
k=2;
%FigureEnergyEffectiveness
figure(4)
clf
set(gca,'fontsize',10) %Tamaño letras
[c,h1]=contour(MatDw_r(:,:,k),MatDextDint(:,:,k),...
EnergyEffectiveness(:,:,k),'LineColor','flat','LineWidth',1,'ShowText'
,'on'); %'LineColor','flat'-> color lineas,'LineWidth',1->anchura de
%lineas; 'ShowText','on'-> poner los valores en las lineas
set(h1,'LevelList',2.5:2.5:80,'TextList',2.5:2.5:80) % establece que
%lineas quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('DextDint','fontsize',17)
clabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('EnergyEffectiveness','-dpng')

%FigureFluxMean
figure(5)
clf
set(gca,'fontsize',10) %Tamaño letras
[c,h1]=contour(MatDw_r(:,:,k),MatDextDint(:,:,k),...
FluxMean(:,:,k),'LineColor','flat','LineWidth',1,'ShowText',...
'on'); %'LineColor','flat'-> color lineas,'LineWidth',1->anchura de
%lineas;'ShowText','on'-> poner los valores en las lineas
set(h1,'LevelList',2.5:2.5:80,'TextList',2.5:2.5:80)% establece que
%lineas quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('DextDint','fontsize',17)
clabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('FluxMean','-dpng')

%FigureFluxMaxMin
figure(6)
clf
[c,h1]=contour(MatDw_r(:,:,k),MatDextDint(:,:,k),...
FactFluxMaxMin(:,:,k),'LineColor','flat','LineWidth',1,'ShowText',...
'on'); %'LineColor','flat'-> color lineas,'LineWidth',1->anchura de
%lineas; 'ShowText','on'-> poner los valores en las lineas
set(h1,'LevelList',1:1:80,'TextList',1:1:80) % establece que lineas
%quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('DextDint','fontsize',17)
clabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('FactFluxMaxMin','-dpng')

%%
k=3;
```

```
%FigureEnergyEffectiveness
figure(7)
clf
set(gca,'fontsize',10) %Tamaño letras
[c,h1]=contour(MatDw_r(:,:,k),MatDextDint(:,:,k),...
EnergyEffectiveness(:,:,k),'LineColor','flat','LineWidth',1,'ShowText'
,'on'); %'LineColor','flat'-> color líneas,'LineWidth',1->anchura de
%líneas; 'ShowText','on'-> poner los valores en las líneas
set(h1,'LevelList',2.5:2.5:80,'TextList',2.5:2.5:80) % establece que
%líneas quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('DextDint','fontsize',17)
clabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('EnergyEffectiveness','-dpng')

%FigureFluxMean
figure(8)
clf
set(gca,'fontsize',10) %Tamaño letras
[c,h1]=contour(MatDw_r(:,:,k),MatDextDint(:,:,k),...
FluxMean(:,:,k),'LineColor','flat','LineWidth',1,'ShowText',...
'on'); %'LineColor','flat'-> color líneas,'LineWidth',1->anchura de
%líneas;'ShowText','on'-> poner los valores en las líneas
set(h1,'LevelList',2.5:2.5:80,'TextList',2.5:2.5:80)% establece que
%líneas quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('DextDint','fontsize',17)
clabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('FluxMean','-dpng')

%FigureFluxMaxMin
figure(9)
clf
[c,h1]=contour(MatDw_r(:,:,k),MatDextDint(:,:,k),...
FactFluxMaxMin(:,:,k),'LineColor','flat','LineWidth',1,'ShowText',...
'on'); %'LineColor','flat'-> color líneas,'LineWidth',1->anchura de
%líneas; 'ShowText','on'-> poner los valores en las líneas
set(h1,'LevelList',1:1:80,'TextList',1:1:80) % establece que líneas
%quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('DextDint','fontsize',17)
clabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('FactFluxMaxMin','-dpng')

%%
k=4;
%FigureEnergyEffectiveness
figure(10)
clf
set(gca,'fontsize',10) %Tamaño letras
[c,h1]=contour(MatDw_r(:,:,k),MatDextDint(:,:,k),...
EnergyEffectiveness(:,:,k),'LineColor','flat','LineWidth',1,'ShowText'
,'on'); %'LineColor','flat'-> color líneas,'LineWidth',1->anchura de
%líneas; 'ShowText','on'-> poner los valores en las líneas
set(h1,'LevelList',2.5:2.5:80,'TextList',2.5:2.5:80) % establece que
%líneas quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('DextDint','fontsize',17)
clabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
```

```
print('EnergyEffectiveness','-dpng')

%FigureFluxMean
figure(11)
clf
set(gca,'fontsize',10) %Tamaño letras
[c,h1]=contour(MatDw_r(:,:,k),MatDextDint(:,:,k),...
FluxMean(:,:,k),'LineColor','flat','LineWidth',1,'ShowText',...
'on'); %'LineColor','flat'-> color líneas,'LineWidth',1->anchura de
%líneas;'ShowText','on'-> poner los valores en las líneas
set(h1,'LevelList',2.5:2.5:80,'TextList',2.5:2.5:80)% establece que
%líneas quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('DextDint','fontsize',17)
clabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('FluxMean','-dpng')

%FigureFluxMaxMin
figure(12)
clf
[c,h1]=contour(MatDw_r(:,:,k),MatDextDint(:,:,k),...
FactFluxMaxMin(:,:,k),'LineColor','flat','LineWidth',1,'ShowText',...
'on'); %'LineColor','flat'-> color líneas,'LineWidth',1->anchura de
%líneas;'ShowText','on'-> poner los valores en las líneas
set(h1,'LevelList',1:1:80,'TextList',1:1:80) % establece que líneas
%quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('DextDint','fontsize',17)
clabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('FactFluxMaxMin','-dpng')

%%
k=5;
%FigureEnergyEffectiveness
figure(13)
clf
set(gca,'fontsize',10) %Tamaño letras
[c,h1]=contour(MatDw_r(:,:,k),MatDextDint(:,:,k),...
EnergyEffectiveness(:,:,k),'LineColor','flat','LineWidth',1,'ShowText'
,'on'); %'LineColor','flat'-> color líneas,'LineWidth',1->anchura de
%líneas;'ShowText','on'-> poner los valores en las líneas
set(h1,'LevelList',2.5:2.5:80,'TextList',2.5:2.5:80) % establece que
%líneas quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('DextDint','fontsize',17)
clabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('EnergyEffectiveness','-dpng')

%FigureFluxMean
figure(14)
clf
set(gca,'fontsize',10) %Tamaño letras
[c,h1]=contour(MatDw_r(:,:,k),MatDextDint(:,:,k),...
FluxMean(:,:,k),'LineColor','flat','LineWidth',1,'ShowText',...
'on'); %'LineColor','flat'-> color líneas,'LineWidth',1->anchura de
%líneas;'ShowText','on'-> poner los valores en las líneas
set(h1,'LevelList',2.5:2.5:80,'TextList',2.5:2.5:80)% establece que
%líneas quieres dibujar
```

```
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('DextDint','fontsize',17)
clabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('FluxMean','-dpng')

%FigureFluxMaxMin
figure(15)
clf
[c,h1]=contour(MatDw_r(:,:,k),MatDextDint(:,:,k),...
FactFluxMaxMin(:,:,k),'LineColor','flat','LineWidth',1,'ShowText',...
'on'); %'LineColor','flat'-> color líneas,'LineWidth',1->anchura de
%líneas; 'ShowText','on'-> poner los valores en las líneas
set(h1,'LevelList',1:1:80,'TextList',1:1:80) % establece que líneas
%quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('DextDint','fontsize',17)
clabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('FactFluxMaxMin','-dpng')
```

3. SecondaryReflectorShapeZhuAprox.m

Esta función halla el perfil del reflector secundario según el método aproximado de Zhu. El código se muestra a continuación. Las variables de salida son las coordenadas de cada punto del reflector secundario (x, z), las coordenadas del centro del tubo (xc, zc) y las componentes del vector normal a la superficie por la parte cóncava (normSecx, normSecz).

```
function
[x,z,xc,zc,r,normSecx,normSecz]=SecondaryReflectorShapeZhuAprox...
(x_i,z_i,x_r,z_r,w_r,FactDw_r,FactAltw_r)

r=w_r*FactDw_r/2;
xc=x_r;
zc=(FactAltw_r*w_r)+z_r;

%Creo arrays de ceros para los puntos x,z del reflector secundario
x=zeros(1,100);
z=zeros(1,100);
normSecx=zeros(1,100);
normSecz=zeros(1,100);

%Punto inicial en el extremo izquierdo del receptor plano
x(1)=-w_r/2;
z(1)=z_r;

i=1;
while x(i)<=x_r %para x negativas

    %tangentes desde el punto en cuestion al tubo
```



```
num1=x(i)-xc;
num2=zc-z(i);
raiz=4*num1^2*num2^2-(4*(num1^2-r^2)*(num2^2-r^2));

if raiz>0
    m1=(-2*num1*num2)-sqrt(raiz)/(2*(num1^2-r^2));
    m2=(-2*num1*num2)+sqrt(raiz)/(2*(num1^2-r^2));
end

%vect1 es la tangente que interesa conocer desde cada punto del
perfil
if (m1<=0)
    vect1=[1,m1];
else
    if(z(i)<=zc)
        vect1=[1,m1];
    else
        vect1=[-1,-m1];
    end
end

vect1=vect1/norm(vect1);
tgtube=vect1;

%vector "a", que va del punto en cuestion al extremo izdo del
%campo de espejos
a=[x_i(1)-x(i),z_i(1)-z(i)];
a=a/norm(a);

%vector "b", que va del punto en cuestion al extremo dcho del
%campo de espejos
b=[x_i(end)-x(i),z_i(end)-z(i)];
b=b/norm(b);

%vector que va desde el punto en cuestion al centro del tubo
vectcen=[xc-x(i),zc-z(i)];
vectcen=vectcen/norm(vectcen);

%si la tangente al tubo queda a la izda de b, se toma la tangente
%para hallar la direccion ppal, si no, se toma b
if tgtube(1)<=b(1)

    dirppal=(a+tgtube)/norm(a+tgtube); %la bisectriz de a y tgtube

else

    dirppal=(a+b)/norm(a+b); %la bisectriz de a y b

end

%vector perpendicular a la superficie del reflector
perpsurface=(dirppal+vectcen)/norm(dirppal+vectcen);

%vector perpendicular al perpendicular (tangente a la
%superficie que se quiere trazar) en el sentido adecuado
dirdx=[-perpsurface(2),perpsurface(1)];
```

```
%se avanza un diferencial y se encuentra el nuevo punto
dx=[w_r/100*dirdx(1),w_r/100*dirdx(2)];

x(i+1)=x(i)+dx(1);
z(i+1)=z(i)+dx(2);

%vector normal a la superficie
normSecx(i)=perpsurface(1);
normSecz(i)=perpsurface(2);

i=i+1;

end

normSecx(i)=perpsurface(1);
normSecz(i)=perpsurface(2);

%encojo los arrays quitando todos los valores que son cero
x=x(x~=0);
z=z(z~=0);
x(end)=0;
z(end)=z(end-1)+dx(2)*FactAltw_r/3;

normSecx=normSecx(normSecx~=0);
normSecz=normSecz(normSecz~=0);

x=[x,-x(end:-1:1)];
z=[z,z(end:-1:1)];
normSecx=[normSecx,-normSecx(end:-1:1)];
normSecz=[normSecz,normSecz(end:-1:1)];

end
```

4. SecondaryReflectorShapeZhuPower.m

Esta función halla el perfil del reflector secundario según el método de la potencia acumulada de Zhu. El código se muestra a continuación. Las variables de salida son las coordenadas de cada punto del reflector secundario (x, z), las coordenadas del centro del tubo (x_c, z_c) y las componentes del vector normal a la superficie por la parte cóncava (normSecx, normSecz).

```
function
[x,z,x_c,z_c,r,normSecx,normSecz]=SecondaryReflectorShapeZhuPower...
(x_i,z_i,w_i,x_r,z_r,w_r,FactDw_r,FactAltw_r)

SIGMA=sqrt(((4.65e-3/2)^2+(5e-3)^2));

r=w_r*FactDw_r/2;
x_c=x_r;
z_c=(FactAltw_r*w_r)+z_r;

j=0;
```

```
N_puntos=150;
divx=250;
%para que solo se tenga en cuenta la superficie ocupada con espejo e
%introducir la altura a la que están
for i=1:length(x_i)
    l=round(N_puntos*w_i(i)/sum(w_i));
    x_ii(j+1:j+1)=linspace(x_i(i)-w_i(i)/2,x_i(i)+w_i(i)/2,l);
    z_ii(j+1:j+1)=z_i(i);
    j=j+1;
end

%Creo arrays de ceros para los puntos x,z del reflector secundario
x=zeros(1,300);
z=zeros(1,300);
normSecx=zeros(1,300);
normSecz=zeros(1,300);

%Punto inicial en el extremo izquierdo del receptor plano
x(1)=x_r-w_r/2;
z(1)=z_r;

% figure(1)
% clf
% hold on
% set(gca,'DataAspect',[1 1 1])
% plot(x_c+cos(0:pi/45:2*pi)*r,z_c+sin(0:pi/45:2*pi)*r)
% plot(x_ii,z_ii,'x')
% plot(x(1),z(1),'o')
%
% figure(2)
% clf
% hold on
% set(gca,'DataAspect',[1 1 1])
% plot(x_c+cos(0:pi/45:2*pi)*r,z_c+sin(0:pi/45:2*pi)*r)
% plot(x(1),z(1),'o')

i=1;
while x(i)<=x_c %para x negativas

    %tangentes desde el punto en cuestion al tubo
    num1=x(i)-x_c;
    num2=z_c-z(i);
    raiz=4*num1^2*num2^2-(4*(num1^2-r^2)*(num2^2-r^2));

    if raiz>0
        m1=((-2*num1*num2)-sqrt(raiz))/(2*(num1^2-r^2));
        m2=((-2*num1*num2)+sqrt(raiz))/(2*(num1^2-r^2));
    end

    vect2=[1,m2];
    vect2=vect2/norm(vect2);

    if (m1<=0)
        vect1=[1,m1];
    else
        if (z(i)<=z_c)
            vect1=[1,m1];
        else

```

```
        vect1=[-1,-m1];
    end
end

vect1=vect1/norm(vect1);

%ángulo de aceptación del tubo receptor
alfaab=acos(abs(dot(vect1,vect2)));

%% Determinar dirección principal

%vector que va de cada punto del campo de espejos al centro de la
%ventana
cen=[(x_r-x_ii)./sqrt((x_r-x_ii).^2+(z_r-z_ii).^2);
     (z_r-z_ii)./sqrt((x_r-x_ii).^2+(z_r-z_ii).^2)];

%vector que va de cada punto del campo de espejos al punto del
%reflector secundario en cuestión
v=[(x(i)-x_ii)./sqrt((x(i)-x_ii).^2+(z(i)-z_ii).^2);
   (z(i)-z_ii)./sqrt((x(i)-x_ii).^2+(z(i)-z_ii).^2)];

%ángulo de desviación beta
beta= acos(abs(dot(cen,v)));

%función de densidad de probabilidad para cada beta
pdf=normpdf(beta,0,SIGMA);

%se considera el efecto de bloqueo por parte del tubo
angalfa=atan(v(1,:)./v(2,:));
angIzq=angalfa+alfaab/2;
angDer=angalfa-alfaab/2;

if m1>=0 && m2 >=0
    NoBloqueo=ones(size(x_ii));
else
    if m1<0
        NoBloqueo=(pi/2-angalfa)<pi-atan(-min(m1,m2));
    else
        NoBloqueo=(pi/2-angalfa)<atan(m1);
    end
end

[AngIzq,Algalfabase]=ndgrid(angIzq,angalfa);
[AngDer,PDF]=ndgrid(angDer,pdf);

Dentro=(AngIzq>Algalfabase & Algalfabase>AngDer);

sumPDF=sum(PDF.*Dentro,2).*NoBloqueo';

%la dirección principal es la de máxima suma de intensidades
%los rayos vecinos
iDirPpal=find(sumPDF==max(sumPDF));

if iDirPpal(1)>round(length(x_ii)/2)
    iDirPpal=iDirPpal(1);
else
```

```

        iDirPpal=iDirPpal(end);
end

dirppal=[x_ii(iDirPpal)-x(i),z_ii(iDirPpal)-z(i)];
dirppal=dirppal/norm(dirppal);

%%
%vector que va desde el punto en cuestion al centro del tubo
vectcen=[x_c-x(i),z_c-z(i)];
vectcen=vectcen/norm(vectcen);

%vector perpendicular a la superficie del reflector, que es la
%bisectriz entre la dir ppal y el vector que une el punto en
%cuestión con el centro
perpsurface=(dirppal+vectcen)/norm(dirppal+vectcen);

%vector tangente a la superficie que queremos trazar en la
%dirección adecuada
dirdx=[-perpsurface(2),perpsurface(1)];

%se avanza un diferencial y se encuentra el nuevo punto
dx=[w_r/divx*dirdx(1),w_r/divx*dirdx(2)];

x(i+1)=x(i)+dx(1);
z(i+1)=z(i)+dx(2);

%vector normal a la superficie
normSecx(i)=perpsurface(1);
normSecz(i)=perpsurface(2);

i=i+1;

% figure(1)
% plot(x(i-1),z(i-1),'o')
% plot([x(i-1) x(i-1)+normSecx(i-1)],[z(i-1) z(i-1)+normSecz(i-1)],'-')
% plot([x(i-1) x(i-1)+dirppal(1)],[z(i-1) z(i-1)+dirppal(2)],'-g')
%
%
% figure(2)
% plot(x(i-1),z(i-1),'o')
% plot([x(i-1) x(i-1)+normSecx(i-1)/15],[z(i-1) z(i-1)+normSecz(i-1)/15],'-')
% plot([x(i-1) x(i-1)+dirppal(1)/15],[z(i-1) z(i-1)+dirppal(2)/15],'-g')
%
%
%
% pause(.5)

end

normSecx(i)=perpsurface(1);
normSecz(i)=perpsurface(2);

%encojo los arrays quitando todos los valores que son cero
x=x(1:i-1);

```

```
z=z(1:i-1);

normSecx=normSecx(1:i-1);
normSecz=normSecz(1:i-1);

x=[x,-x(end:-1:1)];
z=[z,z(end:-1:1)];
normSecx=[normSecx,-normSecx(end:-1:1)];
normSecz=[normSecz,normSecz(end:-1:1)];

end
```

5. OptZHU.m

Este programa grafica el rendimiento óptico, la intensidad media y la relación de concentraciones de un reflector secundario con una geometría según el método de la potencia acumulada de Zhu, quedando descartado el método aproximado a la hora del estudio y la optimización. A continuación se muestra el código de este programa que, como el del CPC, hace uso de varias funciones elaboradas por Abbas (2015) y que han sido mencionadas en este TFG.

```
addpath('./EstudioAnalitico')
addpath('./MCRT')
addpath('./Optim')
addpath('./Sun')

N_mirrors=17;
FF=0.7;
FW=2;
xr=0;
orien='NS';
coloc='plano';
tilt_f=0;
loc='almeria';
sigmas=0;
rho_pm=0;
shape='cil';
curvature='sun';
conSombrasReceptor=1;
div_x=25;

[pos,w_i]=posHomo(N_mirrors,FF,FW,xr);
[x_i,z_i,x_r,z_r]=XZmirrors(pos,orien,coloc,tilt_f);
tilt_r=OptTilt_r(x_i,z_i,w_i,x_r,z_r,orien,tilt_f,loc);
w_r=ReceiverWidth(x_i,z_i,w_i,x_r,z_r,orien,tilt_f,tilt_r,loc,sigmas);

MaxRay=10000;
N_rays=50000;
month=6;
day=15;
hour=12;

Dw_r=linspace(0.1,0.40,7);
```

```
Altw_r=linspace(-0.1,0.5,7);

[MatDw_r,MatAltw_r]=ndgrid(Dw_r,Altw_r);

EnergyEffectiveness=zeros(length(Dw_r),length(Altw_r));
FluxMean=zeros(length(Dw_r),length(Altw_r));
FactFluxMaxMin=zeros(length(Dw_r),length(Altw_r));

for i=1:length(Dw_r)
    for j=1:length(Altw_r)

        FactDw_r=MatDw_r(i,j);
        FactAltw_r=MatAltw_r(i,j);

        [FluxTube,Eners,FluxTarget,FluxTubeWall,r]=...
        FresnelMonotubeMCRT2DZhuPower(N_rays,div_x,month,day,hour,loc,...
        orien,tilt_f,x_i,z_i,w_i,x_r,z_r,w_r,tilt_r,FactDw_r,FactAltw_r,...
        shape,curvature,rho_pm,sigmas,conSombrasReceptor,MaxRay);

        EnergyEffectiveness(i,j)=Eners(1);
        FluxMean(i,j)=mean(FluxTube);
        FluxTube=sort(FluxTube);
        FactFluxMaxMin(i,j)=sum(FluxTube(22:25))/sum(FluxTube(1:4));

    end
end

%% GRÁFICAS

%FigureEnergyEffectiveness
figure(1)
clf
set(gca,'fontsize',10) %Tamaño letras
[c,h1]=contour(MatDw_r,MatAltw_r,EnergyEffectiveness,'LineColor','flat',
'LineWidth',1,'ShowText','on'); %'LineColor','flat'-> color
lineas,'LineWidth',1->anchura de lineas; 'ShowText','on'-> poner los
valores en las lineas
set(h1,'LevelList',2.5:2.5:80,'TextList',2.5:2.5:80) % establece que
lineas quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('Altw_r','fontsize',17)
clabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('EnergyEffectiveness','-dpng')

%FigureFluxMean
figure(2)
clf
set(gca,'fontsize',10) %Tamaño letras
[c,
h1]=contour(MatDw_r,MatAltw_r,FluxMean,'LineColor','flat','LineWidth',
1,'ShowText','on'); %'LineColor','flat' -> color
lineas,'LineWidth',1->anchura de lineas; 'ShowText','on'-> poner los
valores en las lineas
set(h1,'LevelList',2.5:2.5:80,'TextList',2.5:2.5:80) % establece que
lineas quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
```

```
ylabel('Altw_r','fontsize',17)
xlabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('FluxMean','-dpng')

%FigureFluxMaxMin
figure(3)
clf
[c,
h1]=contour(MatDw_r,MatAltw_r,FactFluxMaxMin,'LineColor','flat','LineW
idth',1,'ShowText','on'); %'LineColor','flat' -> color
lineas,'LineWidth',1->anchura de líneas; 'ShowText','on'-> poner los
valores en las líneas
set(h1,'LevelList',1:1:80,'TextList',1:1:80) % establece que líneas
quieres dibujar
xlabel('Dw_r','fontsize',17)
ylabel('Altw_r','fontsize',17)
xlabel(c,h1,'fontsize',10) % tamaño fuente leyenda
print('FactFluxMaxMin','-dpng')
%
```


11 BIBLIOGRAFÍA

- A. T. Kearney & ESTELA. (2010). *Solar Thermal Electricity 2025. Clean electricity on demand: attractive STE cost stabilize energy production.*
- Abbas R. (2015). *Towards Cost Reduction in Concentrating Solar Power: innovative design for an efficient Fresnel based solar field.* Tesis doctoral.
- Abbas, & Martínez-Val, J. (2015). Analytic optical design of linear Fresnel collectors with variable widths and shifts of mirrors. *Renewable Energy*(75), 81-92.
- Abbas, Muñoz, J., & Martínez-Val, J. (2012). Steady-state thermal analysis of an innovative receiver for linear Fresnel reflectors. *Applied Energy*(92), 503-515.
- Abbas, Muñoz-Antón, J., Valdés, M., & Martínez-Val, J. (agosto de 2013). High concentration linear Fresnel reflectors. *Energy Conversion and Management*(72), 60-68.
- Abengoa Solar. (febrero de 2008). Discos Stirling, una Tecnología Termosolar de Futuro. Obtenido de <http://www.abengoa.es/htmlsites/boletines/es/febrero2008/solar.html>
- Abengoa Solar. (2017). *Abengoa Solar.* Obtenido de http://www.abengoasolar.com/web/es/por_que_energia_solar/por_que_energia_solar/
- AIE. (2014). *Technology Roadmap: Solar Thermal Electricity.*
- AIE. (2016). *World Energy Outlook.*
- Baharoon, D. A., Rahman, H. A., Omar, W. Z., & Fadhl, S. O. (enero de 2015). Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently – A review. (41), 996-1027.
- Canavarro, D., Chaves, J., & Collares-Pereira, M. (2014). Simultaneous Multiple Surface method for Linear Fresnel concentrators with tubular receiver. *Solar Energy*(110), 105–116.
- Chaves, J., & Collares-Pereira, M. (2010). Etendue-matched two-stage concentrators with multiple receivers. *Solar Energy*(84), 196-207.
- ESTELA, Greenpeace International y SolarPACES. (2016). *Solar Thermal Electricity Global Outlook.*
- Fernández-García, A., Cantos-Soto, M., Röger, M., Wieckert, C., Hutter, C., & Martínez-Arcos, L. (2014). Durability of solar reflector materials for secondary concentrators used in CSP systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*(130), 51-63.

- Feuermann, D., & Gordon, J. (1991). Analysis of a two-stage linear Fresnel reflector solar concentrator. *Transactions of the ASME*(113), 272–279.
- Grena, R., & Tarquini, P. (feb de 2011). Solar linear Fresnel collector using molten nitrates as heat transfer fluid. *Energy*, 36(2), 1048-1056.
- Hashem, H. (03 de sept de 2012). New Energy Update: CSP. *Can Fresnel outperform parabolic trough?* Obtenido de <http://newenergyupdate.com/csp-today/technology/can-fresnel-outperform-parabolic-trough>
- Historical development of concentrating solar power technologies to generate clean electricity efficiently – A review. (enero de 2015). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*(41), 996-1027.
- Huang, F., Li, L., & Huang, W. (2014). Optical performance of an azimuth tracking linear fresnel solar concentrator. *Solar Energy*(108), 1-12.
- IAEA. (23 de Sept de 2016). IAEA sees Global Nuclear Power Capacity Growing Through 2030. Vienna, Austria.
- IRENA. (2012). *Renewable energy technologies: cost analysis series, Volume 1: Power sector, Issue 2/5: Concentrating Solar Power*.
- IRENA. (2015). *Renewable Power Generation Costs in 2014*. Abu Dhabi.
- IRENA. (2016). *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*.
- Kalogirou, S. (2009). *Solar Energy Engineering: processes and systems*. Elsevier.
- Lovegrove, K., & Pye, J. (2012). Fundamental Principles of Concentrating Solar Power (CSP) Systems. En K. Lovegrove, & W. Stein, *Concentrating Solar Power Technology: Principles, Developments and Applications* (págs. 16-18). Woodhead Publishing Limited.
- Lovegrove, K., & Stein, W. (2012). Introduction to concentrating solar power (CSP) technology. En K. Lovegrove, & W. Stein, *Concentrating Solar Power Technology: Principles, Developments and Applications* (págs. 3-13). Woodhead Publishing Limited.
- Marchetti, C. (2009). On Energy Systems Historically and in the Next Centuries. *Global Bioethics*(22), 1-4, 53-65.
- Martínez-Val, J., Valdés, M., Abánades, A., Amengual, R., Piera, M., Montes, M., . . . Abbas (2011). *España Patente nº ES 2 356 549 B2*.
- Mathur, S., Kandpal, T., & Negi, B. (1991). Optical design and concentration characteristics of linear Fresnel reflector solar concentrators—I. Mirror elements of varying width. *Energy Conversion and Management*, 31(3), 205-219.
- Mills, D. (2004). Advances in solar thermal electricity technology. *Advances in solar thermal electricity technology*(76), 19-31.

- Montes, M., Rubbia, C., Abbas, & Martínez-Val, J. (agosto de 2014). A comparative analysis of configurations of linear Fresnel collectors for concentrating solar power. *Energy*(73), 192-203.
- Muñoz-Antón, J., Abbas, & Montes, M. (2014). Going further with Fresnel receiver: new design window for direct steam generation. *Energy Procedia*(49), 184-192.
- NREL & Sandia National Laboratories. (2016). *On the Path to SunShot: Advancing Concentrating Solar Power Technology, Performance and Dispatchability*.
- NREL. (2017). *Concentrating Solar Power Projects*. Obtenido de https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=4295
- Observatorio Tecnológico de la Energía. (1 de Feb de 2012). *Mapa Tecnológico: Calor y Frío Renovables*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Gobierno de España, IDAE.
- Observatorio Tecnológico de la Energía. (2012). *Mapa Tecnológico: Calor y Frío Renovables*. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Gobierno de España, IDAE.
- Oommen, R., & Jayaraman, S. (julio de 2001). Development and performance analysis of compound parabolic solar concentrators with reduced gap losses – oversized reflector. *Energy Conversion and Management*, 42(11), 1379-1399.
- Pitz-Paal, R. (2012). Parabolic Trough, Linear Fresnel, Power Tower: A Technology Comparison. IASS Potsdam.
- Protermo Solar. (2015). *Proyectos termosolares. Mapa de proyectos en España*. Obtenido de <http://www.protermosolar.com/wp-content/uploads/2015/05/Tabla-nuevo-mapa-Protermosolar-Original.pdf>
- Protermo Solar. (mayo de 2017). *La energía termosolar. El sector en cifras*. Obtenido de <http://www.protermosolar.com/honorificos/el-sector-en-cifras/>
- PSA. (2017). *Instalaciones. Discos parabólicos*. Obtenido de <http://www.psa.es/es/instalaciones/discos.php>
- PSA. (2017). *Instalaciones. Parabólicos. Fresdemo*. Obtenido de <http://www.psa.es/es/instalaciones/parabolicos/fresdemo.php>
- PVMA. (2016). *Global PV Market Report 2016-2020*.
- R., P.-P. (2012). Parabolic Trough, Linear Fresnel, Power Tower: A Technology Comparison. IASS Potsdam.
- Rabl, A., & Winston, R. (nov de 1976). Ideal concentrators for finite sources and restricted exit angles. *Appl Opt* 15 (11), 2880-2883.
- Rabl, A., & Winston, R. (1979). Practical design considerations for CPC solar collector. *Solar Energy*(22), 373-381.
- Rahman, M. M., Salehin, S., Ahmed, S. S., & Sadrul Islam, A. K. (2016). Environmental Impact Assessment of Different Renewable Energy Resources: A Recent

Development. *Clean Energy for Sustainable Development: Comparisons and Contrasts of New Approaches*, 29-36.

REE. (2016). *El Sistema Eléctrico Español. Avance 2016*.

REN21. (2016). *Renewables 2016. Global Status Report*.

Rioglass. (2017). *Rioglass. Technology. Our products. HCE tubes*. Obtenido de <http://rioglass.com/hce-tubes/>

Sait, H., Martínez-Val, J., Abbas, & Muñoz-Antón, J. (1 de marzo de 2015). Fresnel-based modular solar fields for performance/cost optimization in solar thermal power plants: A comparison with parabolic trough collectors. (J. Yan, Ed.) *Applied Energy*(141), págs. 175-189.

Singh, P., Ganesan, S., & Yàdav, G. (1999). Technical note: Performance study of a linear Fresnel concentrating solar device. *Renewable Energy*, 18(3), 409-416.

SPG. (2017). *Solar Power Group*. Obtenido de <http://solarpowergroup.com>

U.S. DOE. (2012). *SunShot Vision Study*.

WEC. (2016). *World Energy Resources*.

Zhu (agosto de 2013). Development of an analytical optical method for linear Fresnel collectors. *Solar Energy*(94), 240-252.

Zhu (2017). New adaptive method to optimize the secondary reflector of linear Fresnel collectors. *Solar Energy*(144), 117-126.

Zhu, Wendelin, T., Wagner, M., & Kutsche, C. (may de 2014). History, current state, and future of linear Fresnel concentrating solar collectors. *Solar Energy*(103), 639-652.

Zhu, J., & Huang, H. (2014). Design and thermal performances of semi-parabolic linear fresnel reflector solar concentration collector. *Energy Conversion and Management*(77), 733-737.

Zou, B., Dong, J., Yao, Y., & Jiang, Y. (mayo de 2017). A detailed study on the optical performance of parabolic trough solar collectors with Monte Carlo Ray Tracing method based on theoretical analysis. *Solar Energy*(147), 189–201.

12 NOMENCLATURA

AIE: Agencia Internacional de la Energía

CCP: Captador Cilindro-Parabólico

CPC: Concentrador Parabólico Compuesto

CT: Central de Torre

DNI: Direct Normal Irradiance

DOE: Department Of Energy

DS: Disco Stirling

DSG: Direct Steam Generation

ESTELA: European Solar Thermal Electricity Association

HTF: Heat Transfer Fluid

IAEA: International Atomic Energy Agency

IASS: Institute for Advanced Sustainability Studies

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía

LCOE: Levelized Cost Of Electricity

NREL: National Renewable Energy Laboratory (EEUU)

O&M: Operación y Mantenimiento

OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico

PSA: Plataforma Solar de Almería

PVMA: Photovoltaic Market Alliance

REE: Red Eléctrica Española

REN21: Renewable Energy Policy Network for the 21st Century

RLF: Receptor Lineal Fresnel

SPG: Solar Power Group

STC: Solar Térmica de Concentración

TFG: Trabajo de Fin de Grado

WEC: World Energy Council (Consejo Mundial de la Energía)

