

UNIVERSIDAD DE ALMERÍA

Departamento de Química y Física

**Contribuciones a la Caracterización
Óptica de Heliostatos y Campos de
Heliostatos para Sistemas de
Receptor Central**

Almería, Junio de 2020

Autor: Jesús Fernández Reche
Directores: Eduardo Zarza Moya
Fco. Javier Barbero Francisco



Tesis Doctoral

Contribuciones a la Caracterización Óptica de
Heliostatos y Campos de Heliostatos para
Sistemas de Receptor Central

Contributions to Optical Characterization of
Heliostats and Heliostat Fields for Central
Receiver Systems



Universidad de Almería
Departamento de Química y Física
Doctorado en Ciencias Aplicadas al Medioambiente

Autor: Jesús Fernández Reche
Directores: Eduardo Zarza Moya
Fco. Javier Barbero Francisco

Almería, Junio de 2020

*A Pedro
y
a Lorenzo*

*¿Por qué siendo tan inteligentes los niños
somos tan estúpidos los hombres?*

Alejandro Dumas

*We don't stop playing because we grow old;
we grow old because we stop playing.*

George Bernard Shaw

Y a Loreto

*Gran parte de lo que soy
es gracias a ti.*

Agradecimientos

*I know I was born and I know that I'll die.
The in-between is mine.*
“I Am Mine” – Pearl Jam

Cuando los cartógrafos del Renacimiento reflejaban en sus mapas una zona jamás pisada por el hombre y, por tanto, seguramente peligrosa, dibujaban una criatura mitológica y escribían debajo *Hic sunt dracones* (Aquí hay dragones) . . . Comienzo ahora a recorrer una zona poco explorada por mí, cuyos resultados desconozco.

No puedo empezar sin mostrar agradecimiento a mis directores de Tesis, Eduardo y Javier, o Javier y Eduardo. Ha sido un largo camino, con muchos más bajos que altos, pero siempre habéis estado ahí, en la vanguardia o la retaguardia, previniéndome de las largas garras de R.A.P.I o empujando para que esta Tesis fuera finalmente posible. Gracias por este “sprint” final sobre el que no habéis puesto ningún reparo.

A mis padres y hermanas, vosotros me habéis hecho llegar hasta aquí, con la paciencia y el esmero que solo la familia ofrece. Gracias por haberme cuidado, formado, enseñado, regañado, querido, . . . Un recuerdo especial a “Pillín”, que se fue sin avisar y demasiado pronto.

A mis compañeros de trabajo. Y aquí, por favor, sentíos todos citados a pesar de que no aparezca vuestro nombre (¡“esque” sois muchos!).

- A Rafael y esas conversaciones casi metafísicas sobre el *slope-error*: al final encontraremos su esencia, nos queda un “pelímetro”.
- A Antonio y Mónica, que desde Madrid siempre han apoyado en los momentos bajos.
- A Ballestrín, y esos plantones de pasillo hablando de Ciencia.
- A Raúl, que hace que el trabajo diario en la “torre” sea más sencillo.
- A Elena y Marina, que han traído ánimo nuevo al grupo y ganas de trabajar.
- A Arantxa, con quién empecé a trabajar en fotogrametría.
- A Blas, Fidel y Galindo . . . y últimamente Jerónimo, con los que he compartido destornilladores, medidas, paseos por el campo de heliostatos y por la torre, chistes, confesiones, momentos buenos y momentos malos. En la parte experimental habéis sido una gran ayuda.
- A Jose, Agustín, Joaquín, Ángel, Jorge, Jesús, Carlos y Víctor (aunque volarais hacia otros lares), María, Guillermo, Juan Jesús, Magaña, Pepe Luis, Félix, . . . Formáis un gran equipo en la PSA y hacéis el trabajo más fácil.

Aunque ya se ha nombrado individualmente a sus miembros, mención especial requiere el grupo de los desayunos de los viernes, tanto al “staff” permanente como a los visitantes esporádicos. Las semanas no terminarían igual sin las tostadas de aceite y tomate.

A Alberto y Héctor, con los que colaboré en la realización de sus trabajos fin de grado y de máster respectivamente. Algunas páginas de esta Tesis les pertenecen.

A María Jesús y Antonio, que periódicamente preguntabais ¿cómo va la Tesis?. Hicisteis que la Tesis no cayera en el saco del olvido y esta es la respuesta a vuestra pregunta. Gracias por la insistencia.

A Loreto, simplemente por estar ahí/aquí todos los días.

Y para terminar, no querría dejar de expresar mi agradecimiento a:

- El “estado de alarma” y sus sucesivas prórrogas, por darme el empujón definitivo. Y sobre todo, por permitirme disponer del tiempo necesario para terminar de escribir esta Memoria de Tesis.
- A Pearl Jam, por acompañarme durante la redacción final del texto y, en general, en aquellos momentos importantes de mi vida.

Y en general, gracias a todos con los que he compartido momentos, trabajo y amistad. La realidad se compone de pequeños granitos de arena y la mía está compuesta de granitos de todos vosotros.

Bueno, finalmente los dragones han desaparecido de esta parte de mi mapa personal. ¡Cada vez quedan menos sitios inexplorados!. Quizá sea eso lo que signifique *“hacerse mayor”*.

Resumen

Do it, or do it not.

There is no try.

Yoda.

Las tecnologías energéticas de concentración solar, y en particular los sistemas de receptor central, van camino de convertirse en una alternativa plausible, no solo a la generación masiva de electricidad, sino también a la generación de energía térmica a gran escala para procesos industriales de media y alta temperatura (300 °C–1000 °C). Una de sus principales ventajas con respecto a otras tecnologías renovables radica en la capacidad que la tecnología solar de concentración tiene para almacenar energía térmica de una manera sencilla y, sobre todo, económica. De esta manera, la gestión del despacho de centrales que utilicen esta fuente energética aumenta considerablemente, pudiendo generar energía, tanto térmica como eléctrica, a demanda del consumidor, incluso sin la presencia de radiación solar.

El primer desarrollo tecnológico importante de los sistemas de receptor central se produjo en la década de los 80 del siglo pasado cuando, a raíz de la crisis del petróleo de la década anterior, numerosos países en todo el mundo comenzaron a investigar en alternativas a los combustibles fósiles para generación energética. Y su gran desarrollo comercial se ha producido en los últimos 15 años, donde se han instalado más de 2,5 GW_e de potencia con centrales de receptor central, del total de 6,1 GW_e para todas las tecnologías solares térmicas de concentración (datos de diciembre de 2019).

De los diferentes subsistemas que conforman la tecnología de receptor central, el campo solar, encargado de captar y concentrar la radiación solar, tiene gran importancia debido a que puede considerarse como la fuente de energía o “combustible” del resto de subsistemas. El campo solar está compuesto por sistemas ópticos (espejos) llamados heliostatos provistos de mecanismos para seguir al Sol a lo largo del día, y cuya adecuada caracterización y determinación de las propiedades ópticas resultan necesarias, de forma individual y del subsistema en su conjunto, tanto en su fase de diseño y construcción como en la posterior evaluación diaria y rutinaria del mismo.

Esta Tesis Doctoral incluye el desarrollo de dos metodologías para la caracterización óptica, relativas a medida de reflectancia y determinación de calidad geométrica, de los heliostatos que forman parte del campo solar. Al mismo tiempo, se pone al día e integra en un entorno gráfico el código de simulación DELSOL, desarrollado en los años 80 del pasado siglo con el inicio del desarrollo tecnológico de los sistemas de receptor central, lo que permite que siga siendo posible usar los algoritmos de cálculo que incorpora para el estudio del comportamiento energético de sistemas de receptor central en los sistemas de computación actuales de una manera rápida, cómoda y sencilla.

En primer lugar se desarrolla y valida experimentalmente un método estadístico para calcular la reflectancia especular solar media de un campo de heliostatos, midiendo solamente en una muestra reducida de población del mismo. Teniendo en cuenta que los campos solares comerciales contienen miles, e incluso decenas de miles de heliostatos, dicha metodología supone, en la práctica, reducir el tiempo de ejecución de esta tarea que forma parte de los procedimientos de operación y mantenimiento de un sistema de receptor central y habilitar técnicamente así la posibilidad de conocer la reflectancia media del campo solar de una forma fácil, fiable y precisa.

Por otro lado, se presenta un método para determinar la calidad geométrica de la superficie de los heliostatos. Al ser éstos sistemas ópticos, sus propiedades de concentración de la radiación solar y sus parámetros ópticos, como por ejemplo la distancia focal, dependerán de la precisión de su geometría. Empleando técnicas de fotogrametría o escaneado láser se realizan medidas que permiten calcular con gran precisión el error geométrico asociado a dichas superficies.

Finalmente, para comprobar experimentalmente la validez de las propuestas desarrolladas en esta Tesis Doctoral, se simula un sistema de receptor central de la Plataforma Solar de Almería empleando, como valores de entrada para la parametrización del campo de heliostatos, la reflectancia y el error de la pendiente determinados experimentalmente con las metodologías mencionadas; y se compara con la medida de radiación solar concentrada en el receptor del sistema experimental considerado. De la comparación directa de simulación y experimento se obtienen diferencias inferiores al 10 % en la potencia incidente en el receptor, estando en todo caso los valores absolutos dentro de los rangos de error respectivos de simulación y experimento. Estos resultados permiten corroborar la utilidad y eficacia de las metodologías desarrolladas y presentadas en esta Tesis Doctoral.

Abstract

Brevity is the soul of wit.

William Shakespeare.

Concentrating solar technologies, and in particular central receiver systems, are on the way to becoming a plausible alternative, not only to massive electricity generation, but also to large-scale thermal energy generation for medium and high temperature industrial processes (300 °C–1000 °C). One of its main advantages over other renewable technologies is the ability of concentrating solar systems to store thermal energy in a simple and, above all, cost-effective way. For this reason, the management of the dispatchability of power plants that use this energy source increases considerably, being able to generate energy, both thermal and electrical, at the demand of the consumer, even without the presence of solar radiation.

The first important technological development of central receiver systems took place in the 1980's when, following the oil crisis, several countries around the world began to investigate alternatives to the fossil fuels for energy generation. And its great commercial development has taken place in the last 15 years, where more than 2,5 GW_e of installed capacity correspond to central receiver plants, out of a total of 6,1 GW_e installed capacity for all concentrating solar thermal technologies (data from December 2019).

Of the different subsystems that comprises central receiver solar technology, the solar field, which is responsible for capturing and concentrating solar radiation, is of great importance because it can be considered as the energy source or “fuel” for the rest of the subsystems. The solar field is made up of optical systems (mirrors) called heliostats that are equipped with mechanisms to follow the Sun along the day. It is necessary to adequately characterize and determine the optical properties of the heliostats individually and of the subsystem as a whole, both in the design and construction phase, and in the subsequent routine daily system evaluation.

This Doctoral Thesis includes the development of two methodologies for the optical characterization, relative to reflectance and geometrical assessment, of heliostats that are part of the solar field. At the same time, the DELSOL simulation code, developed in the 80's with the beginning of the technological development of central receiver systems, is updated and integrated into a graphical environment. This allows the use of the calculation algorithms incorporated for the study of the energy behavior of central receiver systems in current computer systems in a fast, interactive and simple way.

On the one hand, a statistical method is developed and experimentally validated to calculate the average solar specular reflectance of a heliostat field by measuring only a small sample of the field's population. Taking into account that commercial solar fields contain thousands, or even tens of thousands, of heliostats, such a methodology means,

in practice, reducing the execution time of this task that forms part of the operation and maintenance procedures of a central receiver system and thus technically enabling the possibility of measuring the average reflectance of the solar field in a easy, reliable and precise manner.

On the other hand, a methodology is presented to determine the geometrical quality of the surface of heliostats. As these are optical systems, their ability of concentrating solar radiation and their optical parameters, such as focal length, will depend on the precision of their geometry. The measurements are made using photogrammetry or laser scanning techniques, and allow to calculate with high precision the geometrical error associated with these surfaces.

Finally, to experimentally check the validity of the proposal methodology, a central receiver system of the Plataforma Solar de Almería is simulated using, as input for the parametrization of the heliostat field, the reflectance and optical error determined experimentally with the aforementioned methodologies. This simulation is compared with the measurement of the concentrated solar radiation in the receiver of the experimental system under consideration. From the direct comparison of simulation and experiment, differences of less than 10% are obtained in the incident power on the receiver. Moreover, the measured absolute values are, in any case, within the respective error ranges of simulation and experiment. These results allow corroborating the usefulness of the methodologies presented in this Doctoral Thesis.

Índice

Dedicatoria	v
Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Lista de acrónimos	xxiii
Lista de símbolos	xxv
1. Introducción: Justificación y Objetivos de la Tesis Doctoral	1
1.1. Introducción	2
1.2. Objetivos	4
2. La Caracterización Óptica de los Heliostatos en los Sistemas de Receptor Central	7
2.1. Sistemas de concentración solar. Los sistemas de receptor central	8
2.1.1. Los sistemas de receptor central	8
2.1.2. Experiencias en sistemas de receptor central	11
2.1.3. Proyectos comerciales actuales	11
2.2. Eficiencia de un sistema de receptor central	15
2.3. Eficiencia óptica de un campo de heliostatos	17
2.3.1. Factor coseno	18
2.3.2. Sombras y bloqueos	19
2.3.3. Atenuación atmosférica	19
2.3.4. Desbordamiento	20
2.4. Códigos de simulación de sistemas de receptor central	22
2.4.1. Códigos basados en la convolución de matrices	24
2.4.2. Códigos basados en trazado de rayos	25
2.5. Determinación de la calidad geométrica de superficies reflectantes. Estado del arte	27
2.5.1. Fotogrametría	27
2.5.2. Deflectometría	28
2.5.3. Escaneado láser	28

3. Materiales y Métodos	31
3.1. Dispositivo experimental	32
3.1.1. Campo de heliostatos CESA-I	32
3.1.2. Campo de heliostatos SSPS-CRS	34
3.2. Determinación de la reflectancia media de un campo de heliostatos	34
3.2.1. Definiciones	35
3.2.2. Métodos estadísticos de análisis y búsqueda de grupos en poblaciones	37
3.2.3. Desarrollo experimental	40
3.3. Determinación de la calidad geométrica de superficies reflectantes	43
3.3.1. Definiciones	44
3.3.2. Fotogrametría	46
3.3.3. Escaneado láser	48
3.3.4. Tratamiento del modelo tridimensional	49
3.4. Simulación de un sistema de receptor central y validación experimental	57
4. Resultados Experimentales	63
4.1. Adaptación del código WinDELSOL a entornos de computación de 64 bits	64
4.1.1. Entrada de datos en el programa	64
4.2. Determinación de la reflectancia media de un campo de heliostatos	68
4.2.1. Aplicación al campo de heliostatos SSPS-CRS de la PSA	68
4.2.2. Extensión del método a otros campos de heliostatos	84
4.3. Determinación de la calidad geométrica de superficies reflectantes	89
4.3.1. Medida de la calidad geométrica de un heliostato y su evolución temporal mediante fotogrametría	89
4.3.2. Caracterización geométrica de una faceta de heliostato mediante fotogrametría	95
4.3.3. Caracterización geométrica mediante escaneado láser	97
4.4. Simulación del sistema CESA-I de la PSA	107
5. Conclusiones	113
Bibliografía	115
Apéndices	127
A. Algoritmos desarrollados durante la implementación de la metodología	129
A.1. Código para la determinación de la calidad geométrica de superficies reflectantes	129
A.2. Código de automatización del modelado del campo CESA-I	133
A.3. Código para la selección de una muestra aleatoria de heliostatos	139

Índice de figuras

1.1.	Tecnologías actuales de sistemas solares de concentración	2
2.1.	Prospectiva de desarrollo de la tecnología solar térmica respecto al consumo energético mundial	8
2.2.	Imagen aérea de un sistema de receptor central en operación	9
2.3.	Esquema funcional de un sistema de torre con sales fundidas	9
2.4.	Desarrollo mundial de la tecnología de receptor central	13
2.5.	Eficiencias del receptor solar y de un BOP con ciclo de Carnot en función de la concentración de la radiación solar y la temperatura de operación del receptor	16
2.6.	Dependencia de la temperatura óptima de operación de un sistema solar de concentración en función de la concentración solar	16
2.7.	Factores de eficiencia de los heliostatos de un campo solar	17
2.8.	Ejemplo de la variación de eficiencia de los heliostatos de un campo solar debido al factor coseno	18
2.9.	Ejemplo de la variación de eficiencia de un campo de heliostatos debido a sombras y bloqueos	19
2.10.	Ejemplo de la variación de eficiencia de los heliostatos de un campo solar debido al efecto de la atenuación atmosférica	20
2.11.	Ejemplo de la eficiencia de un campo de heliostatos debido a desbordamiento	21
2.12.	Ejemplo de eficiencia óptica media anual de un campo de heliostatos norte	21
2.13.	Patrón de puntos para fotogrametría (a) y estaciones de toma de imágenes (b)	27
2.14.	Principio de medida de la deflectometría e imagen patrón y reflejada por la superficie especular	28
2.15.	Esquemas de funcionamiento de los sistemas de escaneado láser	29
3.1.	Vista panorámica de los sistemas CESA-I y SSPS-CRS de la PSA	32
3.2.	Esquema del campo de heliostatos del sistema CESA-I de la PSA	33
3.3.	Esquema del campo de heliostatos del sistema SSPS- CRS de la PSA	34
3.4.	Espectro de la radiación solar para diferentes masas de aire según ASTM G173-03	36
3.5.	Reflectancia especular (izqda.), difusa (centro) y de un cuerpo real (dcha.)	36
3.6.	Ejemplo de heliostatos escogidos aleatoriamente (marcados con "X") para realizar medidas de reflectancia de un campo de heliostatos de un sistema CRS	40
3.7.	Codificación de la medidas para (a) una faceta y (b) en el heliostato	41

3.8.	Principio de medida del reflectómetro μ Scan Scatterometer	42
3.9.	Espectrofotómetro Perkin Elmer Lambda 1050	43
3.10.	Definición del sistema de coordenadas para el análisis geométrico de un reflector solar	44
3.11.	Esquema del proceso de adquisición de imágenes de una superficie mediante fotogrametría	46
3.12.	Hoja de calibrado de PhotoModeler Scanner para calibrar cámara y objetivo fotográfico en fotogrametría	47
3.13.	Modelos 3D obtenidos con PhotoModeler para la superficie reflectante de (a) una faceta y (b) un heliostato	48
3.14.	Dispositivo experimental para la medida con láser escáner (a) y modelo 3D obtenido (b)	49
3.15.	Perfiles de intensidad relativa para el disco solar	55
3.16.	Ejemplo gráfico del factor de interceptación en un captador cilindroparabólico: parte del cono de radiación de un rayo reflejado por el concentrador no es interceptado por el receptor	55
3.17.	Diagrama de flujo implementado en el script programado en el software de trazado de rayos Tonatiuh para la generación del modelo de simulación de la torre y campo de heliostatos de la planta CESA-I	58
3.18.	Ejemplo de modelo generado con Tonatiuh del sistema CESA-I de la PSA	59
3.19.	Diagrama de bloques que muestra el funcionamiento del sistema de medida indirecta de radiación solar concentrada ProHERMES 2.A	60
3.20.	Ejemplo de blanco lambertiano desplazándose sobre la superficie de un receptor solar	61
3.21.	Ejemplo de recta de calibración del sistema de medida de radiación solar concentrada ProHERMES 2.A instalado en la torre CESA-I de la PSA	61
4.1.	Interfaz gráfica para la introducción de parámetros de diseño en DELSOL programada en entorno MATLAB®	65
4.2.	Resultados gráficos que se obtienen con el código programado para adaptar DELSOL a sistemas de 64 bits	67
4.3.	Descriptores estadísticos de las medidas de reflectancia especular realizadas en las distintas posiciones de las facetas durante el experimento	68
4.4.	Gráfico de normalidad de medidas para las distintas posiciones de medida en las facetas (campo de heliostatos SSPS-CRS)	70
4.5.	Descriptores estadísticos de las medidas de reflectancia especular realizadas en todas las facetas de 15 heliostatos del campo SSPS-CRS	72
4.6.	Gráfico Q-Q de normalidad de medidas de reflectancia para las distintas posiciones de facetas en los heliostatos del campo SSPS-CRS	73
4.7.	Análisis clúster para heliostatos del campo SSPS-CRS. Fecha: 23 de Septiembre	78
4.8.	Análisis clúster para heliostatos del campo SSPS-CRS. Fecha: 3 de Octubre	79
4.9.	Análisis clúster para heliostatos del campo SSPS-CRS. Fecha: 9 de Octubre	80
4.10.	Análisis clúster para heliostatos del campo SSPS-CRS. Fecha: 18 de Octubre	81
4.11.	Heliostatos elegidos aleatoriamente para determinar la reflectancia media del campo solar SSPS-CRS de la PSA	83
4.12.	Esquema del campo de heliostatos CESA-I de la PSA	85

4.13. Descriptores estadísticos de las medidas de reflectancia especular realizadas en todas las facetas de 46 heliostatos del campo CESA-I	86
4.14. Mejor resultado del análisis clúster para el grupo 2 de heliostatos del campo CESA-I de la PSA	87
4.15. Grupos de heliostatos en que se divide el campo de heliostatos CESA-I de la PSA en función de su reflectancia media	88
4.16. Prototipo de heliostato situado en el sistema CESA-I en las tres posiciones de medida definidas para fotogrametría	89
4.17. Modelo tridimensional de la superficie reflectante del heliostato prototipo analizado situado en el sistema CESA-I para posición horizontal	90
4.18. Diferencias entre superficie real y modelo del heliostato prototipo situado en el sistema CESA-I estudiado mediante fotogrametría para las tres posiciones de medida	91
4.19. Valores sdx para las tres posiciones de medida del heliostato prototipo situado en el sistema CESA-I estudiado mediante fotogrametría	93
4.20. Valores sd_y para las tres posiciones de medida del heliostato prototipo situado en el sistema CESA-I estudiado mediante fotogrametría	94
4.21. Vistas del proceso de caracterización geométrica de una faceta de heliostato mediante fotogrametría	95
4.22. Diferencias entre la superficie real y teórica de la faceta cilíndrica de heliostato prototipo caracterizada mediante fotogrametría	96
4.23. Desviaciones angulares de la faceta cilíndrica de heliostato prototipo caracterizada mediante fotogrametría	98
4.24. Datos sin procesar del escaneado láser (a) y proyección de los datos segmentados en los planos (b) XY (continúa en la página siguiente...) . . .	99
4.24. (...viene de la página anterior) (c) XZ y (d) YZ de un heliostato tipo del campo CESA-I	100
4.25. Mejor ajuste de la nube de puntos obtenida para la faceta número 1 de un heliostato tipo del campo CESA-I con el escaneado láser y considerando una superficie esférica	101
4.26. Ajuste de las 12 facetas de un heliostato tipo del campo CESA-I a una superficie esférica	102
4.27. Geometría del heliostato tipo seleccionado del campo CESA-I para los dos modelos de ajuste propuesto	104
4.28. Distribución normalizada de la irradiancia reflejada por el heliostato del campo CESA-I en el blanco lambertiano	106
4.29. Modelo generado en Tonatiuh para la simulación del campo de heliostatos CESA-I	110
4.30. Distribución de radiación solar incidente en el receptor SolAir3000 del sistema CESA-I.	111

Índice de Tablas

2.1.	Principales sistemas experimentales de receptor central en el mundo	12
2.2.	Proyectos comerciales de sistemas de receptor central en el mundo	14
2.3.	Códigos de simulación para sistemas de receptor central	23
3.1.	Heliostatos y facetas medidos en el campo de heliostatos SSPS-CRS.	41
3.2.	Características técnicas del reflectómetro μ Scan Scatterometer (Microscan, 2000)	42
3.3.	Calibrado del conjunto de cámara y lente empleados en fotogrametría en el desarrollo experimental propuesto	47
3.4.	Características del láser escáner P20 de Leyca Geosystems	49
3.5.	Intensidad relativa de la radiación solar en función del radio subtendido por el cono solar para distintas razones circunsolares	54
4.1.	Test de normalidad para los datos de posición en las facetas medidas del sistema SSPS-CRS	69
4.2.	Descriptores estadísticos de los valores de reflectancia medidos y análisis ANOVA de los mismos (campo de heliostatos SSPS-CRS)	70
4.3.	Test de igualdad de varianzas para los valores de reflectancia especular medidos (campo de heliostatos SSPS-CRS)	70
4.4.	Análisis de potencia para los valores de reflectancia especular medidos (campo de heliostatos SSPS-CRS)	71
4.5.	Test de normalidad para los datos de las facetas en el heliostato (campo de heliostatos SSPS-CRS)	72
4.6.	Test de Bonferroni de igualdad de medias de las medidas de reflectancia para distintas posiciones de facetas en la muestra de 15 heliostatos aleatorios (campo de heliostatos SSPS-CRS)	73
4.7.	Test de igualdad de varianzas para los valores de reflectancia especular medidos en la muestra de 15 heliostatos aleatorios (campo de heliostatos SSPS-CRS)	76
4.8.	Análisis de potencia para los valores de reflectancia especular medidos en la muestra de 15 heliostatos aleatorios (campo de heliostatos SSPS-CRS)	76
4.9.	Test de normalidad para los datos de los heliostatos (campo de heliostatos SSPS-CRS)	77
4.10.	Validación de resultados del estudio de reflectancia para el campo de heliostatos SSPS-CRS de la PSA	84
4.11.	Validación de resultados del estudio de reflectancia para el campo de heliostatos CESA-I de la PSA	88

4.12. Diferencias entre la superficie real y teórica del heliostato prototipo situado en el sistema CESA-I medido con fotogrametría	92
4.13. Error geométrico del heliostato prototipo situado en el sistema CESA-I . . .	95
4.14. Resultados del mejor ajuste de la nube de puntos a una superficie esférica para la faceta 1 de un heliostato tipo del campo CESA-I	101
4.15. Resultados del mejor ajuste de la nube de puntos para la superficie reflectante del heliostato tipo completo del campo CESA-I	103
4.16. Reflectancia especular solar y error geométrico de los heliostatos seleccionados en el campo CESA-I para estudio de simulación de cálculo de flujo de radiación solar concentrada en receptor SolAir3000	108
4.17. Coordenadas de apunte y heliostatos enfocados a cada uno de los puntos de enfoque del receptor del sistema CESA-I	109
4.18. Comparación entre resultados experimentales y simulados de potencia incidente en el receptor SolAir3000 del sistema CESA-I de la PSA	109

Lista de acrónimos

AENOR	Agencia Española de Normalización
AM	Masa de aire del inglés <i>Air Mass</i>
ANOVA	Análisis de la varianza
ASTM	Sociedad americana de ensayos y materiales del inglés <i>American Society for Testing and Materials</i>
BOP	Balance de Planta del inglés <i>Balance of Plant</i>
CCD	Dispositivo de carga acoplada del inglés <i>Charged Coupled Device</i>
CCP	Captador CilindroParabólico
CENER	Centro Nacional de Energías Renovables
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
CRS	Sistema de receptor central del inglés <i>Central Receiver System</i>
CSR	Razón circunsolar del inglés <i>CircumSolar Ratio</i>
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
ECMP	Error Cuadrático Medio Ponderado
EE. UU.	Estados Unidos de América
ESTELA	Asociación europea de la electricidad solar térmica del inglés <i>European Solar Thermal Electricity Association</i>
GAST	Gas Cooled Solar Tower Program
GUI	Interfaz de usuario del inglés <i>Graphical User Interface</i>
ISO	Organización internacional de estandarización del inglés <i>International Standardization Organization</i>
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PSA	Plataforma Solar de Almería
RMSE	Error cuadrático medio del inglés <i>Root Mean Square Error</i>
SSPS	Sistemas solares de pequeña potencia del inglés <i>Small Solar Power Systems</i>
STE	Electricidad termosolar del inglés <i>Solar Thermal Electricity</i>

Lista de símbolos

LATINOS

A	Área de apertura del concentrador	m^2
AP	Coordenadas de apunte	m
a	Parámetros del estadístico de Shapiro–Wilk	–
C	Concentración media	–
E	Error estadístico	–
$ECMP$	Error cuadrático medio ponderado	–
F	Estadístico F de Fisher–Snedecor	–
f	Distancia focal	m
fdx, fdy	Desviaciones lineales	mm
G	Baricentro de un triángulo	–
G_b	Irradiancia Solar Normal Directa	W m^{-2}
GL	Grados de libertad	–
GL	Nivel de irradiancia normalizado, simulado	–
gl	Nivel de irradiancia normalizado, real	–
I	Irradiancia	$\text{W s m}^{-2} \text{sr}^{-1}$
K	Factor de significación	–
m	Muestreo ordenado de la distribución normal	–
N	Tamaño poblacional	–
\vec{N}	Vector normal	–
n	Tamaño muestral	–
\hat{n}	Vector normal unitario	–
P	Potencia	W
R	Radio	m
$RMSE$	Error cuadrático medio	–
\hat{r}	Vector unitario dirección heliostato–receptor	–
S	Área de apertura del receptor	m^2
S	Varianza muestral	–
\hat{s}	Vector solar unitario	–
s	Varianza	–
SDx, SDy	Estadísticos de la desviación de la pendiente	mrad
sdx, sdy	Desviación de la pendiente	mrad
T	Temperatura	K
t	Tiempo	s
t	Estadístico t de Student	–
V	Matriz de covarianzas	–
W	Estadístico de Shapiro–Wilk	–
$x^{(i)}$	Elemento de muestra ordenada	–
\bar{x}	Media muestral	–

GRIEGOS

α	Absortancia	–
α	Nivel significación análisis potencia	–
ϵ	Emitancia	–
ϵ	Error geométrico (<i>slope-error</i>)	mrad
η	Eficiencia	–
γ	Factor de interceptación	–
λ	Longitud de onda	nm
μ	Media poblacional	
ρ	Reflectancia	–
τ	Trasmitancia	–
θ	Ángulo	rad
σ	Cte. de Stefan–Boltzmann	$5,67 \times 10^{-8} \text{ W m}^{-2} \text{ K}^{-4}$
σ	Desviación estándar	–
σ	Varianza poblacional	–

Índices

<i>abs</i>	Absorbedor
<i>amb</i>	Ambiente
<i>atm</i>	Atmósfera
<i>BOP</i>	Bloque de potencia
<i>cos</i>	Factor coseno
<i>CS</i>	Aureola solar
<i>desbord</i>	Desbordamiento
<i>efec</i>	Efectivo/a
<i>hel</i>	Heliostato
<i>hem</i>	Hemisférica
<i>i</i>	Incidente
<i>ideal</i>	Teórica o del modelo
<i>medida</i>	Medido o determinado experimentalmente
<i>r</i>	Reflejado
<i>rms</i>	Error cuadrático medio
<i>s</i>	Solar
<i>som&blo</i>	Sombras y bloqueos
<i>Sun</i>	Disco solar
<i>s</i>	Superficial
<i>std</i>	Desviación estándar
<i>T</i>	Matriz o vector traspuesto
<i>XZ</i>	Proyección en el plano <i>XZ</i>
<i>YZ</i>	Proyección en el plano <i>YZ</i>

Capítulo 1

Introducción: Justificación y Objetivos de la Tesis Doctoral

*I'd put my money on the Sun and Solar Energy.
What a source of power! I hope we don't have to
wait until oil and coal run out before we tackle
that.*

Tomas Alba Edison, ¡¡1931!!.

RESUMEN:

Los sistemas solares de concentración en general y, en particular, los sistemas de receptor central han adquirido un importante despliegue comercial para la generación de energía eléctrica renovable en la última década. Conocer la eficiencia global de un sistema de receptor central es de vital importancia en el diseño de este tipo de sistemas. Durante su fase de diseño se parte de datos teóricos o datos proporcionados por los suministradores de cada uno de los componentes del sistema: facetas reflectantes, heliostatos, receptor, medio de almacenamiento, etc.

El comportamiento óptico del campo de heliostatos es uno de los factores que influye considerablemente en la eficiencia global del sistema completo. Dicho comportamiento óptico se ve influenciado por la reflectancia especular de las facetas que conforman los heliostatos que componen el campo solar, así como por otros factores geométricos y físicos que dependen tanto de la posición relativa de los heliostatos individuales en el campo solar, como de las posiciones del Sol en el horizonte y del receptor en la torre. Este capítulo introductorio incluye la descripción somera de la caracterización óptica de heliostatos y campos de heliostatos, así como una justificación del desarrollo experimental que se realiza en esta Tesis Doctoral. El capítulo concluye con la presentación de los objetivos generales y particulares de esta Tesis Doctoral.

1.1. Introducción

Los sistemas solares de concentración hacen uso de lentes o espejos para concentrar la radiación solar incidente en una gran superficie sobre un receptor solar de menor área, situado en la zona focal de dichos componentes ópticos. Esta concentración permite obtener altas temperaturas y, por tanto, altas eficiencias termodinámicas de conversión (Rabl, 1985).

Dado que los sistemas de concentración hacen uso únicamente de la componente directa de la radiación solar, es necesario emplear dispositivos de seguimiento del movimiento aparente del Sol para mantener dicha radiación concentrada en el receptor. Dependiendo de que el seguimiento solar se realice en uno o dos ejes, las diferentes tecnologías de concentración solar se pueden clasificar del siguiente modo:

- Sistemas de foco lineal, que hacen seguimiento solar en un solo eje y concentran la radiación solar en un receptor lineal situado en el foco. En estos sistemas se puede alcanzar una concentración teórica de 216 si bien los sistemas reales consiguen concentraciones inferiores a 100 (Duffie et al., 2012). Las tecnologías que han madurado a lo largo del tiempo dentro de esta clasificación son los captadores cilindroparabólicos (CCP) y los captadores lineales Fresnel (figura 1.1).
- Sistemas de foco puntual, que realizan el seguimiento solar en dos ejes y, por tanto, concentran la radiación solar en un receptor colocado en el plano focal de dicho sistema concentrador. La concentración teórica alcanzable en estos sistemas es de 46200, si bien, en los sistemas reales, las concentraciones se encuentran por debajo de 1000-1200 (Duffie et al., 2012). Las tecnologías que han madurado dentro de esta clasificación son los sistemas de receptor central y los discos parabólicos (figura 1.1).

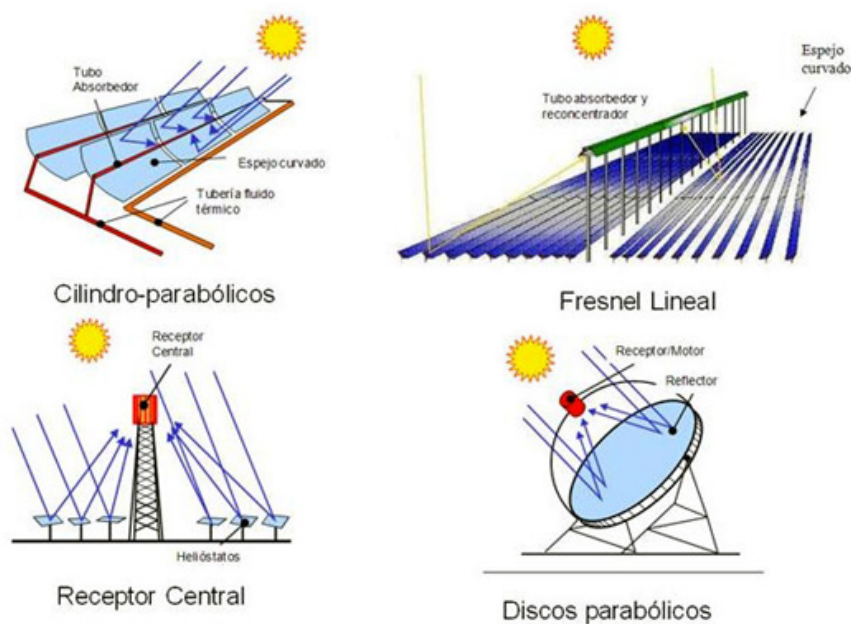


Figura 1.1: Tecnologías actuales de sistemas solares térmicos de concentración. Fuente: extraído de Romero Álvarez et al. (2001).

Los sistemas de receptor central (CRS, del inglés *Central Receiver Systems*¹), emplean un gran número de captadores solares llamados heliostatos dispuestos en un campo solar alrededor de una torre. Cada uno de estos heliostatos refleja la radiación solar hacia un receptor situado en lo alto de la torre. Como resultado de este sistema óptico, disponemos finalmente de un concentrador tipo Fresnel en el que las superficies de los heliostatos están compuestas por espejos parabólicos o esféricos individuales (llamados facetas) dispuestas espacialmente de tal modo que reproducen una superficie parabólica tal que su distancia focal coincide con la distancia del heliostato al receptor.

Dado que el “*combustible*” de las plantas solares térmicas de concentración es la radiación solar concentrada que incide en el receptor, es muy importante medir o calcular esa potencia incidente a la hora de estimar rendimientos y el comportamiento térmico del receptor o de la planta en su conjunto. Y dicha potencia incidente depende de la eficiencia óptica del sistema captador de radiación: el campo de heliostatos en el caso de los sistemas CRS.

En los sistemas CRS, cada heliostato individual presenta una distancia diferente al receptor de manera que la eficiencia de captación de la radiación es individual y única para cada uno de ellos y depende de los siguientes factores (se describen con más detalle en la sección 2.3 del capítulo 2):

- Posición relativa del sistema Sol, heliostato y receptor, siendo la eficiencia diferente por tanto para cada ángulo de posicionamiento solar.
- Coordenadas de apunte del heliostato en la superficie del receptor.
- Reflectancia especular de las facetas.
- Calidad geométrica de la superficie reflectante.
- Interferencias entre heliostatos dentro del campo solar: sombras de los heliostatos delanteros sobre la superficie de las facetas y bloqueos de la radiación reflejada en un heliostato por el heliostato delantero.
- Por último, de la atenuación que sufra la radiación solar en su camino hacia el receptor, y que dicha radiación desborde el receptor y no pueda ser empleada por el mismo para su conversión a energía térmica.

Para calcular no sólo estas eficiencias, sino también otros parámetros importantes para la operación y evaluación de plantas de receptor central, como pueden ser distribuciones de radiación solar incidente en el receptor, concentración máxima en el receptor, potencia total incidente, etc., desde finales de los años 70 del pasado siglo se han desarrollado numerosos códigos de simulación a este efecto (García et al., 2008). En todos ellos, además de coordenadas geométricas, tiempo, tamaño del heliostato, etc., se requieren como entradas dos parámetros que hay que medir en cada uno de los heliostatos para que la simulación ofrezca resultados concordantes con la realidad. Dichos parámetros son la reflectancia especular de los espejos que componen las facetas de los heliostatos y la calidad geométrica de los mismos.

- Reflectancia especular de las superficies reflectoras. Este parámetro mide el porcentaje de radiación que es reflejada especularmente después de incidir sobre

¹En la memoria se introducen algunos términos en inglés debido al uso generalizado de los mismos en la tecnología solar térmica de concentración.

una superficie reflectante. Su valor depende, además de por el tipo de superficie reflectante (material, grosor, composición, etc.), por efectos medioambientales (polvo, suciedad, envejecimiento de las superficies y materiales, ...) (Blackmon y Curcija, 1978; Taketani, 1980; Sarver et al., 2013). El conocimiento de la reflectancia especular es de importancia en las simulaciones ya que indica qué porcentaje de la radiación solar que incide en la superficie reflectante del campo solar es reflejada en la dirección adecuada para que incida posteriormente en el receptor solar.

- Calidad geométrica de los heliostatos. Por otro lado, la precisión geométrica de la superficie reflectante identifica como de precisa es la misma y que desviación va a sufrir la radiación solar al reflejarse ésta en los heliostatos. El parámetro que comúnmente se emplea para medir la calidad geométrica es el *slope error* (error de pendiente) y se define como la desviación estándar de las diferencias que existen entre los vectores normales de la superficie real del heliostato respecto de los vectores normales de la superficie teórica; extendida a toda la superficie reflectante del heliostato (Alpert y Houser, 1988).

Debido a que la reflectancia de los heliostatos y su calidad geométrica actúan como entradas en programas de simulación que permiten calcular de forma precisa valores de potencia incidente en un receptor de torre central, así como en la distribución de radiación solar en su superficie, se hace necesario determinar ambos parámetros con la precisión requerida y de una forma que sea posible su medida práctica en campos de heliostatos comerciales. Se pretende por tanto:

- Establecer un método estadístico de estimación de la reflectancia especular solar media de un campo de heliostatos a partir de una muestra del mismo, que no haga necesario medir en todas y cada una de las facetas que componen el campo solar. En las plantas comerciales actuales, el número de facetas que componen el campo solar es de varias decenas de miles, por lo que se hace inviable la toma de datos en campo de cada una de ellas a la hora de medir la reflectancia del campo.
- Desarrollar un procedimiento de campo para determinar la precisión geométrica de los heliostatos que componen un campo solar o, por lo menos, que dicho método valide el procedimiento de ensamblaje de las facetas en el heliostato, de manera que se pueda inferir una calidad geométrica para cada uno de los heliostatos del campo solar.

Y para conseguir estos propósitos, se establecen los objetivos que se recogen en la sección siguiente (sección 1.2).

1.2. Objetivos

El objetivo general de esta Tesis Doctoral consiste en desarrollar metodologías que contribuyan a la caracterización óptica de heliostatos y campos de heliostatos y comprobar su eficacia y validez. Los objetivos específicos se enumeran a continuación:

1. Desarrollo de un entorno gráfico para integrar el código DELSOL en el mismo, de manera que permita su ejecución en entornos computacionales de 64 bits.

2. Desarrollar una metodología para la medida de la reflectancia de facetas de heliostatos y aplicar dicha metodología en la determinación de la reflectancia media de un campo de heliostatos de referencia.
3. Generalizar este procedimiento para su empleo en otros campos de heliostatos.
4. Desarrollar una metodología para la caracterización geométrica de captadores solares, bien sean facetas individuales o superficies completas, aplicable a diferentes configuraciones de superficies reflectantes (cilíndricas, parabólicas o esféricas, etc.) con objeto de determinar el modelo tridimensional de las mismas.
5. Aplicar la metodología de caracterización geométrica a heliostatos de referencia.
6. Generar un paquete de algoritmos en entorno MATLAB[®] que, a partir del modelo tridimensional construido en el paso anterior, calcule los parámetros geométricos de calidad que definen una superficie óptica reflectante.

Finalmente, como objetivo global, se pretende validar ambos procedimientos comparando una simulación de un campo real de heliostatos, en la que sirvan de entrada las medidas de reflectancia y calidad geométrica obtenidas y ofrezca como salida la potencia incidente en un receptor concreto, con la medida de la potencia total incidente en dicho receptor y la distribución de radiación solar en su superficie.

En el capítulo 2 se realiza una descripción de detalle de los sistemas CRS, al mismo tiempo que se repasa históricamente el desarrollo de los mismos y el despliegue comercial presente. Se pone en contexto el problema de la caracterización óptica de este tipo de sistemas y se introducen los distintos códigos de simulación óptico-energética de los sistemas CRS para la definición de estos sistemas o la determinación de su comportamiento energético. Finalmente, se realiza un repaso del estado del arte de los métodos para la caracterización geométrica de superficies concentradoras de la radiación solar.

El capítulo 3 describe tanto el dispositivo experimental como la metodología desarrollada para la medida de los parámetros de interés. Se describen los dos campos de heliostatos, existentes en la Plataforma Solar de Almería (PSA), donde se han realizado las medidas. Se detallan los métodos que se han desarrollado en el marco de la Tesis Doctoral para, en primer lugar, determinar la reflectancia especular solar media de un campo de heliostatos con un gran número de concentradores; y, en segundo lugar, la metodología desarrollada para caracterizar geoméricamente dichos concentradores solares. Finalmente, se describe el procedimiento definido para realizar una simulación de un sistema CRS, empleando como entrada los parámetros ópticos que se obtengan aplicando las metodologías experimentales desarrolladas y aplicadas al sistema CRS particular; así como la comparación de dichos resultados simulados con resultados medidos de potencia incidente en el receptor de dicho sistema.

En el capítulo 4 se incluyen los resultados experimentales obtenidos con el desarrollo de la metodología descrita en el capítulo anterior. Se presenta la actualización de la interfaz gráfica de WinDELSOL, integrándola en el entorno MATLAB[®] para poder ser ejecutada en entornos de computación de 64 bits. Se determina la reflectancia especular solar media de los campos SSPS-CRS y CESA-I de la PSA. Se aplica la metodología de caracterización geométrica a distintos dispositivos concentradores de tamaños y geometrías diferentes. Y, por último, se compara la medida de radiación solar concentrada incidente en el plano del receptor del campo de heliostatos CESA-I de la PSA con la simulación de dicho sistema

CRS, usando como parámetros de entrada la reflectancia y el error geométrico determinados anteriormente.

La memoria de esta Tesis Doctoral finaliza (capítulo 5) con las conclusiones que se pueden extraer de los trabajos presentados, así como la ampliación de actividades que podrían llevarse a cabo en el futuro.

Capítulo 2

La Caracterización Óptica de los Helioestatos en los Sistemas de Receptor Central

Todas las cosas son imposibles mientras lo parecen.

Concepción Arenal

RESUMEN:

Los sistemas solares de concentración comenzaron su desarrollo a comienzos de los años 80. Coincidiendo con la crisis del petróleo de mitad de los años 70 del pasado siglo, se comenzó a investigar una alternativa renovable a los combustibles fósiles y, numerosos países implantaron sistemas de demostración de la tecnología solar de concentración (sistemas de receptor central y cilindroparabólicos). Pero no fue hasta la pasada década cuando comenzó su despliegue comercial internacional.

Con el desarrollo de la tecnología se han desarrollado numerosos códigos de simulación que sirven de ayuda para su diseño, en una primera fase, y para simular su comportamiento diario en el día a día de operación de una planta solar comercial. Caracterizar correctamente el comportamiento energético de los sistemas de receptor central y, en particular, la eficiencia óptica del campo solar es de gran importancia para simular correctamente dicho comportamiento energético. Es por esto que, se han desarrollado metodologías para la caracterización óptica de helioestatos y campos de helioestatos. Este capítulo recoge el estado del arte de la tecnología, así como de las metodologías para la caracterización óptica de helioestatos y campos de helioestatos de sistemas de receptor central.

2.1. Sistemas de concentración solar. Los sistemas de receptor central

Junto con la tecnología de captadores cilindroparábolicos (CCP), los sistemas CRS están adquiriendo importancia como una de las alternativas renovables a la generación masiva de energía, tanto térmica como eléctrica, debido a su gestionabilidad. Este hecho está fundamentado en el importante despliegue comercial que la Electricidad Termosolar (STE, del inglés *Solar Thermal Electricity*) ha presentado en los últimos 15 años, con una potencia instalada mundial que alcanza los 6,1 GW_e, existiendo otros 3,2 GW_e en construcción o en estado avanzado de desarrollo (SolarPACES, 2019). La figura 2.1 muestra los resultados de un análisis de prospectiva de crecimiento de la tecnología realizado por Greenpeace, ESTELA (Asociación europea de la electricidad solar térmica, del inglés *European Solar Thermal Electricity Association*) y SolarPACES (Greenpeace et al., 2017).

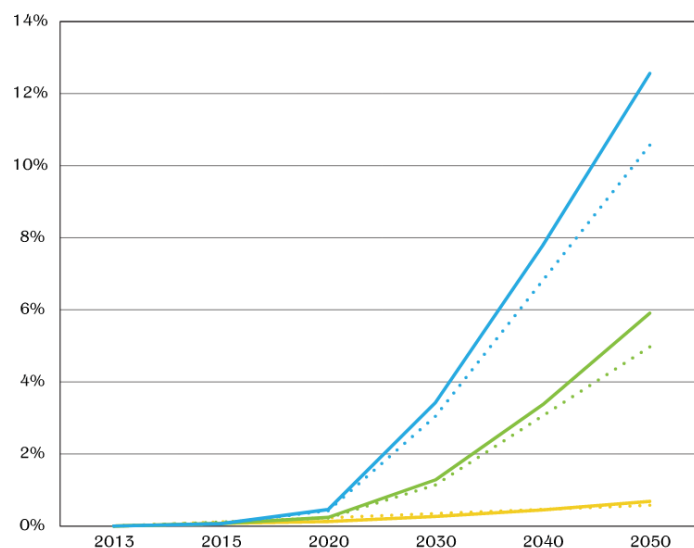


Figura 2.1: Prospectiva de desarrollo de la tecnología solar térmica respecto al consumo energético mundial para diferentes escenarios: con la actual política energética y teniendo en cuenta un desarrollo del mercado moderado y avanzado (amarillo, verde y azul respectivamente) y bajo entornos de baja (línea discontinua) y alta demanda (línea sólida). El eje de ordenadas representa el porcentaje de generación respecto al total del consumo energético mundial. Fuente: extraído de Greenpeace et al. (2017).

2.1.1. Los sistemas de receptor central

Los sistemas CRS (o de torre central) utilizan un campo de espejos distribuidos, llamados heliostatos, que individualmente siguen al Sol a lo largo del día y concentran la radiación solar en la parte superior de una torre, donde se instala un receptor solar. El receptor es el elemento donde se realiza la transformación de energía solar a energía térmica; la energía solar se convierte en energía térmica en la pared del receptor solar, que a su vez es absorbida por un fluido de trabajo y luego se utiliza para alimentar un ciclo termodinámico de potencia o un proceso que requiera energía a muy alta temperatura. Concentrando la luz solar entre 600 y 1000 veces, se pueden alcanzar temperaturas desde 800 °C a más de 1000 °C. Las altas temperaturas disponibles en las torres solares pueden

utilizarse no sólo para proporcionar energía térmica a ciclos Rankine de vapor, sino también para alimentar ciclos Brayton de turbinas de gas o para proporcionar energía de forma simultánea a sistemas de ciclo combinado. La figura 2.2 muestra una imagen aérea de la central termosolar de torre Gemasolar en operación, central que integra un ciclo de potencia de vapor (Burgaleta et al., 2011).



Figura 2.2: Imagen aérea de un sistema de receptor central en operación. Fuente: extraído de <https://torresolenergy.com/gemasolar/> (Torresol Energy, 2020).

Los sistemas CRS están formados por diferentes subsistemas (figura 2.3), cada uno de los cuales juega un papel determinado en la conversión de la radiación solar en calor para procesos industriales y/o energía eléctrica.

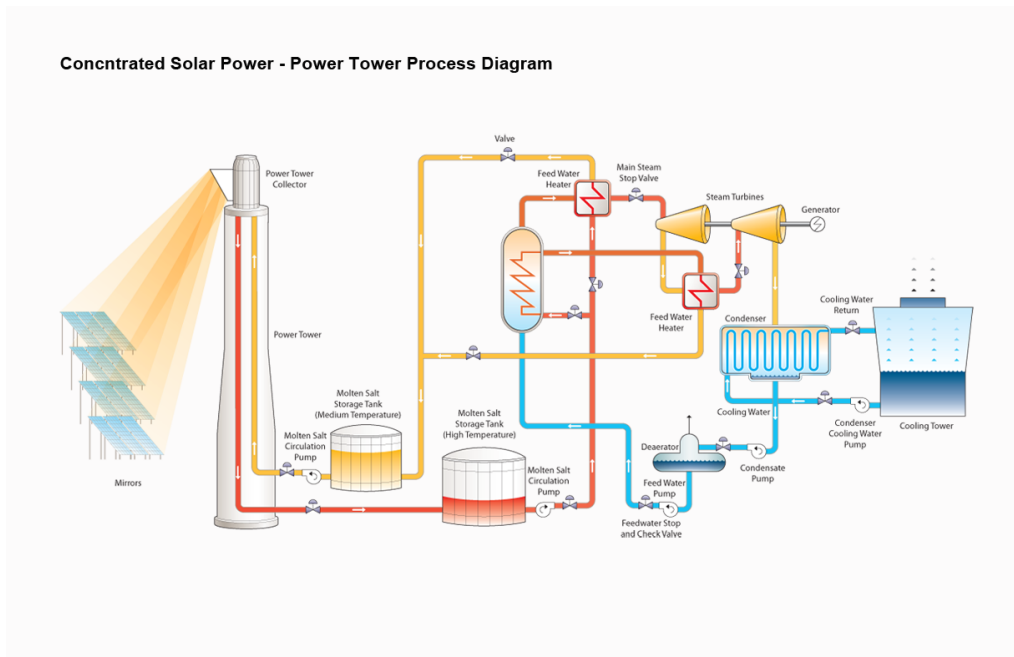


Figura 2.3: Esquema funcional de un sistema de torre con sales fundidas. Fuente: extraído de <http://www.solarreserve.co.za/en/technology.html> (SolarReserve, 2020).

- **Campo solar:** En un sistema CRS el campo solar está constituido por cientos o miles de superficies reflectantes llamadas heliostatos que siguen al Sol a lo largo del día. El campo solar es el responsable de reflejar y concentrar la radiación solar en un receptor solar situado en lo alto de una torre. Tanto el diseño de los heliostatos individuales (Téllez et al., 2014), como su disposición y número en el campo solar (Collado y Guallar, 2017; Sánchez y Romero, 2006; Noone et al., 2012) dependen del tamaño nominal de la planta, así como del diseño del receptor y de los demás componentes del sistema.
- **Receptor:** El receptor es el encargado de absorber la radiación solar concentrada por el campo de heliostatos en su superficie y convertirla y transferirla en forma de energía térmica a un fluido que circula a su través (Ho y Iverson, 2014; Ávila-Marín, 2011). Existen diferentes configuraciones de receptor para sistemas de torre; puede estar constituido por tubos horizontales o verticales (receptor tubular) o por una estructura porosa que absorbe la radiación y trasfiere la energía térmica a un gas, generalmente aire (receptor volumétrico), o incluso receptores de absorción directa, como los receptores de partículas, donde la radiación solar es absorbida directamente por el medio de transferencia de calor. El fluido que se emplea para la transferencia de calor en el receptor puede ser agua/vapor, sales fundidas, sodio líquido, aire, hidrógeno, dióxido de carbono, e incluso partículas sólidas. Su diseño y funcionamiento adecuado constituye uno de los desafíos fundamentales de la tecnología CRS ya que es un elemento sometido a altas concentraciones de radiación solar (incluso mayores de 1 MW/m^2) y los materiales del receptor trabajan a muy altas temperaturas (hasta $1000 \text{ }^\circ\text{C}$ dependiendo del diseño de receptor).
- **Sistema de almacenamiento:** El sistema de almacenamiento de energía térmica es un subsistema que permite extender la operación del sistema, de forma que se puede seguir disponiendo de energía térmica solar y/o continuar la generación de electricidad en aquellos momentos en que no hay radiación solar (Dunn, 2010). Constituye también un elemento clave en el diseño de los sistemas STE ya que permite aumentar el factor de capacidad de la planta solar y hace que esta tecnología energética sea más gestionable que otras fuentes de generación renovable como son la fotovoltaica o la eólica.
- **Balance de planta (BOP, del inglés *Balance of Plant*):** Este es el componente de la tecnología que utiliza componentes convencionales y tiene características similares a los de otras plantas de generación, en particular similares a los bloques de potencia de centrales eléctricas convencionales si nos centramos en generación de electricidad. Está conformado por una turbina de vapor (cuando acoplamos la planta a un ciclo Rankine) o una turbina de gas (en su acoplamiento a ciclo Brayton) y todo el equipamiento auxiliar de bombeo/compresor, tanques, enfriador/condensador, etc. Es el subsistema responsable de convertir la energía térmica que porta el fluido de trabajo en forma de calor a energía mecánica (y posteriormente a electricidad acoplando un generador eléctrico a la turbina correspondiente) (Dunham y Iverson, 2014).

2.1.2. Experiencias en sistemas de receptor central

En los años ochenta del pasado siglo surgieron alrededor del mundo numerosos proyectos de demostración de la tecnología solar de concentración (Romero et al., 2002), cuyo objetivo era encontrar una alternativa a la economía del petróleo para la generación de energía, tanto térmica como eléctrica, de manera masiva.

La tabla 2.1 de la página siguiente muestra un listado de dichas experiencias a nivel mundial. Como se puede observar, todas ellas se caracterizan por ser sistemas de demostración de pequeño tamaño (entre 0,5 MW y 10 MW), construidos con objeto de comprobar la viabilidad tecnológica de este tipo de sistemas. La mayoría de ellas únicamente estuvo en operación unos pocos meses/años (Böer, 1991; DeMeo y Galdo, 1997), pero algunos de los sistemas permitieron extraer importante experiencia que quedó recogida en los proyectos *Solar One* y *Solar Two* en Estados Unidos (Radosevich y Skinrod, 1989; Pacheco y Gilbert, 1999), y los diferentes proyectos de demostración instalados en la Plataforma Solar de Almería (PSA) (Grasse et al., 1991).

La planta *Solar One* fue una central de demostración de 10 MW_e de potencia nominal que demostró la operatividad de una planta de este tipo a escala industrial. El receptor solar era de tipo tubular, estaba refrigerado por agua/vapor y generaba vapor sobrecalentado a 510 °C. A pesar de demostrar la viabilidad técnica de estos sistemas, al no integrar un almacenamiento térmico adecuado (el sistema de almacenamiento instalado consistía en un tanque que utilizaba como medio aceite/rocas y limitaba la temperatura de operación a 305 °C), no se demostró la viabilidad comercial de la tecnología debido a que el sistema no presentaba factores de capacidad altos empleando como fuente energética únicamente la radiación solar concentrada.

Para aumentar el factor de capacidad de los sistemas CRS es necesario integrar un sistema de almacenamiento térmico eficiente y de bajo coste. Esta fue la razón que llevó a reconvertir las instalaciones de la planta *Solar One* en la planta *Solar Two*. Para ello se instalaron un nuevo receptor de sales fundidas (mezcla no eutéctica de NaNO₃ y KNO₃ al 60 % y 40 % respectivamente) junto a dos tanques de almacenamiento de energía térmica utilizando como medio de almacenamiento las mismas sales utilizadas como fluido de transferencia térmica en el receptor; pero se mantuvo la misma torre y el mismo campo de heliostatos. Con el calor almacenado en las sales fundidas es posible generar vapor sobrecalentado en un intercambiador de calor a temperaturas nominales de hasta 565 °C y alimentar un ciclo Rankine para la generación de electricidad. La figura 2.3 muestra un esquema de este tipo de plantas donde, si el almacenamiento térmico está convenientemente dimensionado, es posible generar electricidad 24 horas al día la mayor parte del año, aumentando considerablemente el factor de capacidad de la tecnología.

2.1.3. Proyectos comerciales actuales

Una vez concluidos los primeros proyectos de demostración mencionados en la sección 2.1.2, se vivió un periodo de transición de más de una década en el que se continuó investigando en el desarrollo de la tecnología: nuevos fluidos caloportadores, desarrollo y mejora de componentes, esquemas de integración, etc. (Alexopoulos y Hoffschmidt, 2017), pero no fue hasta la década de los años 2000 cuando la tecnología CRS comenzó su despliegue comercial alrededor del planeta. En la figura 2.4 se incluye un mapa mundial donde aparecen destacados los países y proyectos de desarrollo de la tecnología hasta la fecha (SolarPACES, 2019).

Tabla 2.1: Principales sistemas experimentales de receptor central en el mundo. Fuente: extraído de Romero et al. (2002).

Proyecto	País	Potencia (MW _e)	Fluido de Transferencia	Medio de almacenamiento	Año de operación
SSPS	España	0,5	Sodio líquido	Sodio líquido	1981
EURELIOS	Italia	1	Vapor	Sales fundidas (nitratos)/Agua	1981
SUNSHINE	Japón	1	Vapor	Sales fundidas (nitrato)/Agua	1981
Solar One	EE. UU.	10	Vapor	Aceite/Rocas	1982
CESA-1	España	1	Vapor	Sales fundidas (nitratos)	1982
MSEE/Cat B	EE. UU.	1	Sales fundidas (nitratos)	Sales fundidas (nitrato)	1983
THEMIS	Francia	2,5	Sales fundidas (Hitec)	Sales fundidas (Hitec)	1984
SPP-5	Rusia	5	Vapor	Agua/Vapor	1986
TSA	España	1	Aire	Alúmina/Cerámica	1993
Solar Two	EE. UU.	10	Sales fundidas (nitratos)	Sales fundidas (nitratos)	1996



Figura 2.4: Desarrollo comercial mundial de la tecnología de receptor central. Fuente: extraído de SolarPACES (2019).

Este despliegue comercial tuvo como punto de partida la aprobación en España del Real Decreto Ley 436/2004 que propició la construcción de la planta PS-10, promovida por la empresa española Abengoa (Osuna et al., 2006), y el posterior real Decreto 661/2007 que auspició la construcción de PS-20, también construida por Abengoa, y Gemasolar, de Torresol Energy (Burgaleta et al., 2011); todas ellas centrales termosolares para generación de electricidad situadas en España. A partir de ahí, gracias a la experiencia adquirida por las empresas que participaron en estos primeros proyectos, dichas empresas españolas han participado en la construcción de nuevas plantas comerciales en aquellos países donde se han ido generando marcos regulatorios propicios para el despliegue comercial de la tecnología. Además de en España, la tecnología se ha establecido en Estados Unidos, Marruecos, Sudáfrica, Chile, Israel, Australia, Emiratos Árabes Unidos, y últimamente en China, donde se centra el desarrollo actual. En la tabla 2.2 se recogen todos los proyectos de torre central en el mundo, en diferentes estados de desarrollo, desde plantas comerciales en operación hasta proyectos en construcción o desarrollo avanzado. Entre todos ellos acumulan un total de 2,55 GW_e de potencia neta instalada.

Tabla 2.2: Proyectos comerciales de sistemas de receptor central en el mundo. Fuente: extraído de NREL (2019).

Proyecto	País	Estado	Fluido Refr.	Potencia nominal (MW _e)
SUPCON Delingha 10 MW	China	En operación	Sales fundidas	10
SUPCON Delingha 50 MW	China	En operación	Sales fundidas	50
Luneng Haixi 50MW	China	En operación	Sales fundidas	50
Tamarugal Solar Energy Project	Chile	En desarrollo	Sales fundidas	450
Likana Solar Energy Project	Chile	En desarrollo	Sales fundidas	390
DEWA CSP Tower Project	Emiratos Arabes	En construcción	Sales fundidas	100
Aurora Solar Energy Project	Australia	En desarrollo	Sales fundidas	135
Planta Solar 10	España	En operación	Agua/vapor	11
Planta Solar 20	España	En operación	Agua/vapor	20
Gemasolar Themosolar Plant	España	En operación	Sales fundidas	19,9
Crescent Dunes Solar Energy Project	España	En operación	Sales fundidas	110
Ivanpah Solar Electric Generating System	Estados Unidos	En operación	Sales fundidas	377
Khi Solar One	Estados Unidos	En operación	Agua/vapor	50
Jülich Solar Tower	Sudáfrica	En operación	Agua/vapor	1,5
Dahan Power Plant	Alemania	En operación	Aire	1
ACME Solar Tower	China	En operación	Agua/vapor	2,5
Ashalim Plot B	India	En operación	Agua/vapor	121
Atacama-1	Israel	En operación	Agua/vapor	110
Greenway CSP Mersin Tower Plant	Chile	En construcción	Sales fundidas	1
Jemalong Solar Thermal Station	Turquia	En operación	Agua/vapor	1,1
Redstone Solar Thermal Power Plant	Australia	En operación	Socio líquido	100
NOOR III	Sudáfrica	En desarrollo	Sales fundidas	134
Copiapó	Marruecos	En operación	Sales fundidas	260
Golmud	Chile	En desarrollo	Sales fundidas	200
Sundrop CSP Project	China	En construcción	Sales fundidas	1,5
Shouhang Dunhuang Phase II	Australia	En operación	Agua/vapor	100
Qinghai Gonghe 50 MW	China	En operación	Sales fundidas	50
Hami 50 MW CSP Project	China	En operación	Sales fundidas	50
Golden Tower 100MW project	China	En desarrollo	Sales fundidas	100
Yumen 50MW project	China	En construcción	Sales fundidas	50
Shangyi 50MW DSG Tower CSP project	China	En desarrollo	Agua/vapor	50
Shouhang Dunhuang 10 MW Phase I	China	En operación	Sales fundidas	10
MINOS	Grecia	En desarrollo	Sales fundidas	52

2.2. Eficiencia de un sistema de receptor central

La eficiencia global de los sistemas CRS, al estar constituidos por diversos subcomponentes, se puede expresar como una combinación de las eficiencias individuales de dichos componentes: campo solar, receptor, sistema de almacenamiento y BOP. La ecuación 2.1 expresa la eficiencia energética de un sistema CRS en función de las eficiencias individuales de cada uno de sus componentes (Behar, 2018).

$$\eta_{global}(t) = \eta_{CampoSolar}(t)\eta_{Receptor}(t)\eta_{Almacenamiento}(t)\eta_{BOP}(t)\eta_{parasitos}(t) \quad (2.1)$$

Donde $\eta_{parasitos}$ incluye todos los consumos parásitos de la planta, es decir, aquellos consumos tanto térmicos como eléctricos que la planta necesita para su funcionamiento (o aparecen durante la operación de la misma): consumo eléctrico de heliostatos, consumos de bombas, pérdidas térmicas de tuberías, consumos para el arranque del sistema, etc. Como se expresa en la ecuación, dicha eficiencia es función del tiempo. Esto supone que la potencia suministrada por un sistema solar de concentración, y en particular de un sistema CRS no es constante a lo largo del día, ni a lo largo del año, dependiendo básicamente de la posición del Sol en el horizonte; i.e. de los ángulos de azimuth y elevación solares, entre otros factores.

A la hora de optimizar el comportamiento energético de un sistema STE y en particular de un sistema CRS, es necesario contemplar el sistema como un todo completo y no proponer maximizar individualmente el comportamiento individual de cada uno de los subsistemas, ya que las mejoras en alguno de ellos podrían influir negativamente en el comportamiento de otros. Por ejemplo, si queremos aumentar el rendimiento del ciclo termodinámico que se incluye en el BOP, una estrategia consiste en aumentar la temperatura de operación del sistema, pero esto podría originar una disminución del rendimiento del receptor, ya que una operación a mayor temperatura de este subsistema podría aumentar las pérdidas térmicas en este componente y, por tanto, disminuir su eficiencia, pudiendo provocar una disminución del rendimiento global del sistema completo al combinar las eficiencias individuales.

Si consideramos el ciclo termodinámico ideal de Carnot como límite de eficiencia termodinámica (Biel Gayé, 1997), podemos expresar la eficiencia del receptor y del sistema BOP según las ecuaciones 2.2 y 2.3:

$$\eta_{Receptor} = \alpha - \epsilon\sigma \frac{T_{abs}^4 - T_{amb}^4}{C G_b} \quad (2.2)$$

$$\eta_{BOP} = \frac{T_{abs} - T_{amb}}{T_{abs}} \quad (2.3)$$

donde α y ϵ son la absortancia y emitancia del receptor respectivamente, σ es la constante de Stefan–Boltzmann, C es la concentración media de radiación solar en el receptor, G_b es la radiación normal directa y T_{abs} y T_{amb} se refieren a las temperaturas del receptor (temperatura que se alcanza en la superficie del material absorbente) y del ambiente respectivamente.

La figura 2.5 muestra de forma separada las curvas de eficiencia del ciclo ideal de Carnot para un amplio rango de temperaturas y la eficiencia combinada al tener en cuenta la eficiencia del receptor. Se puede observar la dependencia que la eficiencia del receptor presenta con la concentración de la radiación solar y su temperatura de operación.

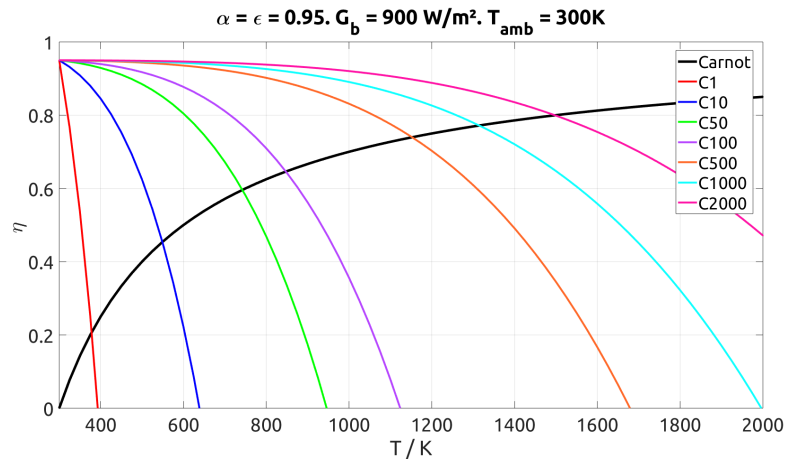


Figura 2.5: Eficiencias del receptor solar y de un BOP con ciclo de Carnot en función de la concentración de la radiación solar y la temperatura de operación del receptor. Fuente: elaboración propia adaptada de Romero Álvarez et al. (2001).

Si se convolucionan ambas eficiencias (del receptor y del ciclo de Carnot), y se deriva con respecto a la temperatura (ecuación 2.4), se obtienen los puntos óptimos de operación en función del valor de concentración y de la temperatura de funcionamiento del receptor (figura 2.6),

$$\frac{\partial}{\partial T} \eta_{Receptor} \eta_{BOP} = 0 \quad (2.4)$$

En la figura 2.6 se observa que para cada valor de concentración solar existe una temperatura óptima de operación en la que el rendimiento del conjunto receptor–BOP es máximo.

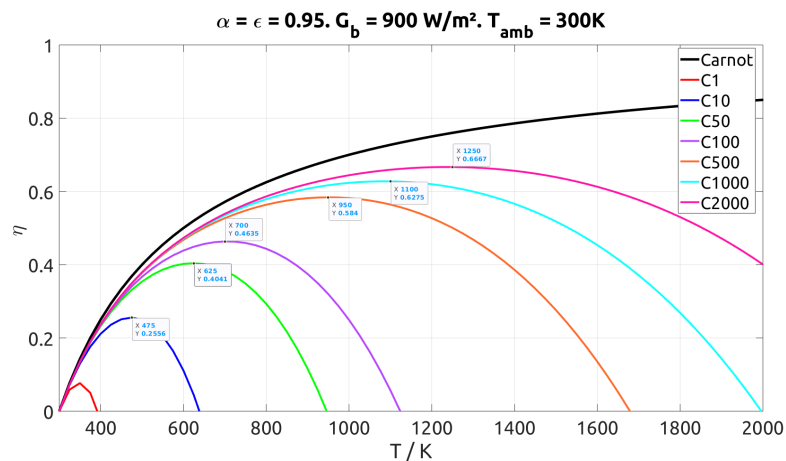


Figura 2.6: Dependencia de la temperatura óptima de operación de un sistema solar de concentración en función de la concentración solar. Fuente: elaboración propia.

Para concentradores solares lineales, donde la concentración de los sistemas se encuentra en el rango de valores entre 50 y 80, dicha temperatura óptima de operación estaría alrededor de 400 °C, mientras que para sistemas de foco puntual, donde se pueden alcanzar concentraciones del orden de 1000, las temperaturas óptimas de operación podrían ser superiores a 900 °C.

Como se desprende de la ecuación 2.2, la concentración de la radiación alcanzable por el campo solar juega un papel fundamental en el rendimiento del sistema, por lo que es imprescindible tener en cuenta este parámetro durante el proceso de diseño del campo solar con objeto de conseguir un rendimiento global óptimo del sistema.

En la sección 2.3 se particulariza el estudio de eficiencia a los sistemas de receptor central y se describen los factores que influyen en el rendimiento óptico del subsistema campo de heliostatos de un sistema CRS.

2.3. Eficiencia óptica de un campo de heliostatos

Como se ha descrito en la sección 2.2, la eficiencia global de un sistema STE depende de las eficiencias individuales de sus componentes, entre ellos el campo solar; y al mismo tiempo, la eficiencia combinada de receptor y BOP depende de la concentración de radiación solar que se pueda alcanzar en la superficie del receptor solar, y por tanto, de la potencia total incidente en el mismo.

La potencia total incidente en el receptor solar se puede calcular como (Falcone, 1986; Zhu y Libby, 2017):

$$P_i(x, y, t) = G_b(t) S \eta_{CampoSolar}(t) \quad (2.5)$$

Donde G_b es la radiación normal directa, S es la superficie total reflectante del campo solar y $\eta_{CampoSolar}$ es la eficiencia óptica del campo solar, que a su vez se puede expresar como (figura 2.7):

$$\eta_{CampoSolar}(t) = \rho(t) \eta_{cos}(t) \eta_{som\&blo}(t) \eta_{atm}(t) \eta_{desbord}(t) \quad (2.6)$$

Donde $\rho(t)$ es la reflectancia del campo solar para un instante determinado, y el resto de eficiencias corresponden a los distintos factores que tienen influencia en el comportamiento óptico de un campo de heliostatos en un sistema CRS: factor coseno, sombras y bloqueos, atenuación atmosférica y desbordamiento respectivamente.

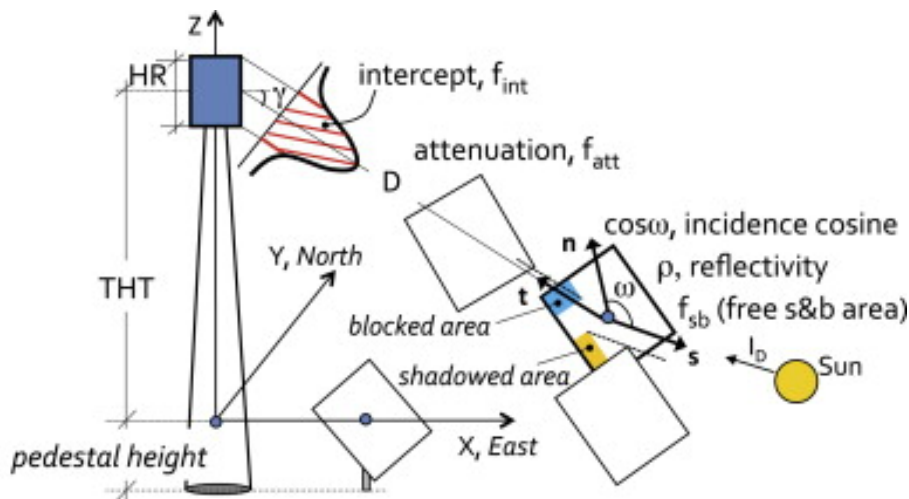


Figura 2.7: Factores de eficiencia de los heliostatos de un campo solar. Fuente: extraído de Collado y Guallar (2013).

Dichos factores constituyen fuentes de pérdidas, bien sean geométricas u ópticas, que se traducen en una disminución en la capacidad que cada uno de los heliostatos que forman el campo solar tiene para reflejar la radiación solar directa y concentrarla en la superficie del receptor solar.

A continuación se detallan los diferentes factores que intervienen en el cálculo de la eficiencia de un campo de heliostatos.

2.3.1. Factor coseno

El factor coseno corresponde a una disminución efectiva de la superficie reflectante de un heliostato debido a que el vector normal a su superficie no se encuentra orientado en la dirección del vector solar, i.e. su orientación debe ser tal que se encuentra dirigido a la bisectriz del ángulo que forma el vector solar y la dirección heliostato-receptor (figura 2.7) de manera que se cumpla la ley de la reflexión de Snell (el ángulo que forma la radiación solar incidente y la normal a una superficie reflectante y el ángulo que forma la radiación solar reflejada y la normal son iguales (Casas Peláez, 1994)). Por tanto, el factor coseno depende de la posición del Sol sobre el horizonte (ángulos de azimuth y elevación solares) y de la posición del heliostato en el campo solar, y se puede expresar mediante la siguiente ecuación vectorial:

$$\hat{r} = 2\hat{n}(\hat{s} \cdot \hat{n}) - \hat{s} \quad (2.7)$$

Donde \hat{s} y \hat{n} son los vectores solar y normal a la superficie reflectante del heliostato respectivamente.

Esta orientación que debe adoptar el heliostato se traduce en que su superficie efectiva A_{efec} depende del coseno del ángulo de incidencia, θ_i ; (ecuación 2.8).

$$A_{efec} = A_{hel} \cos \theta_i \quad (2.8)$$

Donde θ_i es el ángulo formado por los vectores \hat{s} y \hat{n} introducidos en la ecuación 2.7.

En la figura 2.8 se muestra un ejemplo del comportamiento en términos de eficiencia, teniendo en cuenta el factor coseno, de un campo solar norte de un sistema CRS situado en el hemisferio norte.

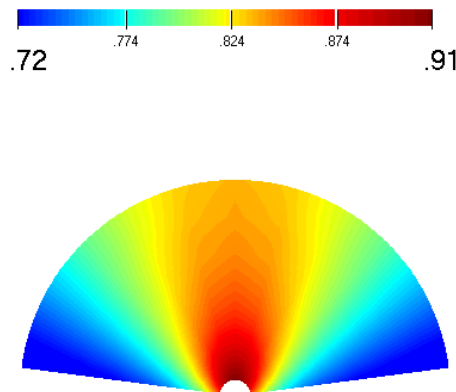


Figura 2.8: Ejemplo de la variación de eficiencia de los heliostatos de un campo solar debido al factor coseno. Fuente: elaboración propia.

Con el Sol situado en el medio día solar, los heliostatos que se encuentran más próximos al eje Norte–Sur que incluye a la torre, están próximos a la torre y además se encuentran situados en el lado norte del campo, presentan mayor eficiencia en cuanto al factor coseno debido al menor ángulo de incidencia; mientras que para aquellos que están más alejados de estas posiciones, o se encuentran en el lado sur del campo solar, la eficiencia disminuye por el aumento del ángulo de incidencia.

2.3.2. Sombras y bloqueos

Al igual que ocurre con el factor coseno, las sombras y bloqueos son factores que originan una disminución del área efectiva de reflexión de cada uno de los heliostatos que componen un campo solar y están debidos, respectivamente a (figura 2.7):

- Sombra: corresponde al bloqueo de parte de la radiación solar que incide en la superficie de un heliostato debido a la estructura del heliostato precedente según la dirección en la que llega la radiación solar directa (bloqueo en la trayectoria Sol-heliostato).
- Bloqueo: corresponde al bloqueo de la radiación solar reflejada en un heliostato por el heliostato adyacente según la dirección de la radiación solar reflejada (bloqueo en la trayectoria heliostato-receptor solar).

Estas sombras y bloqueos se deben a la distribución espacial y empaquetamiento de los heliostatos en el campo solar y se pueden minimizar estableciendo un diseño apropiado del mismo (Sánchez y Romero, 2006; Besarati et al., 2014; Huang et al., 2013; Noone et al., 2012).

Como se muestra en la figura 2.9, este efecto origina más pérdidas de eficiencia en los heliostatos más cercanos al receptor y su efecto negativo se reduce a medida que las distancias entre el heliostato y receptor (o torre) aumentan.

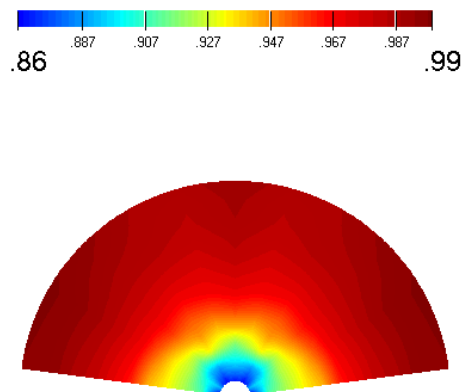


Figura 2.9: Ejemplo de la variación de eficiencia de un campo de heliostatos debido a sombras y bloqueos. Fuente: elaboración propia.

2.3.3. Atenuación atmosférica

La atenuación atmosférica, en el contexto de esta Tesis Doctoral, se produce cuando la radiación solar reflejada por cada uno de los heliostatos sufre dispersión o absorción en su camino hasta el receptor solar (figura 2.7).

Teniendo en cuenta los tamaños de las plantas comerciales, en los que los heliostatos del campo solar pueden estar a distancias aproximadas de 1000 m a 1500 m (Behar et al., 2013), este mecanismo de pérdidas puede llegar a ser muy significativo, llegando a originar una reducción de hasta un 15 % en la radiación reflejada por aquellos heliostatos que se encuentran más alejados del receptor en un campo solar. En los sistemas CRS, la atenuación atmosférica depende de la concentración de aerosoles y vapor de agua en los primeros 200 m de la columna de la atmósfera (teniendo en cuenta que las alturas actuales de torres solares no superan esta altura) que originan tanto dispersión como absorción de la radiación solar y, por tanto, dependen de las condiciones climáticas y medioambientales del entorno del campo de heliostatos (Barbero et al., 2018; Carra et al., 2020).

En los últimos años, se ha desarrollado en la PSA un sistema de medida de la extinción solar basado en cámaras CCD (del inglés *Charged Coupled Device*) (Ballestrín et al., 2016, 2018; Barbero et al., 2020), que se ha convertido en una validación experimental de los modelos teóricos empleados con anterioridad en la literatura (Pitman y Vant-Hull, 1982; Biggs y Vittitoe, 1979; Tahboub et al., 2014).

Para un instante determinado, donde la concentración de aerosoles y vapor de agua en la atmósfera puede considerarse constante y homogéneamente distribuida en los tamaños típicos de las plantas comerciales (aprox. 4 km² de superficie y unos 200 m de altura), la atenuación atmosférica depende únicamente de la distancia entre receptor y heliostato (figura 2.10) y se traduce en una disminución de la radiación solar concentrada que alcanza el receptor, lo que origina una disminución del rendimiento anual del sistema (Polo et al., 2017, 2018).

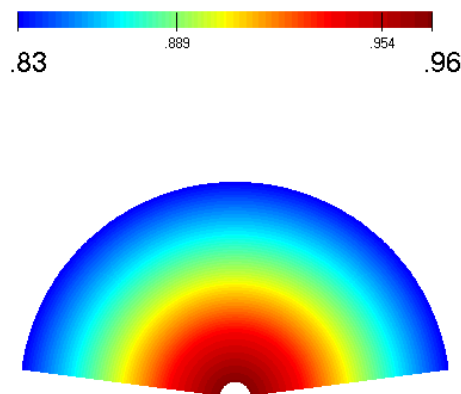


Figura 2.10: Ejemplo de la variación de eficiencia de los heliostatos de un campo solar debido al efecto de la atenuación atmosférica para un día de alta visibilidad (> 25 km). Fuente: elaboración propia.

2.3.4. Desbordamiento

Finalmente, las pérdidas por desbordamiento se producen cuando la radiación reflejada por los heliostatos de un campo solar no incide en su totalidad en la superficie del receptor y en parte se pierde en sus alrededores (figura 2.7). Este fenómeno está relacionado principalmente con el tamaño del disco solar y la calidad geométrica de los heliostatos que forman el campo; pero también depende de la distancia del heliostato al receptor y si el heliostato, Sol y el receptor se encuentran en el mismo eje óptico, como se muestra en el ejemplo presentado en la figura 2.11.

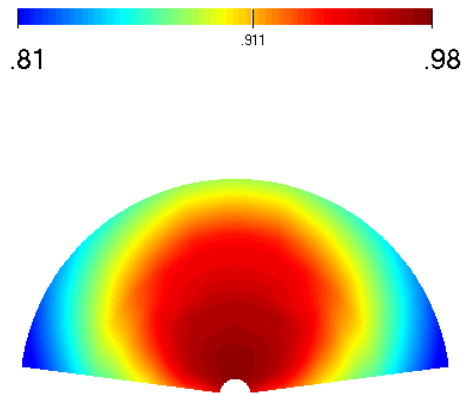


Figura 2.11: Ejemplo de la eficiencia de un campo de heliostatos debido a desbordamiento. Fuente: elaboración propia.

Todas estas eficiencias ópticas descritas dependen de las posiciones relativas del heliostato, el Sol y el receptor solar situado en lo alto de la torre, de manera que se pueden definir instantáneamente o bien, definir medias horarias, diarias, mensuales e incluso anuales de cada uno de los factores de pérdidas. La figura 2.12 muestra un ejemplo de distribución espacial de eficiencia óptica global y anual para un campo norte de heliostatos instalado en una latitud aproximada de 37° asociado a un receptor externo de superficie plana. Como se observa en este ejemplo, los valores de eficiencia varían desde 0,7 para los heliostatos más eficientes, hasta 0,45 para aquellos más alejados del receptor y situados próximos al eje Este-Oeste.

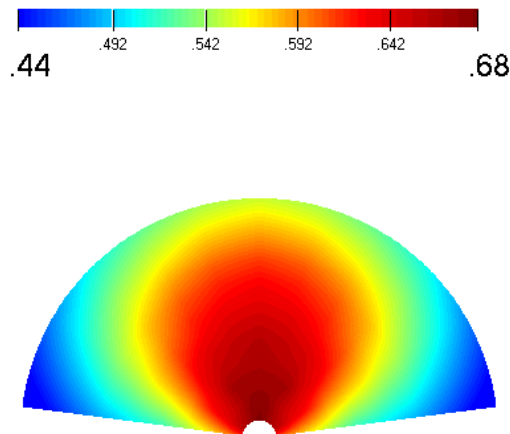


Figura 2.12: Ejemplo de eficiencia óptica media anual de un campo de heliostatos norte. Fuente: elaboración propia.

En plantas comerciales con campos solares de decenas de miles de heliostatos, el cálculo de la eficiencia óptica del campo de heliostatos es una tarea ardua, de manera que, a lo largo del desarrollo de la tecnología solar de concentración se han desarrollado numerosos códigos de simulación para este propósito. Tanto el factor coseno como las sombras y bloqueos son factores geométricos que se pueden simular con detalle mediante trazado de rayos y técnicas de Monte Carlo (Delatorre et al., 2014; Jafrancesco et al., 2018; Garcia et al., 2008). Sin embargo, tanto la reflectancia como la atenuación atmosférica y el desbordamiento

dependen de la determinación de parámetros experimentales que sirvan de parámetros o variables de entrada para los mismos códigos de simulación: medida de la atenuación atmosférica, de la reflectancia y determinación de la calidad geométrica de los heliostatos.

2.4. Códigos de simulación de sistemas de receptor central

Los heliostatos que forman el campo solar están diseñados para formar una imagen del disco solar lo más homogénea y constante posible en el plano de apertura del receptor. A pesar de esto, debido a los fenómenos que se enumeran a continuación, el plano de radiación solar concentrada nunca presenta ni la misma forma, ni el mismo tamaño que la proyección teórica del disco solar, además de producirse una variación en la concentración con el tiempo:

- Geometría del Sol y de los heliostatos
 - tamaño y luminancia solar, que varían diariamente debido a la dispersión que la radiación solar sufre a su paso por la atmósfera;
 - aberraciones ópticas de los heliostatos, como por ejemplo el astigmatismo, causadas por el diseño de los propios heliostatos.
- Errores macro y microscópicos en las superficies reflectantes y los mecanismos de seguimiento
 - errores de seguimiento del Sol por los heliostatos;
 - errores en el conformado de las facetas o de la superficie reflectante total del heliostato;
 - ondulaciones microscópicas en las superficies reflectantes.

Las aproximaciones usuales que se emplean para calcular la radiación solar concentrada por el campo de heliostatos, se basan en el trazado de rayos o en métodos de convolución de polinomios. Los primeros, trazado de rayos, usan como principio los métodos estadísticos de Monte Carlo para calcular cuántos rayos inciden en la superficie del receptor a partir de un rayo escogido aleatoriamente que parte del Sol y se refleja en la superficie de uno de los heliostatos. A partir de este cálculo, la potencia incidente en el receptor es proporcional al número de rayos que inciden en el mismo (Blanco et al., 2005), ya que a cada rayo se le asigna una intensidad específica dependiendo de la forma solar considerada. La precisión aumenta con el número de rayos empleados en la simulación, al mismo tiempo que aumentan las necesidades de computación de las simulaciones, siendo además dichos requerimientos de computación proporcionales a la complejidad de las superficies que se pretenden simular.

En los métodos de convolución, también llamados de óptica cónica (o de conos), los rayos reflejados por las superficies se consideran con un cono de error que se calcula mediante la convolución de las distribuciones gaussianas normales correspondientes a cada fuente de error; se convoluciona la forma solar con tantas distribuciones normales como fuentes de error existan en el problema, cada una de ellas representada por la desviación estándar (σ) representativa de la incertidumbre.

A pesar de que estos códigos suelen incluir un apartado de optimización de campos de heliostatos, cómo distribuir los heliostatos para aumentar su eficiencia anual, este trabajo

se centra en su vertiente de simulación de campos de heliostatos existentes, ya que la optimización de componentes queda fuera del alcance de esta Tesis Doctoral. En la tabla 2.3 se muestra un listado no exhaustivo de códigos de simulación disponibles para campos de heliostatos y sistemas CRS (Ho, 2008; Jafrancesco et al., 2018).

Tabla 2.3: Códigos de simulación para sistemas de receptor central. Fuente: extraído de Jafrancesco et al. (2018).

Código	Referencia
ASAP	Ho (2008)
CAMPO	Collado y Guallar (2012)
CAVITY	Dilip y Venkatraj (2013)
CIRCE	Ratzel et al. (1986)
CRS4-2	Leonardi y D'Águanno (2011)
DELSOL/WinDELSOL	Kistler (1986)
EDStar	Delatorre et al. (2014)
FiatLux	Monterreal (2000)
HELIOS	Biggs y Vittitoe (1979)
HFLCAL	Schwarzbözl et al. (2009)
HFLD	Yao et al. (2009)
ISOS	Riveros-Rosas et al. (2008)
mcm3d	Delatorre et al. (2014)
MIRVAL/SPRAY	Leary y Hankins (1979)
OptiCAD	http://www.opticad.com
Radiance	http://www.radiance-online.org
RADSOLVER	Dilip y Venkatraj (2013)
Raytrace3D	www.raytrace3d.com
RCELL/TieSOL	Lipps y Vant-Hull (1978)
SCT	Bode y Gauché (2012)
SENSOL	Bode y Gauché (2012)
SoFiA	Gertig et al. (2014)
SolTrace	Wendelin (2002)
SOLVER	Bode y Gauché (2012)
SORISM	Schmitz et al. (2006)
STRAL	Ahlbrink et al. (2012)
Tonatiuh	Blanco et al. (2005)
TracePro	https://www.lambdare.com/tracepro/
Tracer	https://github.com/casselineau/Tracer
VeGas	Petrasch (2010)
WELSOL	Kribus et al. (1998)
WISDOM	Segal (1996)
Zemax/OpticStudio	http://www.zemax.com/os/opticstudio

A continuación se describen los más importantes o relevantes.

2.4.1. Códigos basados en la convolución de matrices

Esta primera generación de códigos se desarrolló al final de los años 70 en Estados Unidos, en la Universidad de Houston (Lipps y Vant-Hull, 1978) y en los Laboratorios Sandia (Biggs y Vittitoe, 1979). Para su desarrollo es conveniente destacar las limitaciones existentes en aquella época en lo referente a las capacidades de computación, pero la mayoría de ellos se encuentran todavía en uso.

2.4.1.1. RCELL suite

Este paquete está formado por un conjunto de códigos desarrollados por la Universidad de Houston (Lipps y Vant-Hull, 1978), escritos en lenguaje Fortran 77. Además de un paquete dedicado expresamente a simular el comportamiento óptico de heliostatos y campos de heliostatos, incluye una serie de algoritmos para cálculos térmicos y económicos que posibilitan la optimización, la simulación de eficiencias y el análisis económico de una planta CRS en su conjunto (Falcone, 1986). Entre las funcionalidades que incluye para estudio de comportamiento óptico están:

- **IH**, que proporciona el comportamiento óptico, instantáneo o anual, de cada heliostato individual y del campo de heliostatos en su conjunto.
- **NS**, cuya salida es la distribución de radiación solar instantánea, diaria o anual, en la apertura del receptor.

Este conjunto de códigos se empleó en la década de los 80-90 para evaluar un determinado número de plantas solares CRS, entre ellas *Solar One* (Radosevich y Skinrood, 1989) y *Solar Two* (Zavoico, 2001). Durante el diseño de *Solar Two*, el código se modificó para incorporar las restricciones de flujo incidente en el receptor (Vant-Hull y Pitman, 1988) y para mejorar el diseño final del campo de heliostatos. Pero fue su traducción a C++, junto con la generación de bases de datos de las características de los heliostatos, lo que hizo posible hacer cálculos en tiempo real sobre diferentes estrategias de apunte en el receptor de *Solar Two* (Vant-Hull et al., 1996).

2.4.1.2. HELIOS

HELIOS se desarrolló en un primer momento para simular los ensayos que se llevaban a cabo en la torre de los Laboratorios Sandia, CRTF (Central Receiver Testing Facility). Posteriormente fue adaptado para simular una gran variedad de campos de heliostatos de pequeño tamaño (Biggs y Vittitoe, 1979) y se convirtió en una herramienta muy útil en los años 80 para comparar el comportamiento de los diferentes proyectos de torre central que se desarrollaron en todo el mundo.

El código está programado en Fortran 77 y se basa, como sus coetáneos, en la aproximación de la óptica cónica: la densidad de flujo en el receptor se calcula como el producto de convolución de la forma solar y los conos de error de los rayos reflejados con transformadas de Fourier. Las superficies reflectantes, de cualquier forma y tamaño, se dividen en elementos de superficie que reflejan la radiación solar incidente en ellos sobre la apertura del receptor. A pesar de su precisión y su bajo tiempo de computación, necesita una descripción muy detallada de las geometrías involucradas en la simulación. Además, no presenta una interfaz amigable para el usuario, ya que tanto las entradas como las salidas se realizan mediante ficheros de texto. Por último, al no estar adaptado para su empleo con grandes campos de heliostatos, ha caído en desuso en la actualidad.

2.4.1.3. DELSOL/WinDELSOL

DELSOL es un código Fortran 77 desarrollado para cubrir el hueco del resto de códigos en cuanto al diseño y la simulación de sistemas CRS de gran tamaño, tanto para generación de electricidad como para calor de proceso (Kistler, 1986). Está basado, en parte, en las aproximaciones desarrolladas en la Universidad de Houston, sobre todo en lo referente a que las imágenes proporcionadas por los heliostatos se generan a través de la convolución de polinomios de Hermite.

WinDELSOL es una adaptación del código de DELSOL al entorno Windows desarrollada por el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) y la Universidad de Sevilla en Visual Basic, en el que ya se incorpora una interfaz amigable con el usuario, substituyendo los ficheros de texto de entrada y salida por un entorno gráfico de entrada de parámetros y de visualización de resultados. En la actualidad la versión disponible de este código de simulación se encuentra desfasada, ya que la distribución disponible se compiló para 32 bits y no existe versión para 64 bits.

2.4.1.4. HFLCAL

HFLCAL (*Heliostats Field Layout Calculations*) fue desarrollado por el DLR (Agencia Espacial Alemana, *Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt*) dentro del programa GAST (*Gas Cooled Solar Tower Program*) en la década de los 80 (Wehowsky y Stahl, 1984) y su desarrollo continúa en la actualidad (Schwarzbözl et al., 2009).

HFLCAL es un software que utiliza un modelo simplificado aproximando las contribuciones de cada uno de los heliostatos del campo solar por una distribución gaussiana circular, resultado de la convolución de la forma solar y los errores óptico y de seguimiento del heliostato basándose en un modelo desarrollado por Rabl (Rabl, 1985).

2.4.2. Códigos basados en trazado de rayos

Los códigos de simulación basados en técnicas de trazado de rayos se han desarrollado en los últimos años, en paralelo al desarrollo de la computación. Debido a que están basados fundamentalmente en métodos estadísticos de Monte Carlo (Delatorre et al., 2014), su precisión depende del número de rayos escogido para la simulación, así como del nivel de detalle en la definición de las superficies reflectantes.

2.4.2.1. MIRVAL

Este código de simulación fue desarrollado por los Laboratorios Sandia (Leary y Hankins, 1979) a final de los años 70 con el objeto de comprobar la bondad de los resultados obtenidos con los códigos de simulación basados en convolución de matrices de la época (HELIOS, DELSOL y RCELL). Debido a las limitaciones de computación que existían, a pesar de ser un software basado en trazado de rayos se introdujeron muchas simplificaciones que impiden simular superficies complejas en gran cantidad de heliostatos, de manera que actualmente se encuentra en desuso.

2.4.2.2. SolTrace y SolarPILOT

El objetivo de SolTrace (Wendelin, 2002), desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de EE. UU. (NREL, del inglés *National Renewable Energy*

Laboratory), es el modelado complejo de sistemas ópticos para concentración solar, no sólo de campos de heliostatos, sino también discos parabólicos, captadores cilindroparabólicos e incluso hornos solares. Para el modelado de campos de heliostatos admite el empleo de ficheros externos en los que se define la geometría de cada uno de los heliostatos en el campo, pero esta definición externa resulta una tarea bastante tediosa.

Para resolver esta complejidad, NREL ha desarrollado recientemente también SolarPILOT (Wagner y Wendelin, 2018), que está específicamente diseñado para campos de heliostatos, y que integra un aproximación híbrida, empleando técnicas de expansión polinómica de Hermite, para la aproximación del flujo solar reflejado por el campo de heliostatos con objeto de acelerar el tiempo de computación. Además incorpora las funcionalidades de trazado de rayos de SolTrace, para resolver las limitaciones de las aproximaciones anteriores en cuanto a distribuciones no-gaussianas de flujo solar y sistemas con múltiples reflexiones.

2.4.2.3. FiatLux

Este software (Monterreal, 2000), desarrollado por CIEMAT en la PSA, se diseñó en un primer momento para validar la medida de la calidad geométrica de heliostatos individuales que se venía realizando en la PSA con el sistema ProHERMES (Kröger-Vodde y Holländer, 1999). El código está programado en entorno MATLAB[®] y existe una versión para simular campos de heliostatos completos. Al estar concebido para heliostatos individuales, en la actualidad el desarrollo no incluye, por ejemplo, sombras y bloqueos, ni el efecto de la atenuación atmosférica.

2.4.2.4. Tonatiuh

Tonatiuh es un programa de código libre enfocado en la simulación de sistemas solares concentradores complejos (Blanco et al., 2005). Este proyecto de código abierto está liderado por el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) de España, contando con el apoyo de la comunidad científica internacional. Está basado en métodos de Monte Carlo de trazado de rayos y programado en lenguaje C++. Presenta un entorno gráfico fácil de usar y sus resultados se han validado experimentalmente en múltiples ocasiones (Jafrancesco et al., 2018).

2.4.2.5. HelioSIM

HelioSIM es un código de simulación programado también en lenguaje C++ desarrollado por la Organización de Investigación Científica e Industrial de la Commonwealth (CSIRO) (del inglés *Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation*) de Australia, y que ha sido desarrollado en los últimos años para la simulación de sistemas de receptor central completos, no únicamente del campo solar (Potter et al., 2018). El núcleo de la aplicación cuenta con modelos para la radiación solar, heliostatos, óptica, transferencia de calor, etc. Al igual que Tonatiuh, cuenta con un interfaz gráfica que permite introducir de forma cómoda e intuitiva los parámetros de entrada y la visualización de resultados.

Además de todos los códigos de simulación presentados, con el desarrollo comercial de la tecnología CRS numerosas compañías industriales han desarrollado sus propios códigos de simulación (SOLVER de Abengoa, SENSOL de SENER, etc.) que, por razones de

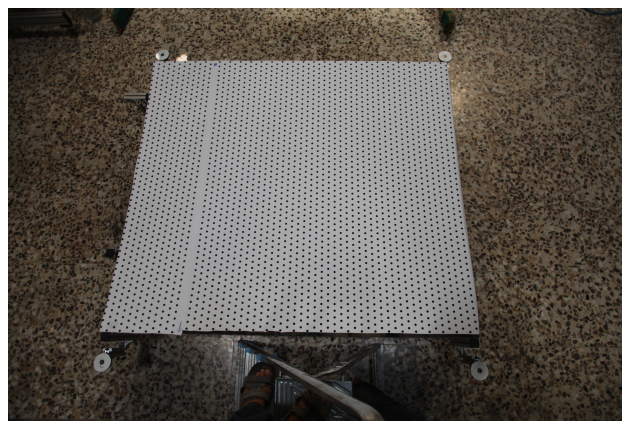
competitividad y propiedad industrial, no se encuentran disponibles para la comunidad científica.

2.5. Determinación de la calidad geométrica de superficies reflectantes. Estado del arte

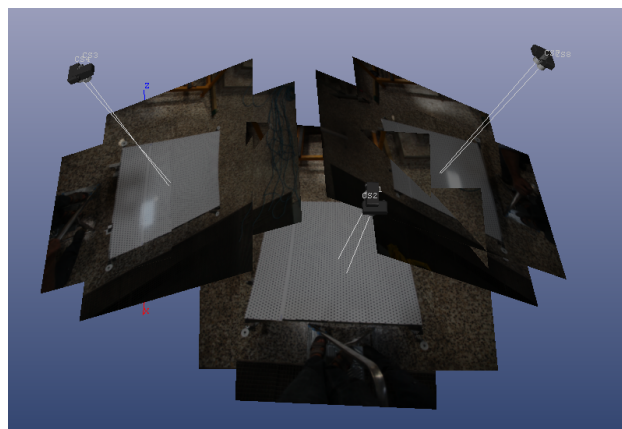
Para evaluar la precisión de las geometrías que se emplean en concentradores ópticos de la radiación solar se han desarrollado numerosas técnicas (ópticas y no ópticas) para determinar el vector normal a la superficie reflectante directamente o, construir primero un modelo 3D de la superficie reflectante para, posteriormente, determinar los vectores normales a la misma.

2.5.1. Fotogrametría

La fotogrametría de objeto cercano (Mikhail et al., 2001; Shortis y Johnston, 1996, 1997) se emplea para construir un modelo 3D de la superficie reflectante del concentrador a través de fotografías realizadas con diferentes perspectivas de un patrón de puntos adosado a la superficie (figura 2.13).



(a)



(b)

Figura 2.13: Patrón de puntos para fotogrametría (a) y estaciones de toma de imágenes (b).

Fuente: extraído de Fernández-García et al. (2017).

A partir de este modelo 3D es posible mediante métodos geométricos, calcular los vectores normales para la superficie reflectante. Como se puede aplicar para cualquier posición del espejo, además de determinar las desviaciones antes mencionadas, es muy útil para medir deformaciones de las superficies por gravedad u otras cargas, así como determinar su evolución temporal mediante video-fotogrametría. La aplicación de esta técnica en el método de caracterización geométrica de heliostatos se explicará con más detalle en el próximo capítulo (sección 3.3) (Fernández-Reche y Valenzuela, 2012).

2.5.2. Deflectometría

La deflectometría (Heimsath et al., 2008; Weber et al., 2014; Zhu et al., 2015; Finch y Andraka, 2011) consiste en una técnica robusta y sin contacto para mediciones ópticas y caracterización de superficies especulares. La base física de esta técnica es la distorsión que cierta imagen sufre al ser reflejada por una superficie especular. El desarrollo de la deflectometría sigue la historia de los métodos de proyección, que comenzaron con el método de reflexión Moiré (Ligtenberg, 1954): comparando la imagen real y la reflejada por la superficie reflectante es posible determinar los vectores normales a los elementos de superficie del concentrador (figura 2.14).

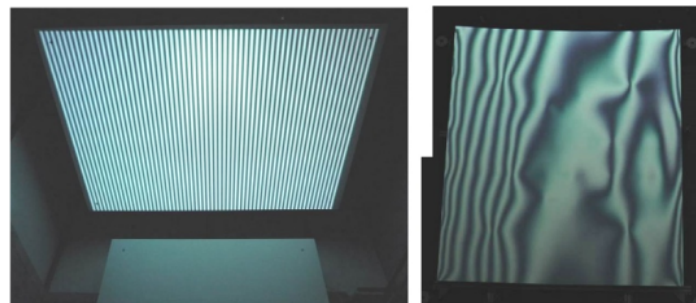
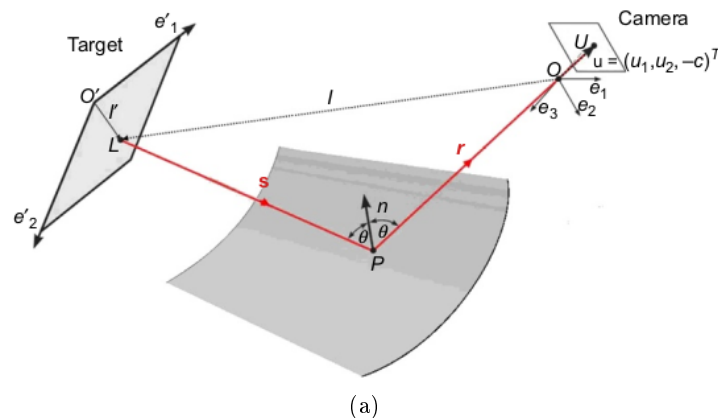


Figura 2.14: Principio de medida de la deflectometría e imagen patrón y reflejada por la superficie especular. Fuente: extraído de Fernández-García et al. (2017).

2.5.3. Escaneado láser

Esta técnica emplea un láser controlado por ordenador y una cámara CCD para la adquisición de imágenes (Lewandowski y Gray, 2010; Maccari y Montecchi, 2007; Montecchi et al., 2011). El rayo láser incidente en la superficie, paralelo al eje óptico del concentrador, es reflejado de vuelta a la cámara, de manera que se puede inferir cuál es la normal a la superficie estudiada en ese punto conocida la posición de la cámara. También es posible una configuración inversa, donde se coloca una fuente de luz puntual en el foco y la cámara escanea el concentrador en un patrón predefinido. Las técnicas de escaneo de reflexión láser se han adaptado para medir superficies reflectantes. La figura 2.15 muestra el principio de funcionamiento de los sistemas de escaneo láser.

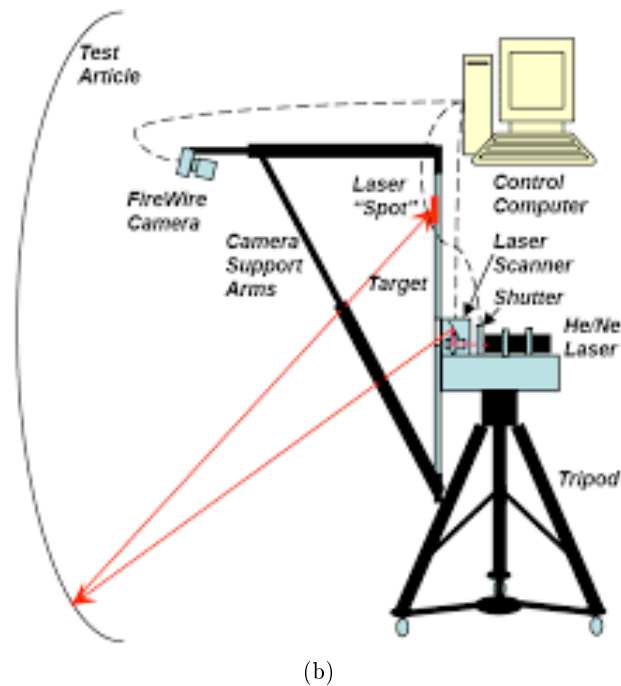
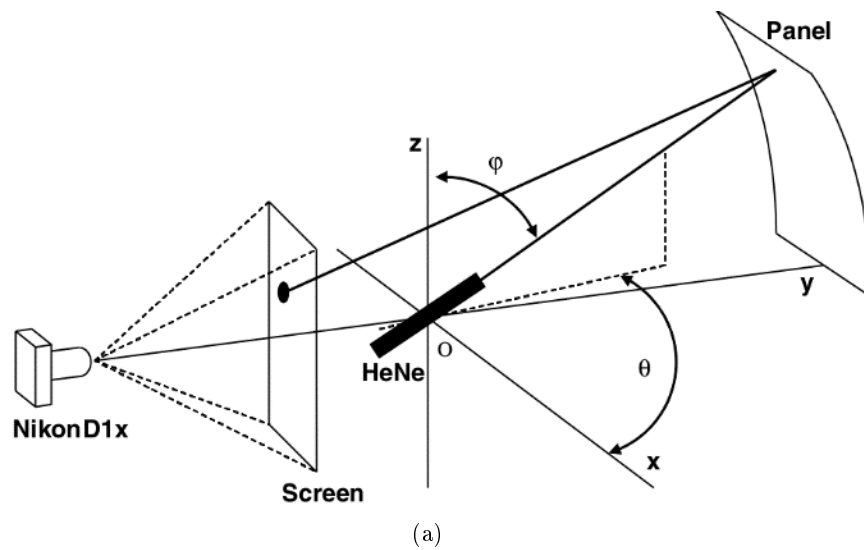


Figura 2.15: Esquemas de funcionamiento de los sistemas de escaneo láser. Fuente: extraído de Fernández-García et al. (2017).

De forma simultánea al despliegue comercial de la tecnología solar térmica de concentración en España, se desarrolló la metodología de caracterización geométrica que se presenta en esta Tesis Doctoral (capítulo 3, sección 3.3) para ofrecer un servicio de control de calidad a las empresas que estaban instalando plantas comerciales, tanto de receptor central como de captadores cilindroparabólicos. Además, se ha colaborado en el establecimiento de definiciones y en la estandarización de la caracterización geométrica de concentradores solares. Por todo esto puede decirse que CIEMAT, junto con DLR a través de su personal en Almería, es pionero de esta metodología en España.

En los últimos años, existe una tendencia a exportar estas técnicas para su uso con drones (vehículos aéreos no tripulados), de manera que la captura de imágenes en un campo solar resulte más sencilla y se consiga automatizar considerablemente el proceso de medición (Prahl et al., 2013; Colomina y Molina, 2014).

Capítulo 3

Materiales y Métodos

Aunque lo observable dependa de la teoría, el teórico depende de lo vivido.

Antonio Escohotado

RESUMEN:

Este capítulo recoge el desarrollo experimental que se sigue en esta Tesis Doctoral. Comienza con la descripción de los dos sistemas experimentales donde se desarrollan los ensayos: los campos de heliostatos SSPS-CRS y CESA-I de la PSA. En ellos se aplicaran los métodos que se proponen para el cálculo de parámetros ópticos (reflectancia y calidad geométrica) de heliostatos y campos de heliostatos.

En primer lugar, para la determinación de la reflectancia especular solar media de un campo de heliostatos, se establecen una serie de definiciones para exponer cual es el problema que se pretende resolver. Se describen los instrumentos empleados para la medida tanto de la reflectancia especular monocromática (reflectómetro de campo), como de la reflectancia hemisférica (espectrofotómetro). Y se define como calcular la reflectancia especular solar (en todo el espectro de la radiación solar) a partir de las medidas realizadas con los mismos. Finalmente, se establece todo un tratamiento estadístico que permite determinar la reflectancia especular solar media de un campo de heliostatos midiendo únicamente en una muestra reducida y a su vez representativa del conjunto total que compone el campo.

Por otro lado, para la determinación de la calidad geométrica de superficies reflectantes, se presenta el método desarrollado para, a partir de un modelo tridimensional de la superficie a estudiar obtenido aplicando las técnicas de fotogrametría o de escaneado láser, calcular los parámetros de calidad cuyas definiciones también se introducen en este capítulo. A partir de estos parámetros de calidad, es posible calcular el error geométrico asociado a la superficie reflectante.

Finalmente, dado que se pretende corroborar experimentalmente los resultados de las metodologías propuestas, se describen dos códigos de simulación (Tonatiuh y FiatLux) que, empleando estos parámetros como entrada, y mediante trazado de rayos y técnicas Monte Carlo, calculan la distribución de radiación solar concentrada en un blanco y/o receptor solar. Además, se describe el dispositivo experimental de medida de radiación solar incidente en la superficie de un receptor de torre que se emplea para comparar los resultados obtenidos con el software de simulación con las medidas de este dispositivo.

3.1. Dispositivo experimental

Las metodologías que se proponen en este capítulo para la medida de reflectancia y geometría de heliostatos en sistemas CRS, se particularizan en este trabajo a dos sistemas específicos, los campos de heliostatos CESA-I y SSPS-CRS de la PSA (figura 3.1). Dichos campos forman parte del catálogo de instalaciones experimentales que CIEMAT tiene en la PSA y son ampliamente conocidas por la comunidad internacional (CIEMAT, 2019).

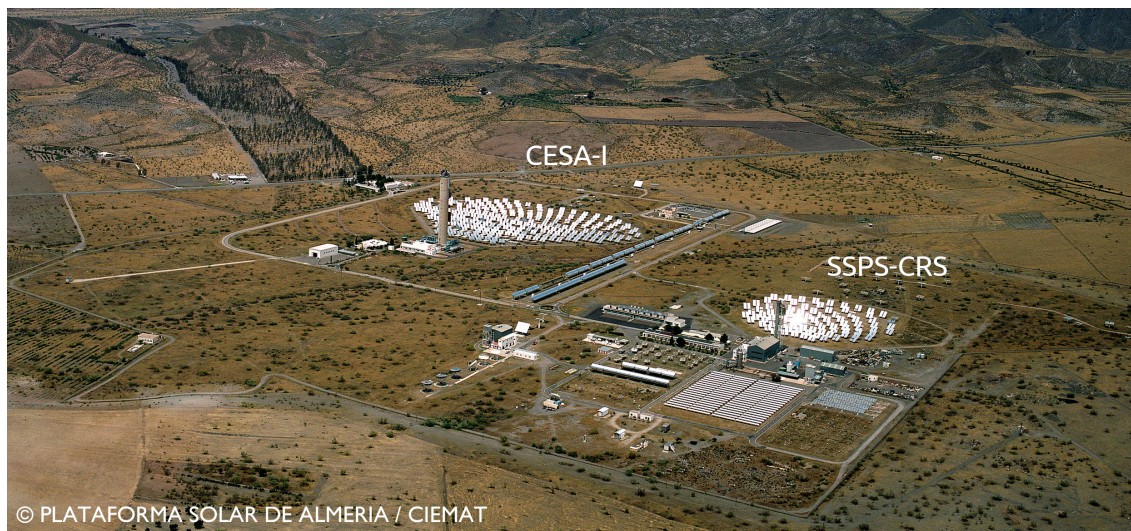


Figura 3.1: Vista panorámica de los campos CESA-I y SSPS-CRS de la PSA. Fuente: extraído de <http://www.psa.es/es/multimedia/fotos.php> (CIEMAT-PSA, 2018).

Se describen a continuación las características principales de las dos instalaciones de ensayo, particularizando los detalles relevantes para el estudio presentado en esta Tesis Doctoral.

3.1.1. Campo de heliostatos CESA-I

La planta CESA-I se inauguró en mayo de 1983 para demostrar la viabilidad de las plantas solares de receptor central y permitir el desarrollo de toda la tecnología asociada necesaria. En la actualidad, la planta CESA-I es una instalación muy flexible operada para probar subsistemas y componentes tales como heliostatos, receptores solares, configuraciones de almacenamiento de energía térmica, turbinas de gas solarizadas, sistemas de control e instrumentos de medición de radiación solar concentrada de alto flujo. También se usa para otras aplicaciones que requieren altas concentraciones de fotones en superficies relativamente grandes, como en procesos químicos o de alta temperatura, también para el tratamiento superficial de materiales con altos flujos de radiación o incluso ha habido experiencias relacionadas con investigaciones en astrofísica.

El campo solar, de 330 m x 250 m situado al norte de la torre y con orientación sur, está constituido por 300 heliostatos formados por 12 facetas y una superficie reflectante total de 39,6 m² cada uno de ellos (Sánchez, 1985). En la instalación CESA-I se tiene acumulada la experiencia más extensa en heliostatos de vidrio y metal en el mundo, con unidades de primera generación fabricadas por SENER y CASA en los años 80, así como unidades de segunda generación con facetas reflectantes fabricadas por ASINEL, también de los años 80, y facetas y prototipos de tercera generación desarrollados por CIEMAT y SOLUCAR,

de los años 90. A pesar de tener más de 30 años, el campo de heliostatos está en buenas condiciones de funcionamiento debido a un programa estratégico de mantenimiento, que incluye revisión y reemplazo periódico de facetas y de mecanismos de seguimiento solar. La potencia térmica máxima entregada por el campo en la apertura de un receptor instalado en la torre es de 6 MW con una radiación normal directa de diseño típica de 950 W/m^2 , lográndose una concentración pico de $3,3 \text{ MW/m}^2$.

Además del campo de heliostatos principal mencionado del sistema CESA-I, hay dos áreas adicionales situadas al norte de dicho campo, que se utilizan como plataformas de prueba para nuevos prototipos de heliostatos, una ubicada a una distancia de 380 m y otra a 500 m de la torre.

La figura 3.2 muestra un esquema del campo de heliostatos CESA-I donde se destacan los 5 grupos focales actuales en los que se encuentran divididas las facetas instaladas en los heliostatos que componen el campo solar.

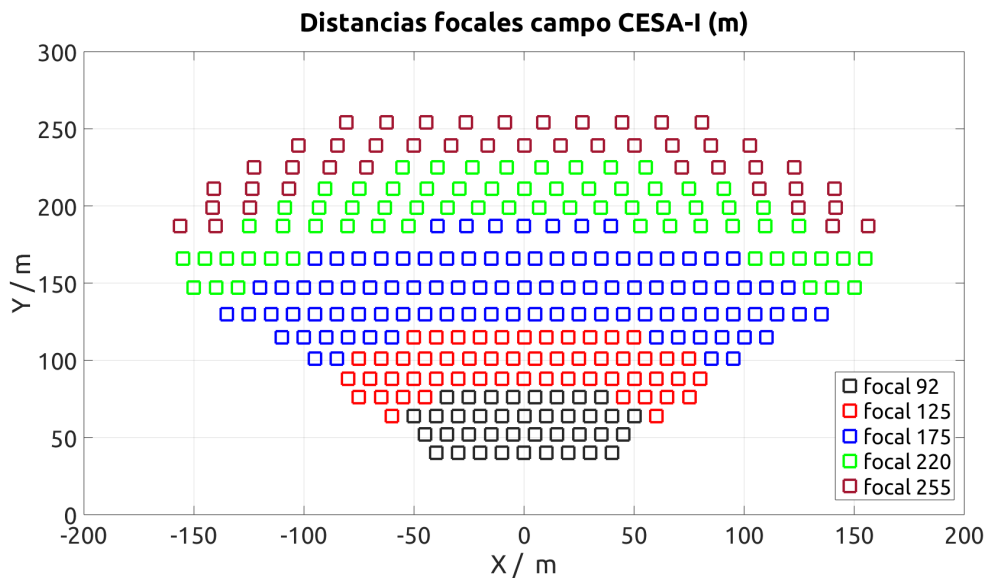


Figura 3.2: Esquema del campo de heliostatos del sistema CESA-I de la PSA. Fuente: elaboración propia.

El campo solar está diseñado en filas y los heliostatos se nombran con cuatro dígitos en función de la fila/columna a la que pertenezcan:

- Las dos primeras cifras indican la fila a la que pertenece el heliostato, desde 01 para la fila más cercana a la torre, hasta 16 para la fila más alejada de la torre.
- Las dos últimas cifras indican la columna a la que pertenece el heliostato. El campo solar está dividido respecto a su eje central (coordenada $x = 0$). Aquellos heliostatos que caen en el eje central se nombran como 00 y a partir de ellos se numeran consecutivamente, estando los heliostatos con número par situados a la derecha del eje central y aquellos con número impar a la izquierda de dicho eje. Como las filas pares no tienen heliostato situado en el eje central, dichas filas no tendrán heliostato 00.

Por ejemplo, el heliostato situado a la derecha de la fila décima, sería el 1032; mientras que el situado más a la izquierda de la misma fila sería el 1031.

3.1.2. Campo de heliostatos SSPS–CRS

La planta SSPS–CRS fue inaugurada como parte del proyecto *Small Solar Power Systems* (SSPS) de la Agencia Internacional de Energía en septiembre de 1981. Esta instalación fue originalmente concebida para demostrar la generación continua de electricidad de origen solar; incluía un receptor refrigerado por sodio líquido, fluido que también actuaba como medio de almacenamiento térmico. En la actualidad, esta instalación de ensayos está dedicada principalmente a la experimentación con prototipos de receptores solares de pequeña potencia, en el rango de $200 \text{ kW}_{\text{th}}$ a $500 \text{ kW}_{\text{th}}$. El campo de heliostatos está compuesto por 91 heliostatos de primera generación fabricados por la empresa Martin-Marietta (Thornton y Waddington, 1979), con 12 facetas y una superficie total de $39,3 \text{ m}^2$ cada uno. La figura 3.3 muestra un esquema del campo de heliostatos de la planta SSPS–CRS donde se destacan los 5 grupos focales en los que se encuentran divididas las facetas que componen los heliostatos. Se incluye además la nomenclatura de cada uno de los heliostatos.

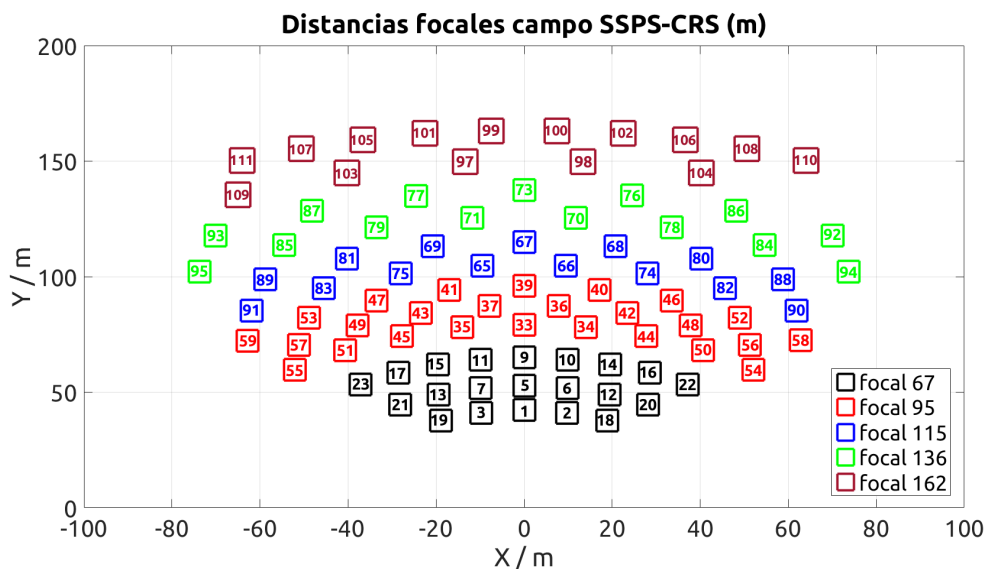


Figura 3.3: Esquema del campo de heliostatos del sistema SSPS– CRS de la PSA. Fuente: elaboración propia.

Además de los dos campos de heliostatos, CESA–I y SSPS–CRS anteriormente descritos, en algunos prototipos de heliostatos instalados en la zona norte del campo de heliostatos CESA–I se han empleado las técnicas que se describen en la sección 3.3 de esta Tesis Doctoral para la caracterización geométrica de los mismos. Debido a las particularidades de los prototipos y las diferencias en el diseño de los mismos, su geometría y diseño se incluirá en la sección 4.3.1 del capítulo 4, junto con los resultados obtenidos para cada uno de ellos.

3.2. Determinación de la reflectancia media de un campo de heliostatos

Cuando la radiación solar interactúa con la materia, en el caso de los sistemas STE con los espejos que conforman las facetas del campo solar, parte de dicha radiación puede

ser reflejada, absorbida o transmitida por los mismos. De esta manera, se pueden definir las siguientes propiedades ópticas para las superficies reflectantes: absortancia (α), reflectancia (ρ) y transmitancia (τ) y, atendiendo a la primera ley de la termodinámica, se cumple la siguiente relación 3.1:

$$\alpha + \rho + \tau = 1 \quad (3.1)$$

Estas propiedades presentan dependencia de la longitud de onda de la radiación (λ), de la dirección incidente (θ_i) y de la temperatura de la superficie sobre la que incide dicha radiación (T_s), además de otras propiedades intrínsecas de cada material. Al mismo tiempo, la reflectancia también depende de la dirección de la radiación reflejada (θ_r).

3.2.1. Definiciones

3.2.1.1. La masa de aire (AM)

Debido a los fenómenos de absorción y dispersión que la radiación solar sufre en la atmósfera terrestre, el espectro de la radiación solar depende de la distancia recorrida dentro de la atmósfera hasta alcanzar la superficie terrestre, de manera que depende de la posición del Sol en el horizonte y por tanto de la latitud del observador, de la hora del día y de la época del año. De esta manera, se define la Masa de Aire (AM, del inglés *Air Mass*) como la razón entre el camino óptico que sigue la radiación desde la posición del Sol hasta la posición del observador y el camino que seguiría la radiación si siguiera una trayectoria con incidencia normal al lugar del observador. A partir de esta definición:

- **AM0** corresponde a la definición para radiación solar fuera de la atmósfera (extraterrestre).
- **AM1** y **AM1.1** estarían relacionadas con ángulos zenitales de 0° y 25° respectivamente, y corresponden a masas de aire adecuadas para regiones ecuatoriales o intertropicales.
- **AM1.5** se corresponde con un ángulo zenital de $48,2^\circ$ y sería la adecuada para aquellas zonas con latitudes similares al sur de Europa. Como la mayoría de la población, industria, etc. se encuentra instalada en estas latitudes, en los años 70 se escogió AM1.5 para estandarización, de manera que el espectro solar estándar se encuentra definido para esta masa de aire (ASTM, 2008).
- Finalmente, **AM2** y **AM3** corresponden a ángulos zenitales de 60° y 70° respectivamente, y se emplean por tanto para ubicaciones con latitudes grandes, como por ejemplo el norte de Europa. Y **AM38** se corresponde con un ángulo zenital de 90° y sería aquella masa de aire correspondiente a direcciones de propagación de la radiación solar próximas al horizonte.

La figura 3.4 muestra el espectro correspondiente al estándar AM 1.5 para el espectro solar, que es el utilizado de forma genérica en los estudios que se realizan de STE.

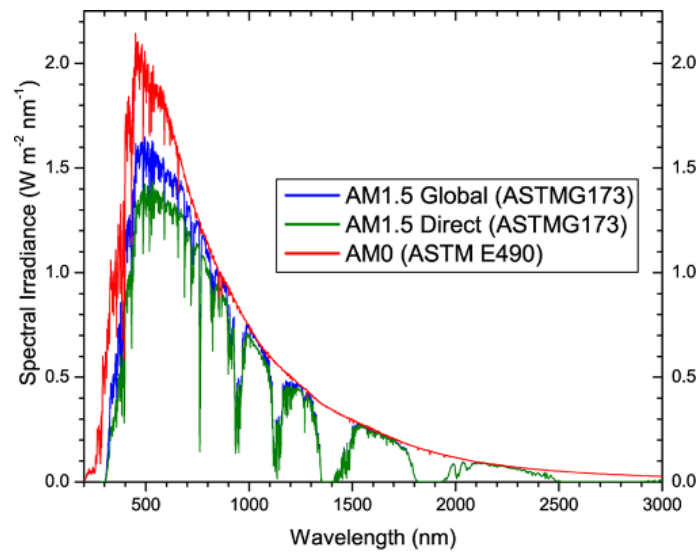


Figura 3.4: Espectro de la radiación solar para diferentes masas de aire según ASTM G173-03. Fuente: extraído de ASTM (2008).

3.2.1.2. Reflectancia especular, difusa y hemisférica

Se define la reflectancia como la razón entre la radiación reflejada por un cuerpo y la radiación incidente (ISO, 1999):

$$\rho = I_r/I_i \quad (3.2)$$

Si atendemos a la dirección de la radiación reflejada, podemos distinguir 3 tipos diferentes de reflexión (figura 3.5):

- **Especular:** Ocurre cuando la dirección de la radiación reflejada sigue la 2ª ley de la reflexión, i.e. el ángulo que la radiación incidente forma con la normal a la superficie es igual al ángulo que forma la radiación reflejada con dicha normal.
- **Difusa:** Ocurre cuando la radiación alcanza una superficie macro o microscópicamente rugosa y se refleja sin una dirección determinada o predominante.
- **Hemisférica:** Está referida a toda la radiación reflejada que subtiende un ángulo de π estereorradianes.

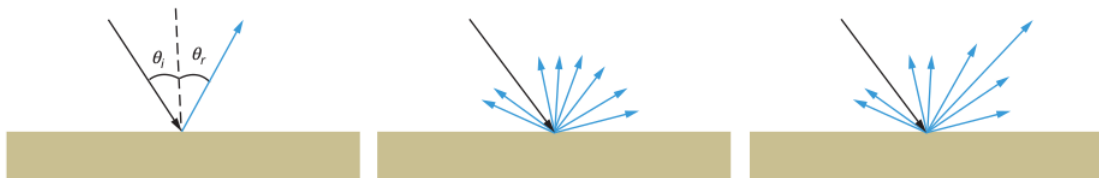


Figura 3.5: Reflectancia especular (izqda.), difusa (centro) y de un cuerpo real (dcha.). Fuente: extraído de (Heller, 2017, pag. 70)

Si bien la reflectancia es una propiedad intrínseca del material en cuestión, sus componentes angulares dependen básicamente de las propiedades de la superficie del material: rugosidad y planitud (Fernández-García et al., 2017; Heller, 2017).

La reflectancia especular (o directa) se define como el porcentaje de la radiación reflejada por una superficie cuyo ángulo entre dicha radiación reflejada y la normal a la superficie es igual al ángulo que forma la radiación incidente con dicha normal (AENOR, 2013), y en los sistemas solares de concentración es la única componente de la reflectancia útil, ya que es la única cuya dirección es conocida, controlable y, por tanto, capaz de alcanzar el receptor para convertirse en energía térmica. Es por ello que, la componente especular (o directa) de la reflectancia constituye el parámetro representativo de un reflector solar cuando se utiliza en sistemas solares térmicos de concentración.

Si la superficie del reflector presenta cierta rugosidad, la reflexión de la radiación incidente estará regida por el vector normal a la superficie, que dependerá localmente de las rugosidades y no homogeneidades de la superficie, resultando en una dispersión de la radiación en todas direcciones del plano de incidencia. La cantidad de radiación difundida dependerá del nivel de rugosidad de la superficie y de su estructura microscópica.

Una superficie que refleje la radiación homogéneamente en todos los ángulos se considera difusor ideal y se denomina superficie lambertiana. Por el contrario, un reflector ideal sería aquel que su reflectancia especular (o directa) sea igual a 1. Aquellos materiales que presenten una reflectancia especular alta, minimizando la dispersión, serán los candidatos para usarse como concentradores en los sistemas solares de concentración. En los sistemas comerciales se emplea principalmente la combinación de vidrio con una capa de plata en su superficie posterior (material que actúa como reflector), aunque existen alternativas con aluminio o usando superficies poliméricas de alta reflectancia especular (Kennedy y Terwilliger, 2005).

Se define la reflectancia hemisférica como la razón entre la radiación reflejada por una superficie en el hemisferio completo sobre el plano formado por ella y la radiación incidente en dicha superficie, que incluye, tanto la radiación directa como la difusa reflejada por dicha superficie. A partir de la definición de la reflectancia hemisférica, es posible definir la especularidad como la razón entre la reflectancia especular y hemisférica. En el caso de un reflector perfecto, en el que la reflectancia difusa es igual a cero, el valor de la especularidad será igual a 1.

Como se ha mencionado anteriormente, la reflectancia presenta dependencia con la longitud de onda de la radiación incidente, de manera que se puede definir una reflectancia espectral y, a partir de ella, es posible especificar las componentes espectrales directa, difusa y hemisférica de la reflectancia.

Finalmente, y de especial interés en la tecnología solar de concentración, dado que la radiación solar presenta un espectro definido (figura 3.4), resulta necesario ponderar todas las reflectancias definidas anteriormente teniendo en cuenta el espectro solar definido por los estándares ASTM E903-82 (ASTM, 2012) e ISO 9050 (ISO, 2003).

De esta manera, la reflectancia ponderada solar se define como:

$$\rho_s([\lambda_a, \lambda_b], \theta_i, \theta_r) = \frac{\int_{\lambda_a}^{\lambda_b} \rho_\lambda(\lambda, \theta_i, \theta_r) G_b(\lambda) d\lambda}{\int_{\lambda_a}^{\lambda_b} G_b(\lambda) d\lambda} \quad (3.3)$$

Donde $G_b(\lambda)$ es la irradiancia solar directa definida en ASTM G173-03 (ASTM, 2008) para la radiación solar directa y masa de aire AM1.5, que es la más apropiada para latitudes de alrededor de 40° (sur de Europa); θ_i y θ_r son los ángulos de incidencia y reflexión; y λ_a y λ_b son los límites del rango espectral para la integración, cuyos valores están definidos también en ASTM G173-03 y se establecen entre 250 nm y 2500 nm respectivamente.

3.2.2. Métodos estadísticos de análisis y búsqueda de grupos en poblaciones

El objetivo que se ha diseñado en este trabajo consiste en determinar la influencia que ciertos parámetros tienen en la reflectancia especular de un número elevado de facetas y heliostatos, como son antigüedad, limpieza, distancia focal, posición dentro del campo de heliostatos, etc. Esa es la hipótesis de partida del experimento definido (Montgomery, 2001), y es precisamente en este marco de contraste de hipótesis donde el análisis univariado de la varianza (ANOVA) de una muestra entra en juego (Catena et al., 2003).

ANOVA es un análisis estadístico adecuado cuando se trata de dilucidar si los valores medios de distintas muestras poblacionales son iguales o no, teniendo en cuenta que los errores asociados a los datos experimentales deben seguir una distribución normal, centrada en el valor medio de los datos experimentales y de varianza conocida. El ajuste a una distribución normal de probabilidad indica que, dichos errores tienen origen aleatorio y no aparece ningún error sistemático en la medida.

Por tanto, el primer paso del análisis de igualdad de medias consiste en comprobar que los datos experimentales se ajustan a una distribución normal y, para ello, se aplica el test de Shapiro-Wilk (Shapiro y Wilk, 1965), considerado como uno de los más potentes para el contraste de la normalidad.

3.2.2.1. Test de normalidad de una muestra experimental

El estadístico del test de Shapiro-Wilk es (ecuación 3.4):

$$W = \frac{(\sum_i a_i x_{(i)})^2}{\sum_i (x_i^2 - \bar{x})^2} \quad (3.4)$$

donde $x_{(i)}$ es el número que ocupa la i -ésima posición en la muestra ordenada de mayor a menor, \bar{x} es la media y a_i , aunque suele aparecer tabulado en los manuales estadísticos, se calcula según la siguiente expresión:

$$(a_1, \dots, a_n) = \frac{m^T V^{-1}}{(m^T V^{-1} V^{-1} m^T)^{1/2}} \quad (3.5)$$

siendo m un muestreo ordenado de la distribución normal, de las diferencias entre las variables aleatorias independientes idénticamente distribuidas y los valores medios del estadístico ordenado; y V es la matriz de covarianzas de ese estadístico de orden n . La hipótesis de que los valores siguen una distribución normal se rechaza si el valor P de la muestra es menor al nivel de significación de la misma¹.

Este mismo resultado se puede expresar gráficamente mediante los gráficos Q-Q (figuras 4.4 y 4.6). Estos gráficos representan los cuantiles de k -ésimo orden de una distribución ($k/(n-1)$) y se comparan con la distribución normal. Se puede inferir que la distribución es normal si la relación de dichos cuantiles experimentales con los valores esperados para la distribución normal se aproxima a una línea recta.

Cuando se comprueba la normalidad de una muestra experimental, se procede a comprobar la igualdad de medias.

¹El valor P de cualquier estadístico muestra la probabilidad de haber obtenido el resultado suponiendo que la hipótesis nula es cierta.

3.2.2.2. Test de igualdad de medias: ANOVA y Bonferroni

ANOVA usa como estadístico para contraste de hipótesis la F de Fisher–Snedecor (Rasmussen, 1986), o en el caso particular de dos únicos grupos poblacionales, la t de Student, donde $F = t^2$ (Montgomery, 2001); y el estadístico empleado es (ecuación 3.6):

$$t = \frac{\bar{x} - \mu}{\sigma/\sqrt{n}} \quad (3.6)$$

Donde \bar{x} y μ son las medias de la muestra y de la población respectivamente, σ es la varianza poblacional y n es el tamaño muestral. Básicamente, la t de Student es un cociente entre medias poblacionales y muestrales, de manera que un valor próximo a cero indica que no hay diferencias entre los valores medios calculados.

Para aquellos valores que no siguen una distribución normal, no es posible aplicar los análisis de varianza descriptos, pero existen alternativas comparando las medias del experimento una a una. Para ello se puede aplicar el test de Bonferroni (Dunn, 1961; Holland y Copenhaver, 1988; Rasmussen y Dunlap, 1991) y, aunque no es tan potente como el test F de Fisher–Snedecor o t de Student, permite hacer una clasificación de individuos en función de sus medias. Este método compara pares de valores medios entre ellos usando como estadísticos descriptivos el número de observaciones y el nivel de significación requerido en el experimento.

3.2.2.3. Test de igualdad de varianzas: Levene

Algunos procedimientos estadísticos comunes asumen que las varianzas de las poblaciones de las que se extraen diferentes muestras son iguales. El test de Levene evalúa este supuesto. Se pone a prueba la hipótesis nula de que las varianzas poblacionales son iguales, llamado supuesto de homogeneidad de varianza. Si el valor del estadístico P resultante de la prueba de Levene es inferior a un cierto nivel de significación, es poco probable que las diferencias obtenidas en las variaciones de la muestra se hayan producido sobre la base de un muestreo aleatorio de una población con varianzas iguales. Por lo tanto, la hipótesis nula de igualdad de varianzas se rechaza y se concluye que hay una diferencia entre las variaciones en la población.

Cuando el test de Levene muestra diferencias entre varianzas en dos grupos poblacionales, se debe cambiar a pruebas generalizadas (pruebas no paramétricas) de análisis de igualdad de medias.

3.2.2.4. Análisis clúster

Finalmente, si no es posible establecer una clasificación en cuanto a los valores medios de una muestra poblacional, existen otros métodos más sofisticados de clasificación de individuos. El análisis clúster, también llamado análisis de segmentación o análisis taxonómico, es una manera de crear grupos de objetos, o clústeres, de tal manera que los perfiles de los objetos del mismo grupo son muy similares y los perfiles de los objetos en los diferentes grupos son muy distintos.

Este análisis estadístico puede realizarse en muchos tipos diferentes de conjuntos de datos. Por ejemplo, un conjunto de datos podría contener varias observaciones de sujetos en un estudio donde cada observación contiene un conjunto de variables (MathWorks, 2004; Kaufman, 1992), y es el adecuado para agrupar los resultados que no pueden acogerse a ninguno de los test descriptos con anterioridad.

En el análisis clúster se define un parámetro conocido como *Silhouette value*. Dicho parámetro es una medida de cuán similar es un objeto a su propio clúster en comparación con otros clústeres. Su valor varía de -1 a $+1$, donde un valor positivo alto indica que el objeto está bien emparejado con su propio clúster y mal emparejado con los clústeres vecinos. Si la mayoría de los objetos tienen un valor positivo alto, entonces la configuración de conjuntos o clústeres realizada es apropiada. Si muchos objetos tienen un valor bajo o negativo, entonces la configuración clúster seleccionada no es la más adecuada.

3.2.3. Desarrollo experimental

El objetivo que se pretende alcanzar mediante el adecuado diseño del experimento consiste en poder ofrecer un valor fiable de la reflectancia media de un campo de heliostatos realizando el menor número de medidas posibles. Para ello, se estudia la influencia que tiene en la reflectancia total, tanto la faceta medida, como la posición seleccionada para la medida dentro de una faceta. Además, se determinará si los distintos grupos focales (ver sección 3.2.3.1) pueden presentar un resultado distinto de la medida de reflectancia (Montgomery, 2001; Catena et al., 2003).

3.2.3.1. Selección de la muestra

Para la selección de las muestras en un campo de heliostatos, dado el elevado número de unidades (N) que componen un campo solar, se debe elegir un tamaño de muestra (n) que sea estadísticamente representativa de la población total. Particularizando a uno de los sistemas CRS estudiados en esta Tesis Doctoral, el campo de heliostatos SSPS-CRS, y teniendo en cuenta, como se describe en la sección 3.1.2, que las facetas de este campo de heliostatos pertenecen al mismo lote original de fabricación en el momento del estudio, se escogen al azar 15 heliostatos, 3 por cada grupo focal (figura 3.6).

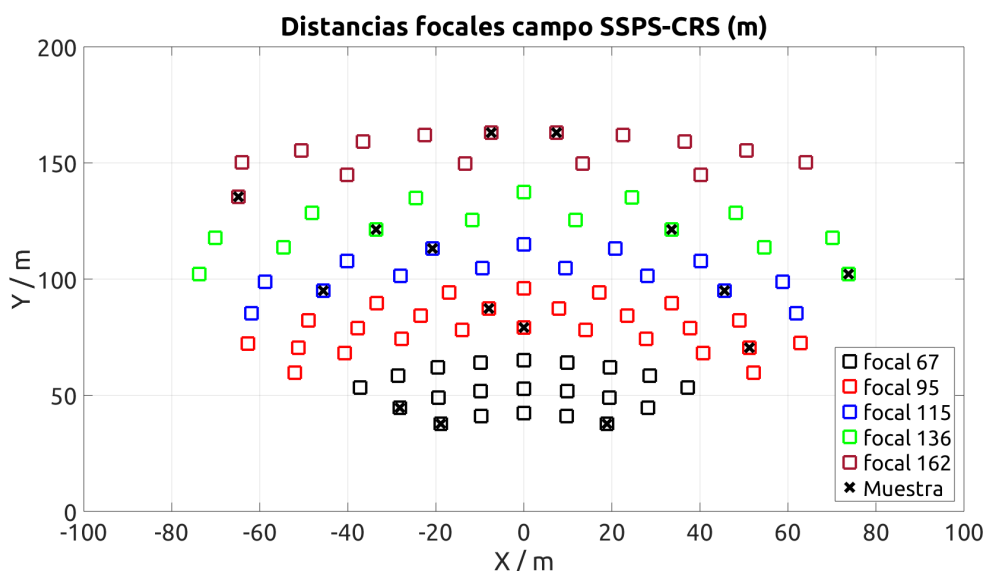


Figura 3.6: Ejemplo de heliostatos escogidos aleatoriamente (marcados con "X") para realizar medidas de reflectancia de un campo de heliostatos de un sistema CRS.

En cada uno de los 15 heliostatos seleccionados se realizan las siguientes medidas:

- Una medida en el centro de cada una de las facetas que componen los heliostatos seleccionados; en el caso particular del sistema SSPS-CRS, cada heliostato está compuesto por 12 facetas (figura 3.7b).
- Además se realizan medidas en 9 posiciones definidas y distribuidas espacialmente en la superficie de una faceta seleccionada al azar de cada heliostato del total de heliostatos seleccionados como muestra para realizar el estudio; en el caso particular del sistema SSPS-CRS, el tamaño de la muestra de heliostatos seleccionados es 15 (n) sobre un total de 91 (N) heliostatos que componen el campo solar (figura 3.7a).

La codificación de las posiciones de medida en el sistema SSPS-CRS, que está sirviendo de ejemplo para presentar este desarrollo, se muestra en la figura (figura 3.7a).

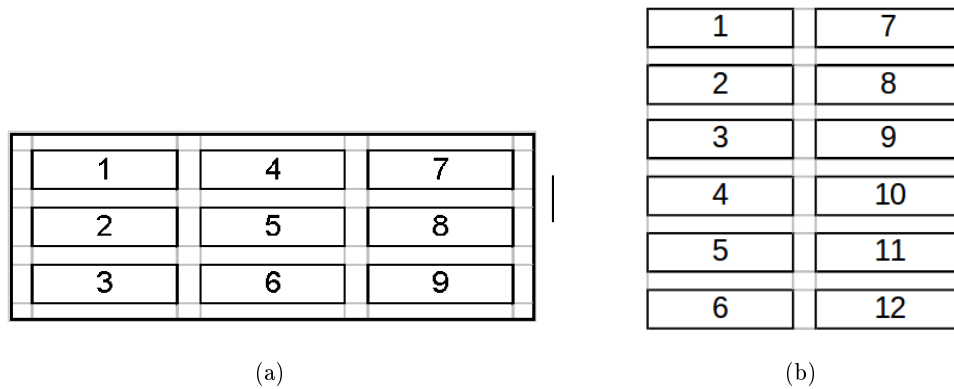


Figura 3.7: Codificación de las medidas para (a) una faceta y (b) en el heliostato.

Este desarrollo experimental se debe realizar transcurrido un tiempo razonable (que depende de la ubicación de la planta CRS) desde la última limpieza de todos los heliostatos que componen un campo solar, para poder cuantificar el efecto del ensuciamiento de los espejos en la medida, que dependerá de la posición de medida dentro de un heliostato y de la posición en el campo de aquellos heliostatos que componen la muestra. En el sistema SSPS-CRS, el desarrollo experimental se realizó pasado aproximadamente un mes después de lavar el campo de heliostatos.

La figura 3.6 muestra, a modo de ejemplo, la selección de la muestra de heliostatos para la aplicación del desarrollo experimental propuesto al campo SSPS-CRS de la PSA, mientras que la tabla 3.1 muestra, para el mismo campo de heliostatos utilizado en este apartado como ejemplo, los heliostatos y facetas que componen la muestra del desarrollo experimental.

Tabla 3.1: Heliostatos y facetas medidos en el campo de heliostatos SSPS-CRS. H, heliostato. F, faceta.

H 19 F 10	H 21 F 8	H 18 F 4	H 56 F 11	H 94 F 8
H 82 F 5	H 33 F 4	H 37 F 9	H 83 F 9	H 109 F 9
H 79 F 12	H 69 F 6	H 78 F 3	H 100 F 4	H 99 F 6

3.2.3.2. Instrumentos de Medida

Para determinar la reflectancia especular ponderada al espectro solar es necesario, en primer lugar, medir la reflectancia especular de las facetas con un reflectómetro de campo y, posteriormente, convolucionar esas medidas con la reflectancia espectral del espejo medida con un espectrofotómetro y con el espectro solar (que se extrae del estándar ASTM G173).

3.2.3.2.1. Reflectómetro de campo: Un reflectómetro es un dispositivo de medida que utiliza la medida de la intensidad de una fuente luminosa después de reflejarse en una superficie. Para la medida de la reflectancia directa en campo, se empleó un reflectómetro modelo μ Scan Scatterometer de Schmitt Measurement Systems (Microscan, 2000). Este dispositivo determina la reflectancia de una superficie, así como otros parámetros relevantes (rugosidad, dispersión, etc.) emitiendo un haz láser monocromático ($\lambda = 670$ nm) sobre la superficie a medir y recogiendo el haz reflejado en un fotodiodo a diferentes ángulos (figura 3.8).

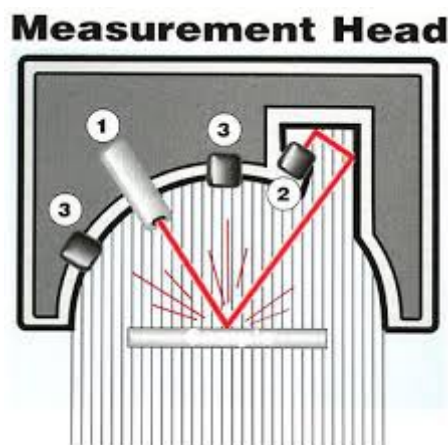


Figura 3.8: Principio de medida del reflectómetro μ Scan Scatterometer: (1) diodo emisor, (2) detector de reflectancia especular y (3) detectores de reflectancia difusa. Fuente: Manual de uso de μ Scan (Microscan, 2000).

Las características técnicas del reflectómetro empleado se muestran en la tabla 3.2.

Tabla 3.2: Características técnicas del reflectómetro μ Scan Scatterometer (Microscan, 2000).

Tiempo de medida	< 5 s
Tamaño del haz	1 mm ²
Repetibilidad	0,5 %
Exactitud	2 % en medidas de reflectancia (3 % en dispersión)
Longitud de onda	670 nm

Conviene en este punto señalar que, el estudio estadístico propuesto en este desarrollo experimental es independiente del tipo de reflectómetro empleado, ya que se ha tratado únicamente de analizar la variabilidad en las medidas de la reflectancia y de realizar un estudio de dicha variabilidad. El error considerado en el estudio corresponde únicamente al estadístico. A este error estadístico, o aleatorio, habría que añadir el error instrumental,

o sistemático, asociado al aparato de medida (en nuestro caso un 2%) y que se propaga en las operaciones realizadas.

3.2.3.2.2. Espectrofotómetro: Un espectrofotómetro es un dispositivo compuesto por un espectrómetro que produce un haz de luz a unas longitudes de onda determinadas y un fotómetro para medir la intensidad de dicha luz. Instalando una esfera integradora en el dispositivo es posible medir la reflectancia hemisférica en todo el espectro solar, al mismo tiempo que existen otros accesorios para medir la reflectancia directa solar. Estas medidas serán necesarias para ponderar las medidas monocromáticas realizadas en campo con el reflectómetro descrito anteriormente.

Para la realización de las medidas de reflectancia hemisférica espectral, r_{hem,λ_i} , se utiliza un espectrofotómetro Perkin Elmer modelo Lambda 1050 UV/VIS/NIR (figura 3.9). Los espectros de reflectancia hemisférica se obtuvieron en el rango de longitudes de onda entre 350 nm y 2500 nm, a intervalos de 5 nm, con una esfera integradora de 150 mm de diámetro y utilizando como patrón un espejo de calibrado de segunda superficie².



Figura 3.9: Espectrofotómetro Perkin Elmer Lambda 1050. Fuente: extraído de Fernández-García et al. (2017).

Para el desarrollo experimental aplicado al sistema SSPS-CRS, se utilizó este espectrofotómetro para medir la reflectancia hemisférica de 3 muestras de 10x10 cm² de tamaño del espejo empleado para la fabricación de las facetas instaladas en el campo de heliostatos.

Finalmente, el valor de la reflectancia hemisférica monocromática a la longitud de onda de medida del instrumento portátil ($r_{hem,670nm}$) también se obtuvo con el espectrofotómetro Perkin Elmer Lambda 1050 UV/VIS/NIR.

3.3. Determinación de la calidad geométrica de superficies reflectantes

Las superficies reflectantes que se emplean en los sistemas solares de concentración tienen como misión reflejar especularmente y concentrar la radiación solar en un receptor. Como establece la ley de la reflexión, que es un caso particular de la ley de Snell cuando

²Los espejos de segunda superficie son aquellos en los que la radiación atraviesa una capa de vidrio antes de reflejarse en la capa reflectante del mismo.

el medio por el que se propaga la radiación es siempre el mismo, y por tanto los índices de refracción son iguales (Casas Peláez, 1994):

- El rayo incidente, el reflejado y la normal a la superficie reflectante se hayan en un mismo plano.
- El ángulo que forma el rayo incidente con la normal a la superficie, θ_i , es igual al ángulo que forma el rayo reflejado con dicha normal, θ_r .

Por tanto, la calidad geométrica de las superficies reflectantes debe estar relacionada con la normal a las superficies, ya que toda desviación del vector normal en cualquier elemento de superficie de los reflectores provocará una desviación en el rayo reflejado, cuyo valor es el doble del ángulo de desviación entre el vector normal real y el teórico.

3.3.1. Definiciones

Se puede definir la calidad geométrica de una superficie reflectante en función del error de la normal (*slope error* en inglés) como sigue (O’Gallagher, 2008):

slope-error (ϵ): Se define como la desviación estándar (1σ) de una distribución normal de probabilidad que describe la desviación angular del vector normal de la superficie reflectante con respecto al de la superficie teórica para todos sus elementos de superficie. Su unidad de medida es el milirradián (mrad).

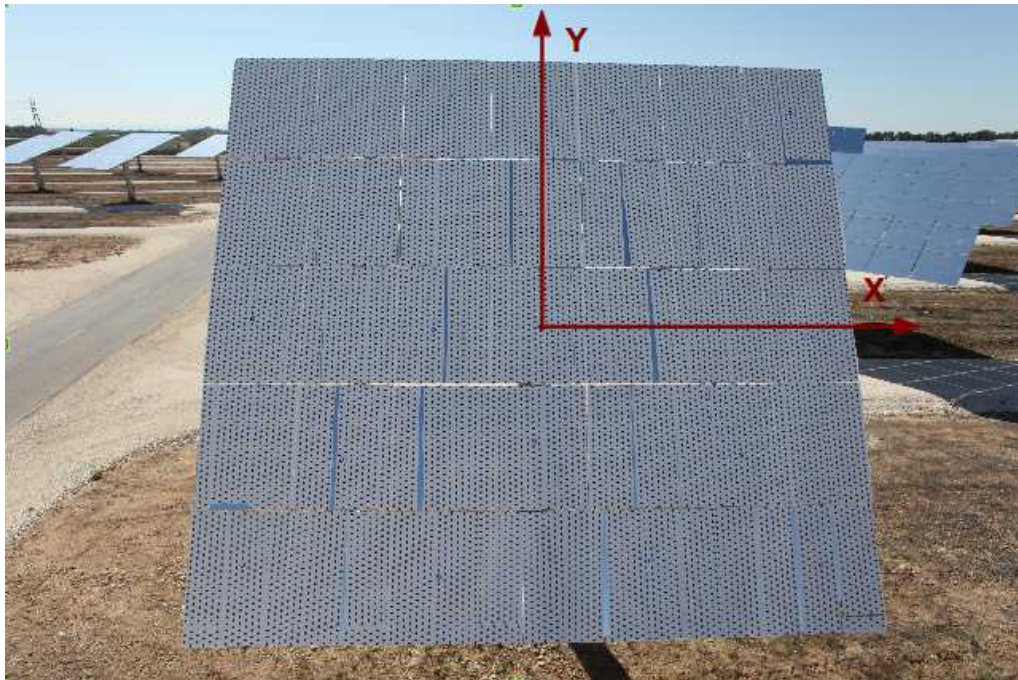


Figura 3.10: Definición del sistema de coordenadas para el análisis geométrico de un reflector solar. Fuente: elaboración propia.

Por tanto, para el sistema de coordenadas que se muestra en la figura 3.10, donde el plano XY es el que contiene a la superficie reflectante y Z es perpendicular a la misma, se pueden establecer las siguientes definiciones (Lüpfert y Ulmer, 2009; März et al., 2011)

derivadas de la definición general de error geométrico (ecuación 3.7):

$$\begin{aligned} sdx &= \left(\frac{\partial}{\partial x} z \right)_{medida} - \left(\frac{\partial}{\partial x} z \right)_{ideal} \\ sdy &= \left(\frac{\partial}{\partial y} z \right)_{medida} - \left(\frac{\partial}{\partial y} z \right)_{ideal} \end{aligned} \quad (3.7)$$

Donde tanto sdx como sdy se pueden determinar para cada uno de los elementos de superficie en los que se divida el concentrador solar. En general, se puede considerar que las desviaciones locales del vector normal a la superficie siguen una distribución normal de probabilidad, de manera que a partir de ellas se pueden calcular los estadísticos SDx_{media} , SDy_{media} , SDx_{std} , SDy_{std} , SDx_{rms} , SDy_{rms} asociados a las mismas (ecuaciones 3.8–3.10):

$$\begin{aligned} SDx_{media} &= \frac{1}{A} \int \int sdx \, dx \, dy \\ SDy_{media} &= \frac{1}{A} \int \int sdy \, dx \, dy \end{aligned} \quad (3.8)$$

$$\begin{aligned} SDx_{std} &= \frac{1}{\sqrt{A}} \sqrt{\int \int (sdx - SDx_{media})^2 \, dx \, dy} \\ SDy_{std} &= \frac{1}{\sqrt{A}} \sqrt{\int \int (sdy - SDy_{media})^2 \, dx \, dy} \end{aligned} \quad (3.9)$$

$$\begin{aligned} SDx_{rms} &= \frac{1}{\sqrt{A}} \sqrt{\int \int sdx^2 \, dx \, dy} \\ SDy_{rms} &= \frac{1}{\sqrt{A}} \sqrt{\int \int sdy^2 \, dx \, dy} \end{aligned} \quad (3.10)$$

Donde A es el área del concentrador solar y las integrales están definidas para toda la superficie del concentrador. Los valores de la desviación estándar (std) y el error cuadrático medio (rms) coinciden si la distribución normal está centrada en el 0, siendo esto un indicativo de que no existen errores sistemáticos en la superficie reflectante y todos los errores serían de tipo estadístico o aleatorio (Lüpfer y Ulmer, 2009; März et al., 2011).

Para determinar estos valores se han desarrollado numerosos métodos (ópticos y no ópticos) para determinar el vector normal a la superficie reflectante directamente, o se puede construir primero un modelo 3D de la superficie reflectante, como se propone en esta Tesis Doctoral, para posteriormente determinar los vectores normales a la misma.

3.3.2. Fotogrametría

Para obtener el modelo 3D de la superficie reflectante es necesario capturar una serie de fotografías desde distintas orientaciones de un patrón de puntos adosado a dicha superficie (figura 3.11).

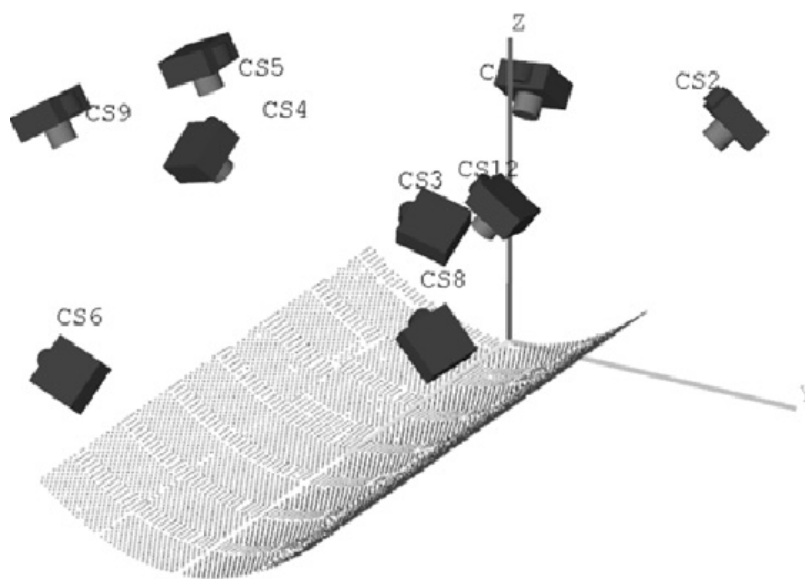


Figura 3.11: Esquema del proceso de adquisición de imágenes de una superficie mediante fotogrametría. Fuente: elaboración propia.

Para ello se puede emplear un papel vinílico adhesivo con el patrón de puntos definido impreso en su superficie. El tamaño y espaciado de los puntos se elige dependiendo del tamaño de la superficie reflectante a medir, y dicha configuración se optimiza en función de la cámara fotográfica empleada y de la distancia mínima a la que las fotos pueden ser capturadas. En el desarrollo experimental realizado, las configuraciones de patrón de puntos van de un rango de tamaños desde puntos de 10 mm de diámetro y alrededor de 1000 puntos/m² para superficies reflectantes (concentradores solares) de hasta 10 m², hasta puntos de 50 mm de diámetro y alrededor de 100 puntos/m² para superficies mayores a 60 m² (heliostatos y captadores cilindroparabólicos de gran tamaño).

Para la toma de imágenes se empleó una cámara fotográfica digital Canon EOS 5D–MarkII de 22 Mpx junto con un objetivo Canon EF 20mm f/2,8 USM.

Las imágenes adquiridas con la cámara fotográfica se procesan con un software comercial especializado en fotogrametría y tratamiento digital de imágenes llamado PhotoModeler Scanner (EOS Inc., 2014). Dicho software orienta y relaciona

automáticamente los puntos del patrón empleado gracias a la introducción de algunos puntos con codificación angular (como los que se observan en la figura 3.12). Finalmente, componiendo las imágenes adquiridas desde distintos ángulos es posible establecer mediciones entre las imágenes después de escalarlas espacialmente.

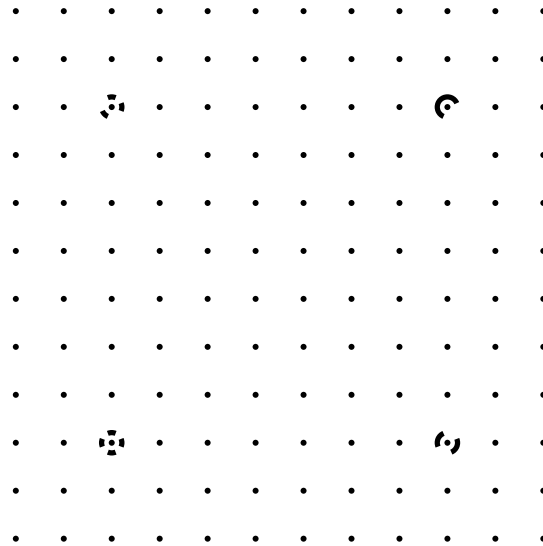


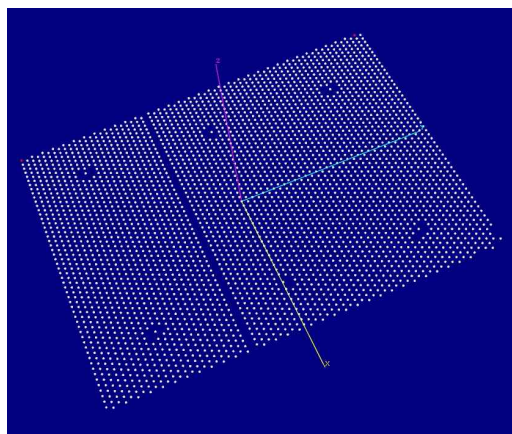
Figura 3.12: Hoja de calibrado de PhotoModeler Scanner para calibrar cámara y objetivo fotográfico en fotogrametría. Fuente: extraído de EOS Inc. (2014).

Como paso previo al tratamiento de las imágenes, se realiza una calibración de la cámara y lente empleadas, con objeto de determinar sus planos y puntos principales así como las aberraciones que la lente pueda presentar. Para ello, se fotografía una hoja patrón en formato A3 desde distintas orientaciones alrededor de la misma (figura 3.12), según el procedimiento descrito anteriormente. El software, a partir de las imágenes del patrón creadas, realiza un proceso automático de calibrado para determinar los parámetros característicos de la cámara y lente empleadas y genera un fichero de calibrado que usará en el procesado de imágenes de cualquier superficie a medir, cada vez que se emplee el mismo conjunto de cámara y lente en la toma de dichas imágenes. La tabla 3.3 muestra los resultados de calibración obtenidos para la configuración de cámara y lente empleadas en este desarrollo experimental.

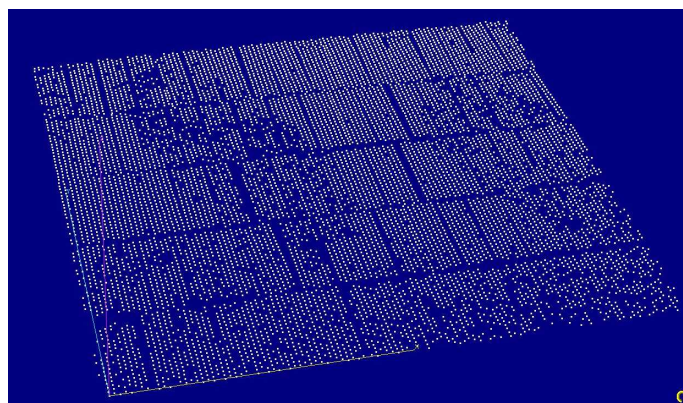
Tabla 3.3: Calibrado del conjunto de cámara y lente empleados en fotogrametría en el desarrollo experimental propuesto.

Distancia Focal		20,009 mm
Formato de imagen		36,498 mm x 24,333 mm
Tamaño de imagen		5616 pixel x 3744 pixel
Puntos principales	X	11,043 mm
	Y	7,465 mm
Distorsión de la lente	K1	$2,140 \times 10^{-4}$ mm
	K2	$-1,849 \times 10^{-7}$ mm
	P1	$-4,187 \times 10^{-5}$ mm
	P2	$-3,0 \times 10^{-5}$ mm

Una vez completada la calibración de la cámara y tratadas las imágenes, se obtiene un modelo tridimensional de la superficie reflectante gracias a la determinación de las coordenadas tridimensionales de los puntos que forman parte del patrón adosado a la misma (figura 3.13).



(a)



(b)

Figura 3.13: Modelos 3D obtenidos con PhotoModeler para la superficie reflectante de (a) una faceta y (b) un heliostato. Fuente: elaboración propia.

La precisión que se alcanza con este procedimiento es muy alta y adecuada para el tratamiento de datos posterior. Depende directamente del número y calidad de fotografías empleadas, así como del tamaño relativo de los puntos empleados; siendo del orden de las centésimas de milímetro para superficies pequeñas, y llegando a las décimas de milímetro para captadores de mayor tamaño (con superficies mayores de 60 m^2).

3.3.3. Escaneado láser

El modelo 3D de la superficie reflectante se puede obtener también mediante el uso de un láser escáner. Estos dispositivos generan un modelo tridimensional de una estructura midiendo el tiempo de vuelo de un haz láser emitido por el dispositivo, que se refleja en un cuerpo opaco y es medido por un receptor instalado en el mismo dispositivo (Marshall y Stutz, 2011). En este desarrollo experimental, el modelo empleado para la determinación de los modelos 3D es un láser escáner de Leyca Geosystems, modelo P20 (Leyca Geosystems, 2016).

En la tabla 3.4 se muestran las características principales de este dispositivo de medida.

Tabla 3.4: Características del láser escáner P20 de Leyca Geosystems. Fuente: extraído de Leyca Geosystems (2016).

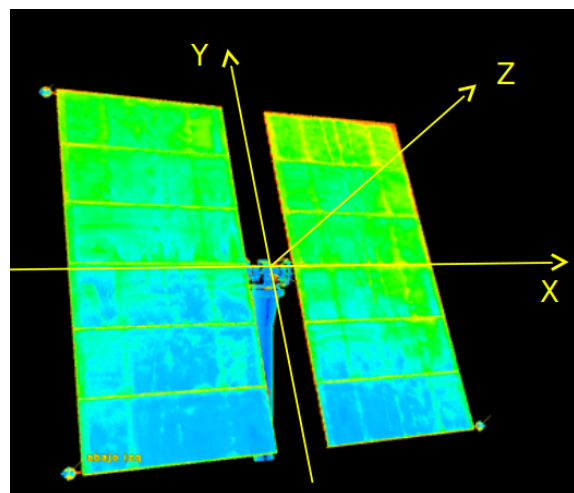
Longitud de Onda	808 nm
Tipo de Láser	Class 1 laser (IEC 60825:2014)
Divergencia de haz	0,2 mrad
Diámetro de haz	$\leq 2,8$ mm
Rango de medida	0,4 m – 120 m
Precisión angular	8''
Precisión 3D	3 mm (a 50 m)
Ruido (blanco con alta reflectancia)	0,7 mm (a 50 m)

Con el escaneado láser, se obtiene un modelo tridimensional de la superficie a medir con mayor resolución que el obtenido utilizando cámara fotográfica y patrón de puntos adherido a la superficie, a expensas de perder exactitud en las medidas debido al ruido que presenta la señal, sobre todo en las medidas en exteriores.

En la figura 3.14 se muestra el dispositivo experimental (Monterreal et al., 2017) para la medida de un heliostato con el escaneado láser (izqda.), cuyas características se presentan en la tabla 3.4, y el modelo tridimensional obtenido con el mismo (dcha.).



(a)



(b)

Figura 3.14: Dispositivo experimental para la medida con láser escáner (a) y modelo 3D obtenido (b). Fuente: elaboración propia.

3.3.4. Tratamiento del modelo tridimensional

Con el modelo tridimensional de puntos de medida (y sus errores asociados), obtenidos empleando cualquiera de las dos técnicas descritas, se han desarrollado una serie de algoritmos en entorno MATLAB[®], con objeto de calcular los vectores normales a los elementos de superficie establecidos y, a partir de ellos, calcular los descriptores estadísticos definidos en las ecuaciones 3.7 a 3.10.

3.3.4.1. Ajuste de la nube de puntos

Cuando ya se dispone del modelo tridimensional que contiene la nube de puntos obtenida mediante fotogrametría o escaneado láser, se realiza el ajuste de dicha nube a la superficie teórica del concentrador (faceta, heliostato, captador cilindroparábolico, disco parabólico) que ofrece el modelo del mismo. Para realizar dicho ajuste, se ha desarrollado un algoritmo de ajuste por mínimos cuadrados en 3D con objeto de minimizar las diferencias entre las superficies real y teórica antes de proceder al cálculo de los vectores normales (Gruen y Akca, 2005; Bleyer y Gelautz, 2005).

La idea que subyace en el método es la de aproximar las coordenadas de los puntos medidos a las del modelo teórico (ecuación 3.11):

$$e(x, y, z) = f(x, y, z) - g(x, y, z) \quad (3.11)$$

Donde g es la matriz de coordenadas del modelo teórico de la superficie, f es la matriz de los valores experimentales y e corresponde a una matriz de diferencias entre los valores teóricos y las medidas experimentales. Con esta definición, el método tiene como objetivo minimizar la distancia euclídea (\vec{d}) entre modelo y coordenadas reales:

$$\min(\sum \|\vec{d}\|^2); \frac{\partial}{\partial x \partial y \partial z} \sum (f(x, y, z) - g(x, y, z))^2 = 0 \quad (3.12)$$

Para ello es necesario realizar una transformación espacial a los datos experimentales como sigue (ecuación 3.13):

$$\begin{bmatrix} x & y & z \end{bmatrix}^T = \mathbf{t} + m\mathbf{R} \begin{bmatrix} x_0 & y_0 & z_0 \end{bmatrix}^T \quad (3.13)$$

Ecuación que si se expresa matricialmente, queda como sigue (ecuación 3.14):

$$\begin{bmatrix} x \\ y \\ z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} t_x \\ t_y \\ t_z \end{bmatrix} + m \begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} & r_{13} \\ r_{21} & r_{22} & r_{23} \\ r_{31} & r_{32} & r_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_0 \\ y_0 \\ z_0 \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

donde \mathbf{t} es el vector translación, r_{ij} son los elementos de la matriz de rotación ortogonal \mathbf{R} y m es un factor de escala.

3.3.4.2. Triangulación y determinación de los vectores normales a la superficie

Una vez ajustadas las dos superficies (teórica y experimental) se procede a calcular los vectores normales (teóricos y experimentales) para cada elemento de superficie.

Para ello, se emplea el algoritmo de triangulación de Delaunay y sus derivados, implementados en MATLAB[®] (Borouchaki y Lo, 1995); de manera que, es posible dividir

las superficies en elementos triangulares en los cuales calcular su baricentro (ecuación 3.15) y calcular en él el vector normal (ecuación 3.16).

$$G = \left(\frac{x_1 + x_2 + x_3}{3}, \frac{y_1 + y_2 + y_3}{3} \right) \quad (3.15)$$

Donde G son las coordenadas del baricentro y $A(x_1, y_1)$, $B(x_2, y_2)$ y $C(x_3, y_3)$ son los vértices del triángulo.

$$\vec{N} = \vec{a} \times \vec{b} \quad (3.16)$$

Donde

$$\vec{a} = [x_2 - x_1 \quad y_2 - y_1 \quad z_2 - z_1] \quad \vec{b} = [x_3 - x_1 \quad y_3 - y_1 \quad z_3 - z_1]$$

Una vez calculado el vector normal \vec{N} para el baricentro del triángulo, se determinan las proyecciones del vector normal en los planos XZ e YZ como sigue (ecuación 3.17):

$$\begin{aligned} N_{XZ} &= \arctan \frac{N_z}{N_x} \\ N_{YZ} &= \arctan \frac{N_z}{N_y} \end{aligned} \quad (3.17)$$

La precisión del método de triangulación depende de la resolución de las nubes de puntos precursoras (del tamaño de los triángulos). Para la medida de superficies de gran tamaño ($50 \text{ m}^2 - 150 \text{ m}^2$), en las que se determinan experimentalmente del orden de 100 puntos/ m^2 , es necesario realizar una interpolación previa de los datos experimentales de manera que el error que se comete entre puntos de mayor densidad es menor que el obtenido con los puntos originales.

Un procedimiento alternativo para el cálculo de los vectores normales a una superficie, extraído de técnicas de tratamiento digital de imágenes (Solomon y Breckon, 2011) para la detección de bordes y límites de objetos en imágenes, es el basado en la utilización de filtros Sobel (Gupta y Mazumdar, 2013; Zhang et al., 2009).

El operador Sobel calcula el gradiente de la intensidad de una imagen en cada punto de la imagen (píxel). Así, para cada punto, este operador ofrece la magnitud del mayor cambio posible, la dirección de éste y el sentido desde niveles de intensidad bajos a altos. El resultado muestra cómo de abrupta o suavemente cambia una imagen en cada punto analizado y, por tanto, cuán probable es que éste represente un borde en la imagen y, también, la orientación a la que tiende ese borde. Matemáticamente, el gradiente de una función de dos variables (en este caso, la función de intensidad de la imagen) para cada punto es un vector bidimensional cuyos componentes están dados por las primeras derivadas de las direcciones verticales y horizontales. En el caso que nos ocupa, estas primeras derivadas estarán relacionadas con la pendiente de las rectas que unen puntos consecutivos por lo que, a partir de ellos, podremos calcular las componentes del vector normal a una superficie en los planos XZ e YZ (Kittler, 1983).

En la práctica, en este método se convoluciona la matriz de coordenadas, tanto experimental como teórica, con las matrices S_{xz} (ecuación 3.18a) y S_{yz} (ecuación 3.18b), para calcular las componentes del vector normal en los planos XZ e YZ respectivamente

(conocido técnicamente como filtrado Sobel).

$$S_{xz} = \begin{pmatrix} -1 & 0 & 1 \\ -2 & 0 & 2 \\ -1 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (3.18a)$$

$$S_{yz} = \begin{pmatrix} -1 & -2 & -1 \\ 0 & 0 & 0 \\ 1 & 2 & 1 \end{pmatrix} \quad (3.18b)$$

Los dos métodos expuestos, triangulación de Delaunay y filtrado Sobel, se emplearán indistintamente dependiendo de la precisión y los requerimientos de la medida durante la aplicación del desarrollo experimental propuesto en esta Tesis Doctoral, teniendo en cuenta que los algoritmos de triangulación requieren de mayor tiempo de computación mientras que los filtros Sobel, al tratarse únicamente de operaciones con matrices, presentan una menor demanda computacional.

Una vez calculadas las componentes de las normales, es posible determinar sdx y sdz según la ecuación 3.7, y los estadísticos asociados a las diferencias entre normales (ecuaciones 3.8–3.10) para determinar el error geométrico de las superficies reflectantes.

Finalmente, y a partir de los valores de SDx y SDz se puede calcular el error geométrico asociado a la superficie reflectante, teniendo únicamente en cuenta que el error total (σ^2) será el resultado de una convolución de todos los estadísticos calculados previamente:

$$\sigma^2 = \sum_i \sigma_i^2 \quad (3.19)$$

En particular,

$$\epsilon = \sqrt{SDx^2 + SDz^2} \quad (3.20)$$

Donde ϵ es el error de la pendiente (*slope-error*) definido previamente al inicio de la sección 3.3.1.

Para aquellos concentradores que presenten una distancia focal determinada (captadores cilindroparábolicos y discos parabólicos), y dado que se conocen los vectores normales a sus superficies, mediante técnicas de trazado de rayos se puede completar el método de análisis geométrico derivando indicadores adicionales de calidad para esos concentradores solares: desviaciones lineales (sección 3.3.4.3) y, sobre todo, el factor de interceptación (sección 3.3.4.4).

3.3.4.3. Desviaciones lineales

De manera análoga a la definición de SDx y SDz (ecuación 3.9 y 3.10), dado que, por un lado, se conoce el vector normal a la superficie de los concentradores y, por otro, el ángulo de incidencia de la radiación solar, es posible calcular mediante óptica geométrica cuanto se desviaría *un rayo* solar de la focal (puntual o lineal) del concentrador para cada uno de los elementos de su superficie y calcular sus estadísticos asociados. Se puede, por

tanto, definir otros factores o indicadores de calidad, como son las desviaciones lineales fdx y fdy , para describir el comportamiento de estos concentradores particulares.

$$\begin{aligned} fdx &= \sqrt{x^2 + (z - f)^2} \sin(2sdx) \\ fdy &= \sqrt{y^2 + (z - f)^2} \sin(2sdy) \end{aligned} \quad (3.21)$$

donde f es la distancia focal de la parábola.

Si se conoce el tamaño del receptor en el foco (puntual o lineal) del sistema, estos indicadores ofrecen una idea de qué desviación (en mm) presenta la radiación solar reflejada en cada uno de los elementos de superficie del captador.

3.3.4.4. Factor de interceptación

Las desviaciones lineales introducidas anteriormente no tienen en cuenta el tamaño del disco solar: el Sol no se puede considerar como un foco puntual sino que subtiende un cono de radiación determinado (9,3 mrad). Dependiendo de las desviaciones angulares sdx y $sdyc$ calculadas anteriormente y del tamaño del receptor, parte o la totalidad de ese cono de radiación puede o no incidir en el receptor, pudiendo definirse el factor de interceptación (γ) como la razón entre la radiación solar concentrada que incide en la superficie del receptor y la radiación total reflejada por el concentrador según la ecuación 3.22 (AENOR, 2013), donde G_b es la radiación normal directa, ρ es la reflectancia del captador y A es el área de la superficie de captación.

$$\gamma = \frac{I_i^{abs}}{G_b \rho A} \quad (3.22)$$

Como se ha comentado, el Sol no es una fuente puntual sino que subtiende un determinado ángulo sólido desde el punto de vista del observador. Debido a los procesos de dispersión que la radiación solar sufre cuando atraviesa la atmósfera terrestre, el tamaño aparente del Sol (9,3 mrad para AM1.5) se ve incrementado, produciéndose una aureola que rodea al disco solar. Esta distribución de radiación que llega a la superficie terrestre, se conoce como forma solar (o *SunShape* en inglés) y tiene gran influencia en el rendimiento óptico de los sistemas solares de concentración (Buie et al., 2003).

Para caracterizar esta forma solar se define la razón circunsolar (CSR, del inglés *CircumSolar Ratio*) (Biggs y Vittitoe, 1979):

$$CSR = \frac{I_{CS}}{I_{CS} + I_{Sun}} \quad (3.23)$$

Donde CSR es la razón circunsolar, e I_{CS} e I_{Sun} son las integrales de la intensidad de radiación sobre la aureola y el disco solar respectivamente.

Dependiendo de la dispersión que sufra la radiación, que está influenciada por factores climáticos locales y el camino óptico seguido en la atmósfera (es por ello que el tamaño aparente del Sol es más grande al amanecer y atardecer ya que atraviesa más cantidad de atmósfera que en las horas centrales del día, o también es mayor en zonas con gran dispersión, i.e. desiertos donde esta dispersión se debe principalmente al polvo suspendido en la atmósfera), se pueden definir diferentes valores de CSR , denominándose por su porcentaje: $CSR0\%$ (la radiación no sufre dispersión e I_{CS} es igual a 0), $CSR5\%$, $CSR10\%$, ...

Tabla 3.5: Intensidad relativa de la radiación solar en función del radio subtendido por el cono solar para distintas razones circunsolares. Fuente: extraído de Neumann et al. (2002).

Radio (rad)	CSR 0%	CSR 3.5%	CSR 5%
0	1	1	1
0,0004	0,9989	0,9989	0,9989
0,0008	0,9952	0,9951	0,995
0,0012	0,9887	0,9884	0,9882
0,0016	0,9795	0,9787	0,9782
0,002	0,9672	0,9659	0,965
0,0024	0,9512	0,949	0,9474
0,0028	0,9306	0,8994	0,926
0,0032	0,9036	0,8976	0,8976
0,0036	0,8663	0,8611	0,8589
0,004	0,8128	0,8063	0,802
0,0041	0,7945	0,7877	0,7872
0,0042	0,7728	0,7657	0,7595
0,0043	0,7456	0,738	0,7288
0,0044	0,7069	0,6982	0,6834
0,0046	0,5017	0,4917	0,4432
0,0047	0,299	0,2966	0,2528
0,0048	0,1201	0,1307	0,1109
0,0049	0,03881	0,05456	0,0471
0,005	0,01527	0,03116	0,02586
0,0052	0,004947	0,01993	0,01566
0,0053	0,003702	0,01803	0,01385
0,0054	0,002933	0,01667	0,01259
0,0055	0,002439	0,01559	0,01157
0,0056	0,002049	0,01467	0,01075
0,0058	0,001519	0,01313	0,009434
0,0059	0,001332	0,01249	0,008884
0,006	0,001163	0,01188	0,008398
0,0061	0,001032	0,01135	0,007948
0,0062	0,0008989	0,01082	0,007536
0,0064	0,00072	0,009926	0,006846
0,0065	0,0006582	0,009526	0,006525
0,0066	0,0005875	0,009145	0,006222
0,0067	0,0005269	0,008782	0,00596
0,0068	0,0004813	0,008445	0,005704
0,007	0,0004107	0,007832	0,005231
0,0086	0,0002666	0,004697	0,003021
0,0102	0,0001402	0,002964	0,001884
0,0119	8,533e - 05	0,001949	0,001281
0,0135	4,181e - 05	0,001371	0,0009464
0,0152	4,275e - 05	0,001003	0,0007139
0,0168	3,437e - 05	0,0007683	0,0005838
0,0185	2,718e - 05	0,0005923	0,0004792
0,0201	2,229e - 05	0,0004718	0,0003986
0,0217	1,106e - 05	0,0003772	0,0003345
0,0234	1,306e - 05	0,0003094	0,0002863
0,025	7,857e - 06	0,0002496	0,0002333
0,0267	9,148e - 06	0,0002105	0,0002023
0,0283	5,4041e - 06	0,0001787	0,0001804
0,03	8,865e - 06	0,0001573	0,0001777

El valor estándar de CSR para latitudes entre 25° y 40° (norte de África y sur de Europa) es el $CSR3.5\%$. En la tabla 3.5 se muestran los datos experimentales para distintos valores de CSR (Neumann et al., 2002).

Por tanto el CSR proporciona la parte de la radiación que proviene de la aureola solar con respecto a la radiación total. En la figura 3.15 se muestra gráficamente la intensidad relativa de la radiación solar para distintos perfiles de CSR .

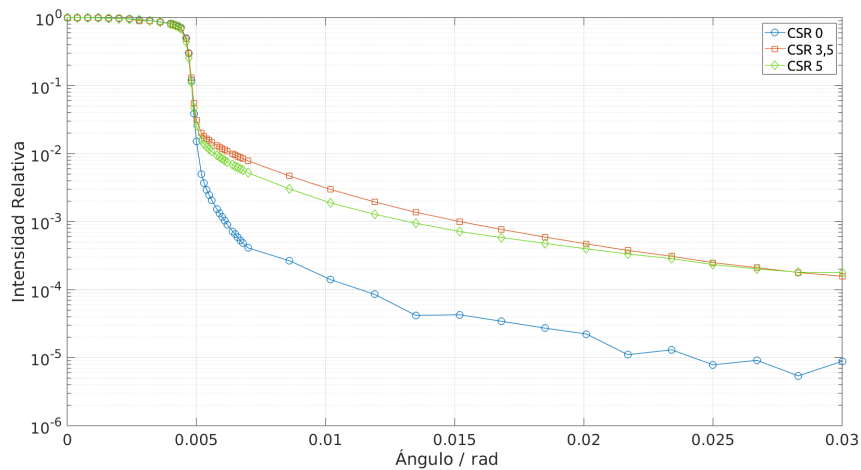


Figura 3.15: Perfiles de intensidad relativa para el disco solar. Fuente: elaboración propia, extraída de Neumann et al. (2002).

El factor de interceptación es uno de los parámetros de calidad de los concentradores más apreciado por la industria porque mide directamente el factor de pérdidas de radiación en las inmediaciones del receptor solar.

Para su cálculo, se ha desarrollado un algoritmo que, a partir de las desviaciones lineales calculadas según lo definido en el apartado 3.3.4.3 para cada uno de los elementos de superficie del concentrador, proyecta el cono solar en la superficie del receptor y computa que porcentaje de radiación reflejada no es interceptada por el receptor en función de los ángulos subtendidos respectivos (figura 3.16).

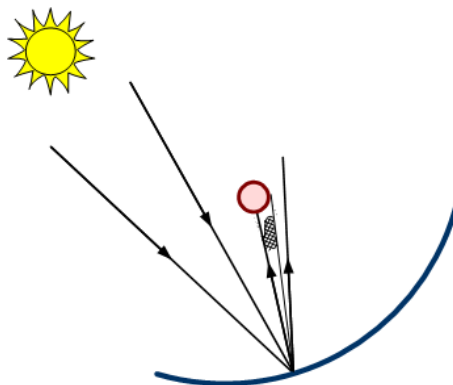


Figura 3.16: Ejemplo gráfico del factor de interceptación en un captador cilindroparabólico: parte del cono de radiación de un rayo reflejado por el concentrador no es interceptado por el receptor. Fuente: elaboración propia.

En el Apéndice A.1 se recogen los algoritmos desarrollados y programados en entorno MATLAB[®] para el cálculo de la calidad geométrica de superficies reflectantes.

3.3.4.5. Determinación de las distancias focales

Además de los parámetros de calidad geométrica ya mencionados (*slope-error* y estadísticos asociados, desviaciones lineales y factor de interceptación), y dado que las facetas, captadores, heliostatos, . . . , son sistemas ópticos, la determinación de su distancia focal real o efectiva f también es de utilidad, no solo desde el punto de vista de la simulación de estos sistemas, sino también para servir de ayuda a los diseñadores y fabricantes de los mismos en cuanto a los errores que se han cometido en su diseño y/o fabricación.

Para determinar las distancias focales reales de dichos concentradores, bastaría con realizar un ajuste por mínimos cuadrados a la superficie del modelo al que deben ajustarse y, conociendo las propiedades ópticas de dichas curvas o superficies, calcular las distancias focales reales de las superficies concentradoras.

- Facetas para captadores cilindroparábolicos y las superficies completas de los mismos, deben ajustarse a la curva:

$$g(x) = p_0 + \frac{1}{4f}(x - p_1)^2 \quad (3.24)$$

Donde f es la focal de la parábola, y p_0 y p_1 son las coordenadas del vértice de la parábola.

- Facetas para heliostatos esféricos y las superficies completas de los mismos, se deben ajustar a la superficie:

$$g(x, y) = p_0 + \sqrt{R^2 - (x - p_2)^2 - (y - p_3)^2} \quad (3.25)$$

Donde R es el radio de la esfera, siendo su distancia focal $R/2$, y p_0 , p_2 y p_3 serían las coordenadas del centro de la esfera.

- Heliostatos parabólico-elípticos, se ajustan a una superficie definida por:

$$g(x, y) = p_0 + \frac{1}{4f_x}(x - p_1)^2 + \frac{1}{4f_y}(y - p_2)^2 \quad (3.26)$$

Donde f_x y f_y serían las distancias focales en los ejes x e y respectivamente, y p_0 , p_1 y p_2 son las coordenadas del vértice de la parábola-elipse.

En la mayoría de los casos, el canteo de un heliostato es esférico, pero con la idea de descubrir posibles errores en la construcción del heliostato, se suelen generalizar estos modelos a superficies parabólico-elípticas y, de esta manera, descubrir posibles asimetrías en el canteo de la superficie.

3.4. Simulación de un sistema de receptor central y validación experimental

Con los valores de reflectancia y error geométrico (*slope-error*) que se determinan siguiendo la metodología descrita previamente en las secciones 3.2 y 3.3, y con objeto de comprobar la validez de las metodologías propuestas, se completa el estudio con la simulación del comportamiento óptico de un campo de heliostatos, empleando como parámetros de entrada, además de los factores geométricos de los heliostatos y el campo (coordenadas de posición, número de facetas y disposición de las facetas en el heliostato, distancias focales, etc.), la reflectancia media y el error geométrico medio de los heliostatos que componen el campo solar.

De todos los códigos de simulación introducidos en el capítulo anterior (sección 2.4) se selecciona Tonatiuh (Blanco et al., 2005) y FiatLux (Monterreal, 2000) para comprobar la bondad de los resultados experimentales obtenidos. Se propone el uso de Tonatiuh para la simulación del campo de heliostatos en conjunto y FiatLux para comparar el comportamiento de heliostatos individuales frente a su modelo o paradigma. Se eligen estos dos códigos de simulación por su disponibilidad y facilidad de uso, pero principalmente por su precisión contrastada experimentalmente en numerosas ocasiones (García et al., 2015; Yellowhair et al., 2014; Wang et al., 2020; Collado, 2010), además de que ambos códigos ofrecen una forma directa en la interfaz de parámetros de entrada para introducir los valores de error geométrico y reflectancia en los distintos modelos.

Para el modelado de un campo de heliostatos con Tonatiuh, se programa un script con el modelo del campo seleccionado (Apéndice A.2), con el objetivo de automatizar en la medida de lo posible el proceso de modelado. Dicho script tiene como entradas los siguientes vectores:

- Identificación del heliostato
- Coordenadas x , y , z de posición del heliostato en el campo solar (en m)
- Coordenadas APx , APy , APz del apunte del heliostato (del inglés *aiming point*, en m)
- Distancia focal de las facetas (en m)
- Distancia focal del heliostato (o *slant range*, en m)
- Reflectancia de las facetas (adimensional)
- Error geométrico de las facetas (en mrad)
- Dimensiones y posición del receptor (en m)

Y a partir de estas entradas, el script genera el modelo del campo de heliostatos y receptor siguiendo el diagrama de flujo que se muestra en la figura 3.17.

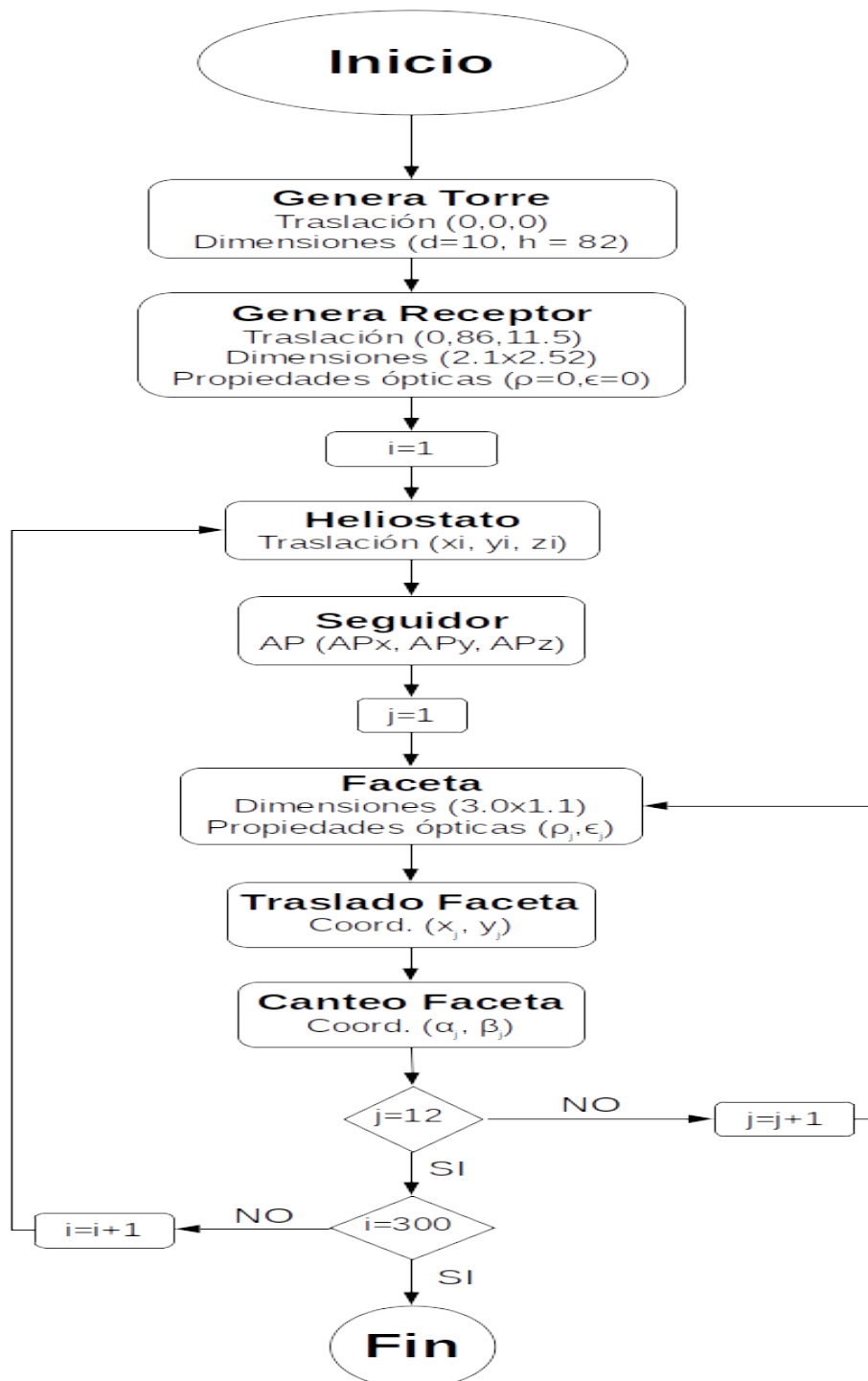
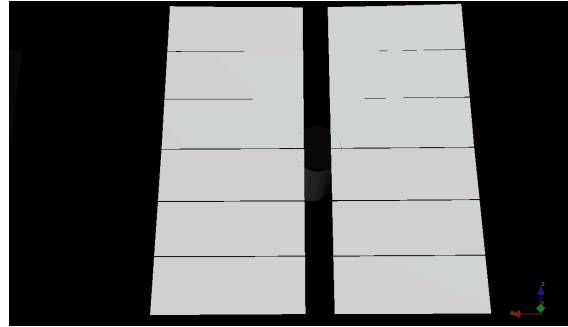
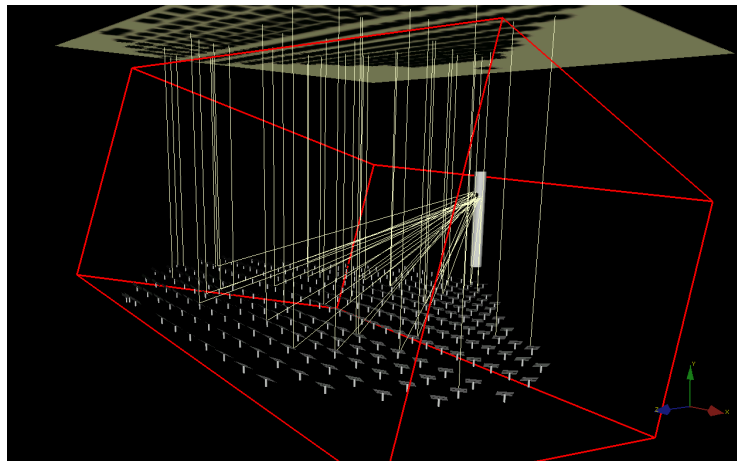


Figura 3.17: Diagrama de flujo implementado en el script programado en el software de trazado de rayos Tonatiuh para la generación del modelo de simulación de la torre y campo de heliostatos de la planta CESA-I. Fuente: elaboración propia.

La figura 3.18 muestra un ejemplo del modelo generado con Tonatiuh a partir del script anteriormente descrito del sistema CESA-I de la PSA, mostrando el detalle de un heliostato individual y del campo de heliostatos completo, incluyendo la torre solar y el receptor.



(a)



(b)

Figura 3.18: Ejemplo de modelo generado con Tonatiuh del sistema CESA-I de la PSA: (a) de un heliostato y (b) de todo el campo de heliostatos y la torre. Fuente: elaboración propia.

Además, Tonatiuh incorpora en su librería de modelos para el tratamiento de la radiación solar, el modelo de Ballestrín de atenuación atmosférica (Ballestrín y Marzo, 2012), que será el que se emplee en las simulaciones para el cálculo de la potencia incidente en el receptor solar. Tal y como se ha implementado en Tonatiuh, al seleccionar el modelo de Ballestrín de atenuación, el programa permite seleccionar entre modelo de día claro o de baja visibilidad (Ballestrín y Marzo, 2012).

Finalmente, los resultados de la simulación se contrastan experimentalmente con el sistema de medida de flujo de radiación solar concentrada en receptores solares de torre que se encuentra instalado en los receptores de la PSA, ProHERMES 2.A (Télez et al., 2004; Hoffschmidt et al., 2003; Ballestrín y Monterreal, 2004).

ProHERMES 2.A (Sistema de Medición Programable de Heliostatos y Receptores) es la última generación de sistemas de medida de radiación solar concentrada basados en el método de medida indirecta. Funciona en una plataforma de PC, con componentes software y hardware comerciales y una capacidad de programación muy flexible. La figura 3.19 muestra un diagrama de bloques del sistema instalado en las torres de los sistemas CRS de la PSA: CESA-I y SSPS-CRS.

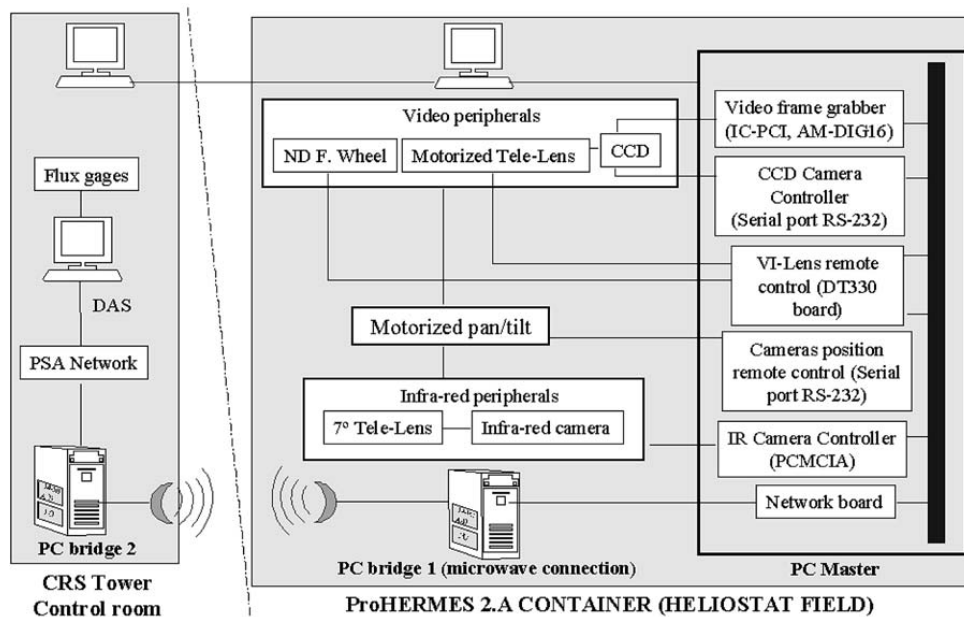


Figura 3.19: Diagrama de bloques que muestra el funcionamiento del sistema de medida indirecta de radiación solar concentrada ProHERMES 2.A. Fuente: extraído de Ballestrín y Monterreal (2004).

El sistema consta de los siguientes componentes:

- Cámara CCD. En este caso se trata de una cámara ORCA II de Hamamatsu Photonics (Hamamatsu Photonics., 2016), de 1024 px x 1280 px, refrigerada con una célula peltier para reducir el ruido térmico y que presenta un rango dinámico de 14 bits. La óptica, con control remoto, es una lente FUJINON H14X10.5A-R11, con un zoom óptico de rango 10,5 mm–147 mm.
- Un calorímetro tipo Gardon de Vatell (Vatell Corporation, 2010), con rango de medida de 0–1200 kW/m². Este sensor realiza una medida de la diferencia de temperatura con un termopar diferencial entre la superficie del sensor, de 25 mm de diámetro y recubierta con Zynolite[®] (pintura negra de alta absorción), y el cuerpo del mismo, que está refrigerado por agua. Conociendo la absorción de la superficie, la energía incidente en el sensor es proporcional a la diferencia de temperatura medida.
- Una superficie lambertiana móvil de alta reflectancia difusa recubierta con una pintura blanca de alta temperatura.

El procedimiento de medida consiste básicamente en capturar, con el dispositivo CCD de alta resolución, la imagen del blanco lambertiano en movimiento cuando se sitúa delante de la superficie del receptor solar. El blanco lambertiano (barra móvil) se dispone durante su instalación en la torre de tal manera que se mueve frente al receptor e intercepta la radiación solar concentrada reflejada por el campo de heliostatos tan próximo al receptor como sea posible, en el llamado plano de medición. Como resultado, la distribución de intensidad relativa capturada por la cámara CCD, o mapa en intensidades, representa la distribución de radiación concentrada en la superficie del receptor (figura 3.20).

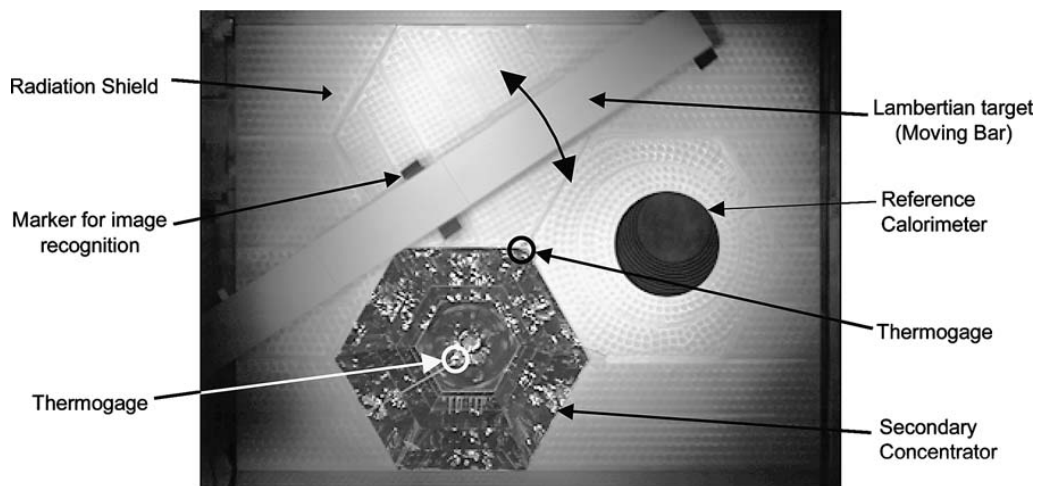


Figura 3.20: Ejemplo de blanco lambertiano desplazándose sobre la superficie de un receptor solar. Fuente: extraído de Ulmer et al. (2004).

Con el fin de medir el contenido energético característico de la radiación solar concentrada, el sistema debe ser calibrado. El procedimiento de calibración se basa en la posibilidad de correlacionar el valor de la intensidad de cualquier píxel de la imagen del blanco lambertiano capturada con la cámara CCD, con el correspondiente valor de irradiancia medido por el calorímetro refrigerado por agua, que estará situado en las inmediaciones del receptor. La figura 3.21 muestra la función de calibración para el sistema particular instalado en la torre CESA-I de la PSA.

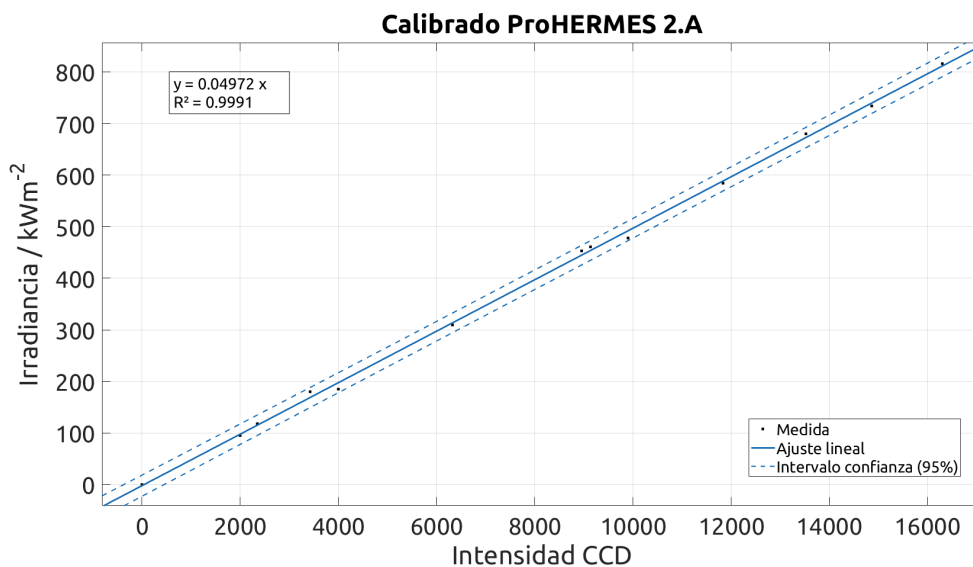


Figura 3.21: Ejemplo de recta de calibración del sistema de medida de radiación solar concentrada ProHERMES 2.A instalado en la torre CESA-I de la PSA. Fuente: extraído de Ballestrín y Monterreal (2004).

En estas condiciones, la incertidumbre general del sistema para la medida de la distribución de radiación solar concentrada en la superficie del receptor es inferior al 5% (Lüpfert et al., 2000; Ballestrín y Monterreal, 2004).

Capítulo 4

Resultados Experimentales

*Si los hechos no encajan en la teoría,
cambie los hechos.*

Albert Einstein

RESUMEN:

En este capítulo se recogen los resultados obtenidos al aplicar las distintas metodologías presentadas en el capítulo 3 para la caracterización óptica de heliostatos y campos de heliostatos.

En primer lugar se muestra la actualización que se ha realizado del software DELSOL, integrando el código de simulación desarrollado a principios de los años 80, en un entorno gráfico desarrollado en MATLAB[®], con objeto de que pueda ser ejecutado en sistemas operativos de 64 bits. Al mismo tiempo se recoge, a modo de ejemplo, la simulación de un sistema CRS compuesto de un receptor cilíndrico y campo de heliostatos con configuración circular.

El método estadístico para la determinación de la reflectancia media de un campo de heliostatos se ha aplicado con éxito a los campos SSPS-CRS y CESA-I de la PSA, demostrándose así la generalización del método para distintos campos de heliostatos, independientemente de las particularidades que la reflectancia especular de las facetas pueda mostrar en cada uno de ellos.

Mediante el método desarrollado, que hace uso de las técnicas de fotogrametría o de escaneado láser, se ha caracterizado geoméricamente (determinación del *slope-error*, distancias focales, ...) facetas de heliostatos y heliostatos completos. Se presentan ejemplos de la aplicación del método a distintos prototipos con formas, geometrías y tamaños distintos con objeto de mostrar su generalidad.

Finalmente, a modo de comprobación experimental, se ha simulado con Tonatiuh el campo de heliostatos CESA-I de la PSA, empleando como entradas de dicho código la reflectancia especular y el error geométrico medidos experimentalmente. Se ha comparado dicha simulación con las medidas experimentales de potencia incidente en un receptor instalado en la torre CESA-I en el mismo instante de tiempo.

4.1. Adaptación del código WinDELSOL a entornos de computación de 64 bits

Como se describió en la sección 2.4, DELSOL es un código de simulación basado en la convolución de polinomios de Hermite, desarrollado por la universidad de Houston a principios de los años 80. Está programado en Fortran 77 y requiere de ficheros de entrada poco amigables para llevar a cabo la simulación, al mismo tiempo que los resultados de salida los ofrece también en ficheros de texto.

A pesar de que se realizó a principios de este siglo una primera actualización gráfica con WinDELSOL, programada en Visual Basic, ésta también ha quedado obsoleta ya que la compilación existente está realizada para entornos informáticos de 32 bits, no pudiéndose ejecutar en sistemas actuales, donde casi la totalidad de ellos se ejecutan en procesadores de 64 bits.

Por estas razones, se ha propuesto integrar el código de DELSOL en un entorno actual de programación, desarrollando una interfaz gráfica, tanto de entrada como de salida, en entorno MATLAB[®] que posibilita la ejecución en sistemas de 64 bits.

4.1.1. Entrada de datos en el programa

Para introducir los parámetros de diseño del sistema CRS cuyo comportamiento energético se desee simular, se han programado una serie de interfaces gráficas (GUI's en entorno MATLAB[®], del inglés *Graphical User Interface*). Al ejecutar el programa se despliega una ventana que contiene un menú general que posibilita la selección de distintos parámetros de configuración del sistema CRS:

- Parámetros del sistema CRS, donde se introducen los parámetros generales de diseño de la planta: localización (latitud geográfica y altura sobre el nivel del mar), tamaño (definido como la potencia eléctrica neta que generará la planta en el punto de diseño), la eficiencia del ciclo termodinámico, y el múltiplo solar¹.
- Punto de diseño de la planta, donde se selecciona el día y hora de diseño, y la irradiancia normal directa para el punto de diseño.
- Diseño del receptor, donde se introduce el tipo de receptor, la absorptancia del mismo y el límite de concentración alcanzable (definido en kW/m²). Además, se introducen las variables de optimización que usará DELSOL para los cálculos energéticos (rango de tamaños de la torre y de dimensiones del receptor).
- Diseño del campo de heliostatos, donde se introduce el tipo de campo solar (configuración norte o circular) y los límites de tamaño del mismo (definidos en función de la altura de la torre).
- Diseño del heliostato, donde se introduce la geometría del heliostato (rectangular o circular), su reflectancia media y la superficie reflectante útil (como porcentaje de la superficie total).

¹Cociente entre la potencia térmica producida por el campo solar en el punto de diseño y la potencia térmica que el campo solar debe producir para que el bloque de potencia funcione a potencia nominal (AENOR, 2013).

La figura 4.1 muestra un ejemplo de la interfaz gráfica programada para simular un sistema CRS particular que considera un receptor cilíndrico, heliostato rectangular y campo solar circular.

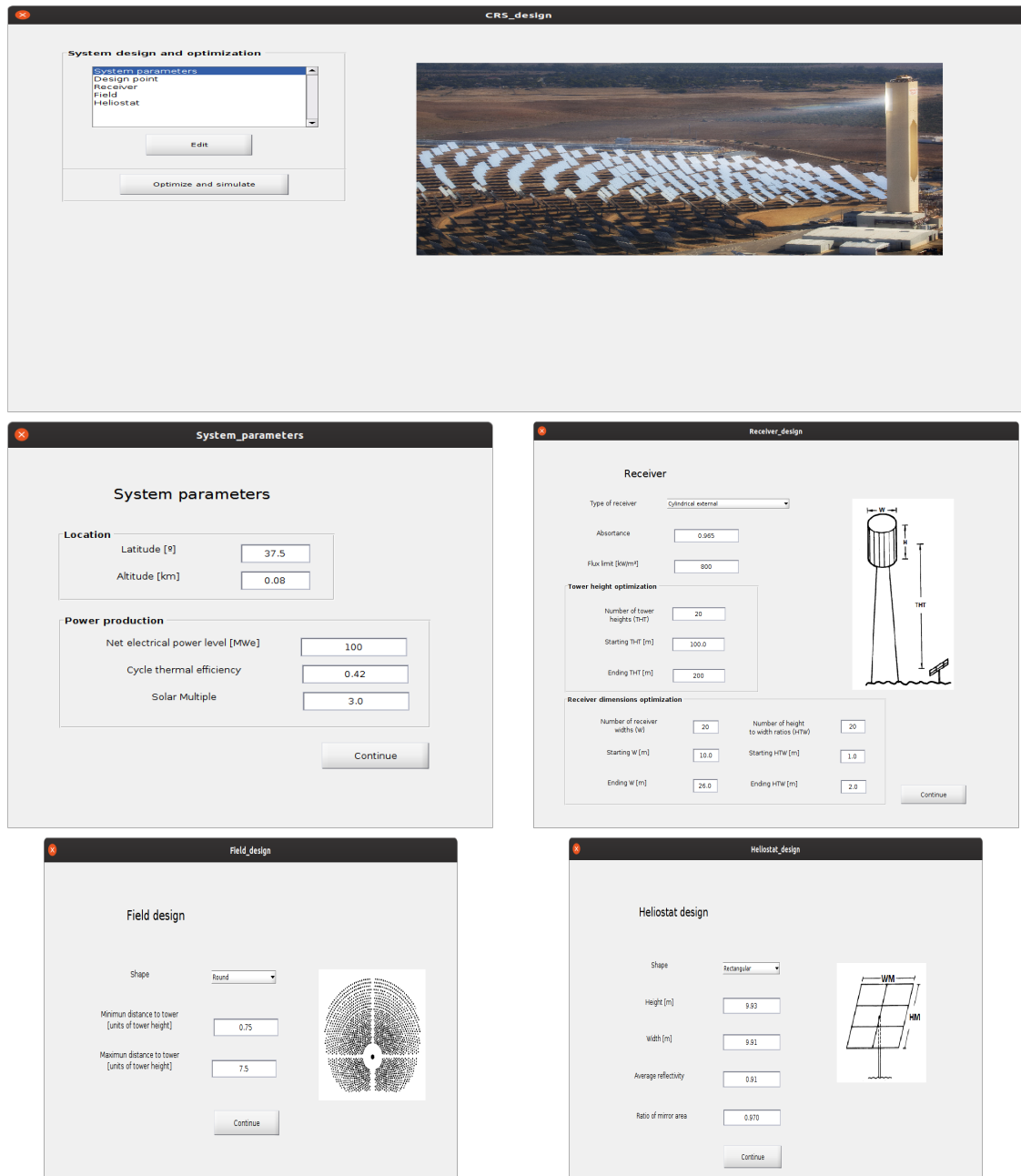


Figura 4.1: Interfaz gráfica para la introducción de parámetros de diseño en DELSOL programada en entorno MATLAB[®]. Ejemplo para el diseño de un sistema CRS con receptor cilíndrico, heliostato rectangular y campo solar circular.

Una vez introducidos los parámetros de diseño, DELSOL calcula el número de heliostatos necesarios para alcanzar la potencia nominal del sistema y optimiza la altura de la torre y el tamaño del receptor para maximizar la energía eléctrica total anual generada.

Una vez concluida la simulación, el programa ofrece el siguiente conjunto de resultados calculados, así como gráficos de eficiencias (ver ejemplo en la figura 4.2):

- Energía eléctrica generada y pérdidas térmicas para distintos momentos del año.
- Información de la producción energética anual del sistema.
- Dimensiones del campo solar, altura de la torre y tamaño del receptor.
- Gráfico diario de potencia térmica incidente en el receptor, electricidad generada e irradiancia normal directa.
- Gráfico de eficiencia óptica media del sistema para distintos momentos del año.
- Gráfico de eficiencia óptica media anual del campo solar.

La figura 4.2 muestra los resultados para el ejemplo de receptor cilíndrico, heliostato rectangular y campo circular simulado.

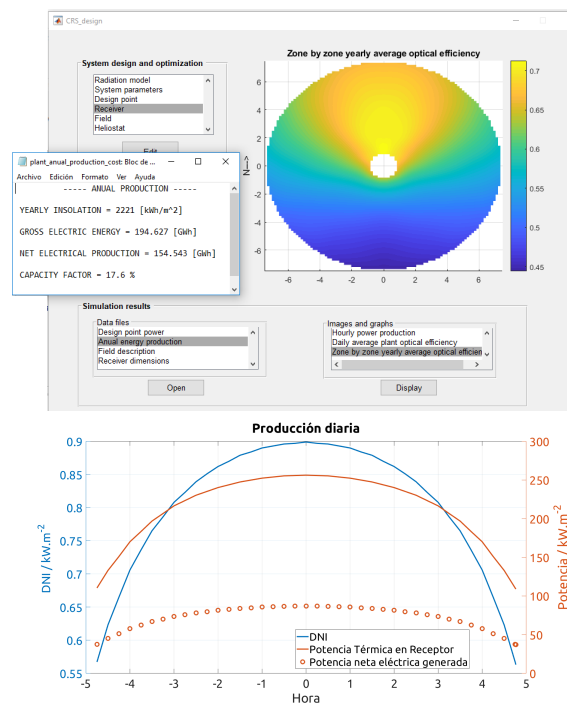


Figura 4.2: Resultados gráficos que se obtienen con el código programado para adaptar DELSOL a sistemas de 64 bits. Ejemplo para el diseño de un sistema CRS con receptor cilíndrico, heliostato rectangular y campo solar circular.

El código WinDELSOL actualizado, debido a que no permite introducir campos de heliostatos ya existentes, puesto que el propio código optimiza el campo de heliostatos para los parámetros de entrada seleccionados, no se va a emplear para la simulación de sistemas CRS en el desarrollo experimental realizado en esta Tesis Doctoral; pero se considera una aportación de utilidad para la comunidad científica ya que permite seguir usando, de manera sencilla, la potencia del código de convolución de polinomios de Hermite programado a principios de los años 80.

4.2. Determinación de la reflectancia media de un campo de heliostatos

En este apartado se presentan los resultados del tratamiento estadístico realizado en los datos de reflectancia especular medidos en un campo de heliostatos, siguiendo la metodología presentada en la sección 3.2, para tratar de independizar las medidas de la posición de medida dentro de una faceta y de la faceta elegida dentro de un heliostato, además de para agrupar conjuntos de heliostatos del campo solar en función de su reflectancia especular. Inicialmente se muestran los resultados obtenidos aplicando la metodología al campo de heliostatos SSPS-CRS de la PSA. Posteriormente, se extiende la aplicación del método a la medida de reflectancia del campo de heliostatos CESA-I.

Para realizar el tratamiento estadístico se ha utilizado el paquete de software Microcal Origin ver. 8.0. (OriginLab Corporation, 2020).

4.2.1. Aplicación al campo de heliostatos SSPS-CRS de la PSA

4.2.1.1. Influencia en la reflectancia de la posición de medida en una faceta

Tal y como se describe en la sección 3.2.3, se seleccionó una muestra al azar de 15 facetas del conjunto de 15 heliostatos seleccionados aleatoriamente del campo solar SSPS-CRS (figura 3.6) y en ellas se midió la reflectancia especular en nueve posiciones distintas (figura 3.7a), en un intervalo de 2 horas, para comprobar si era posible independizar la posición de medida en la faceta de los resultados.

La figura 4.3 muestra un gráfico de cajas con las medidas efectuadas en las 15 facetas seleccionadas siguiendo la codificación mostrada en la figura 3.7a.

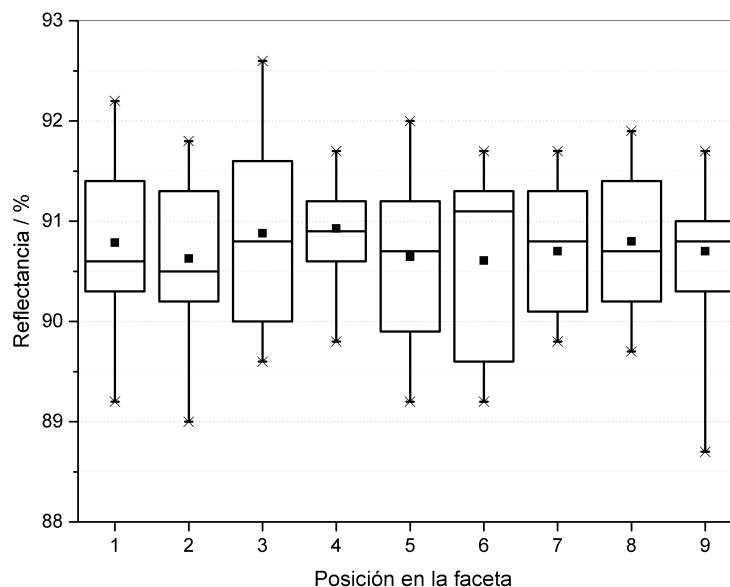


Figura 4.3: Descriptores estadísticos de las medidas de reflectancia especular realizadas en las 9 posiciones del conjunto de facetas seleccionado en el experimento realizado en el campo de heliostatos SSPS-CRS. La caja se extiende desde los percentiles 25 a 75, quedando el cuadrado central (media) englobado en ellas. La línea interior representa la mediana de los valores mientras que las cruces son los valores máximo y mínimo medidos para cada faceta.

Como se observa en la figura 4.3, los valores medios para cada una de las 9 posiciones de medida distintas se encuentran dentro de los rangos mostrados (percentiles 25 a 75) del resto de medidas, indicando este hecho que las diferencias apreciadas en las medias no van a ser significativas, dentro del intervalo de significación elegido (en nuestro caso el 95 %).

Para corroborar este hecho, se debe aplicar un análisis ANOVA para explicar la varianza de las medidas, y para ello hay que comprobar que las medidas siguen una distribución normal, ya que este análisis sólo es aplicable a distribuciones normales. Por esto, se realizó un test de normalidad de Shapiro-Wilk de los datos. El resultado de este análisis se muestra en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Test de normalidad para los datos de posición en las facetas medidas del sistema SSPS-CRS.

Conjunto datos	N	W	P Value
FACETAS1	15	0,97868	0,93296
FACETAS2	15	0,95490	0,57843
FACETAS3	15	0,95381	0,56153
FACETAS4	15	0,93721	0,34057
FACETAS5	15	0,96282	0,70650
FACETAS6	15	0,86572	0,29114
FACETAS7	15	0,93153	0,28313
FACETAS8	15	0,96670	0,76950
FACETAS9	15	0,90526	0,11538

En este caso, como la hipótesis nula consiste en que los datos siguen una distribución normal, y todos los valores del estadístico P (P Value) son mayores de 0,05, se acepta que los datos siguen una distribución normal con un nivel de confianza superior al 95 %.

Se puede ver el mismo resultado gráficamente si se representa el gráfico Q-Q, donde en los ejes X e Y representan los cuantiles de la distribución de probabilidad asociada a los datos experimentales de reflectancia (figura 4.4).

Como se explicó en la sección 3.2.2, estos gráficos representan los cuantiles de k -ésimo orden de una distribución ($k/(n-1)$) y se comparan con la distribución normal. Si dichos cuantiles se aproximan a una línea recta, se puede concluir que la distribución es normal.

Una vez comprobada la normalidad de la muestra, se realiza el análisis ANOVA con un nivel de significación del 95 %, tomando como hipótesis nula que las medias de los diferentes grupos son iguales, y siendo la hipótesis alternativa que al menos una de las medias es diferente. La tabla 4.2 muestra los descriptores estadísticos (media, desviación estándar (SD) y error típico (SE)) de las medidas de reflectancia especular realizadas en campo, así como los resultados del análisis ANOVA.

Dicho test ofrece como resultado que no existen diferencias significativas entre las medias de las distintas posiciones de medida dentro de una faceta, lo que permite ya concluir de manera preliminar que es posible medir en cualquier punto de la faceta de un heliostato del campo SSPS-CRS para obtener un dato de la reflectancia representativo de la faceta entera.

Para completar el análisis estadístico se realiza un test de Levene para comprobar la igualdad de varianzas, de nuevo al 95 % de confianza, resultando que incluso las varianzas son iguales (Tabla 4.3).

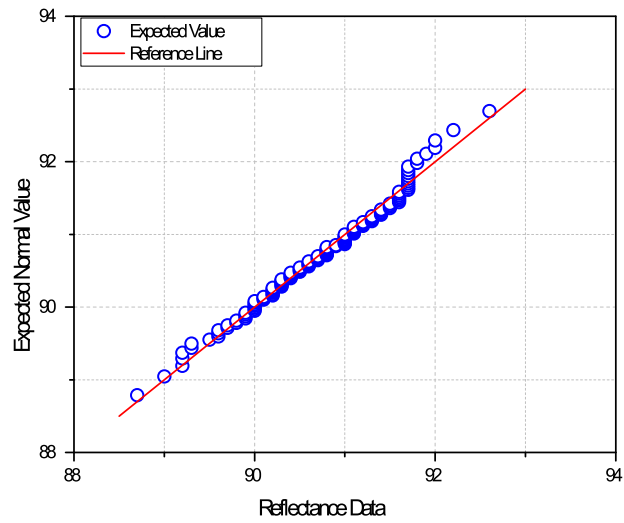


Figura 4.4: Gráfico de normalidad de medidas para las distintas posiciones de medida en las facetas (campo de heliostatos SSPS-CRS).

Tabla 4.2: Descriptores estadísticos de los valores de reflectancia medidos y análisis ANOVA de los mismos (campo de heliostatos SSPS-CRS).

Conjunto Datos	N	Media	SD	SE
FACETAS1	15	90,78667	0,79000	0,20398
FACETAS2	15	90,62667	0,76576	0,19772
FACETAS3	15	90,88000	0,87847	0,22682
FACETAS4	15	90,92667	0,52163	0,13468
FACETAS5	15	90,64667	0,88064	0,22738
FACETAS6	15	90,60667	0,92309	0,23834
FACETAS7	15	90,70000	0,61760	0,15946
FACETAS8	15	90,80000	0,66548	0,17182
FACETAS9	15	90,70000	0,76064	0,1964

ANOVA					
Fuente	GL	Suma de Cuadrados	Media de Cuadrados	F Value	P Value
Modelo	8	1,54103704	0,192629630	0,32805	0,95392
Error	126	73,9866667	0,587195767		

Tabla 4.3: Test de igualdad de varianzas para los valores de reflectancia especular medidos (campo de heliostatos SSPS-CRS).

Fuente	GL	Suma de Cuadrados	Media de Cuadrados	F Value	P Value
Modelo	8	3,96684400	0,495855500	1,13266	0,34601
Error	126	55,1600627	0,437778275		

Por último, si se realiza un análisis de la potencia del procedimiento estadístico realizado (tabla 4.4), se obtiene la probabilidad de rechazar la hipótesis nula (las medias son iguales), siendo verdadera. En este caso, la probabilidad de rechazar la hipótesis nula es de 0,70. Si se observan los resultados de la tabla 4.4, se comprueba que es posible aumentar la probabilidad de rechazar la hipótesis nula aumentando el número de medidas; por ejemplo, para 200 medidas la potencia aumenta a 0,78.

Tabla 4.4: Análisis de potencia para los valores de reflectancia especular medidos (campo de heliostatos SSPS-CRS).

α	Tamaño muestral	Potencia
0,5	135	0,70430 (actual)
0,5	50	0,58096
0,5	100	0,65766
0,5	200	0,77704

Por tanto y a modo de resumen, se puede elegir cualquier posición dentro de la superficie de la faceta de un heliostato del campo SSPS-CRS para realizar la medida de la reflectancia especular, ya que, como se ha demostrado, considerando un nivel de confianza del 95 % las diferencias entre medias no son significativas. Además, este hecho muestra que la superficie reflectante de las facetas es muy homogénea, quiere esto decir que la reflectancia decae de manera uniforme en toda la superficie de la faceta cuando aumenta su nivel de ensuciamiento.

4.2.1.2. Influencia en la reflectancia de la faceta a medir dentro de un heliostato

El mismo análisis estadístico efectuado en el apartado 4.2.1.1 para una faceta, se realizó para determinar si existen diferencias significativas al medir la reflectancia especular de las distintas facetas que componen un heliostato. Para ello, se tomó una medida en la zona central de cada una de las 12 facetas (ver figura 3.7b) de 15 heliostatos seleccionados aleatoriamente del campo de heliostatos SSPS-CRS (ver figura 3.6). La figura 4.5 muestra un gráfico de cajas con los descriptores estadísticos de las medidas realizadas en la muestra de 15 heliostatos.

Como se observa en la figura 4.5, las facetas presentan una pérdida progresiva de reflectancia entre las superiores y las inferiores. Como se muestra en la figura 3.7b, las facetas están dispuestas en dos columnas de seis facetas cada una de ellas y están identificadas con los ordinales 1 a 12, siendo las facetas superiores la 1 y 6 para ambas columnas y aumentando de ordinal respectivamente hasta 6 y 12 para las facetas inferiores.

La pérdida progresiva de reflectancia de las facetas se explica fácilmente por la posición de trabajo del heliostato: las facetas más próximas al suelo se van a ensuciar más que las facetas superiores debido al posible polvo que surja del suelo del campo de heliostatos, que normalmente no logra alcanzar las facetas superiores; y, por tanto, presentaran una reflectancia menor.

El siguiente paso del estudio consiste en determinar si las diferencias existentes en los valores medidos de reflectancia son significativas, en cuyo caso, es necesario incluir la posición de la faceta en la elección de la muestra de heliostatos para determinar la reflectancia total del campo solar.

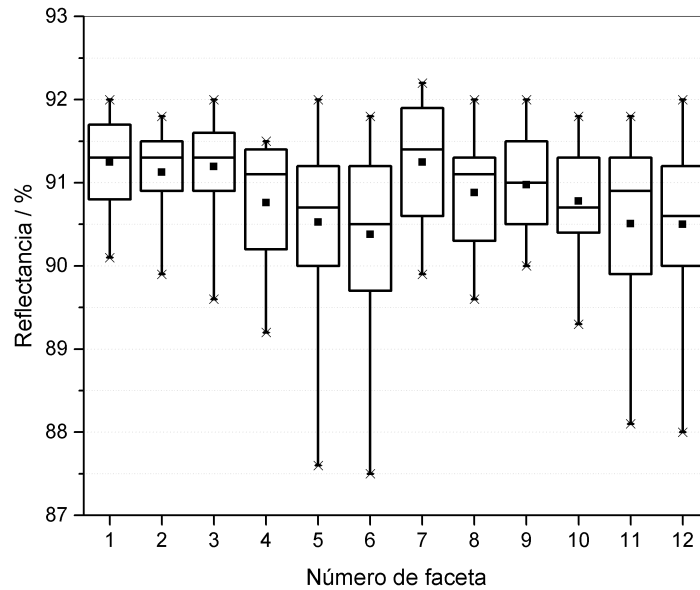


Figura 4.5: Descriptores estadísticos de las medidas de reflectancia especular realizadas en todas las facetas de 15 heliostatos del campo SSPS–CRS. La caja se extiende desde los percentiles 25 a 75, quedando el cuadrado central (media) englobado en ellas. La mediana se representa por la línea horizontal interior al rectángulo, mientras que las cruces son los valores de reflectancia máximo y mínimo medidos para cada una de las facetas.

Antes de comenzar con el análisis de las medias, se realiza un test de normalidad de los datos para comprobar si es posible realizar un análisis ANOVA para explicar la varianza de las medidas (sólo posible cuando los datos siguen una distribución normal). Los resultados de dicho análisis se muestran en la tabla 4.5.

Tabla 4.5: Test de normalidad para los datos de las facetas en el heliostato (campo de heliostatos SSPS–CRS).

Conjunto Datos	N	W	P Value
HELIOSTATO1	15	0,94252	0,40277
HELIOSTATO2	15	0,89778	0,08888
HELIOSTATO3	15	0,86875	0,03232
HELIOSTATO4	15	0,83333	0,00968
HELIOSTATO5	15	0,89739	0,08766
HELIOSTATO6	15	0,89666	0,08547
HELIOSTATO7	15	0,93958	0,36738
HELIOSTATO8	15	0,94399	0,42150
HELIOSTATO9	15	0,96596	0,75755
HELIOSTATO10	15	0,95722	0,61520
HELIOSTATO11	15	0,90025	0,09689
HELIOSTATO12	15	0,92224	0,20732

Los datos recogidos en la tabla 4.5 se pueden expresar gráficamente en un gráfico Q-Q (figura 4.6). En este gráfico se aprecia como se alejan los cuantiles de la línea roja de referencia, indicando que la distribución no puede aproximarse por una distribución normal y, por tanto, los análisis clásicos de comparación de medias (ANOVA) no son aplicables.

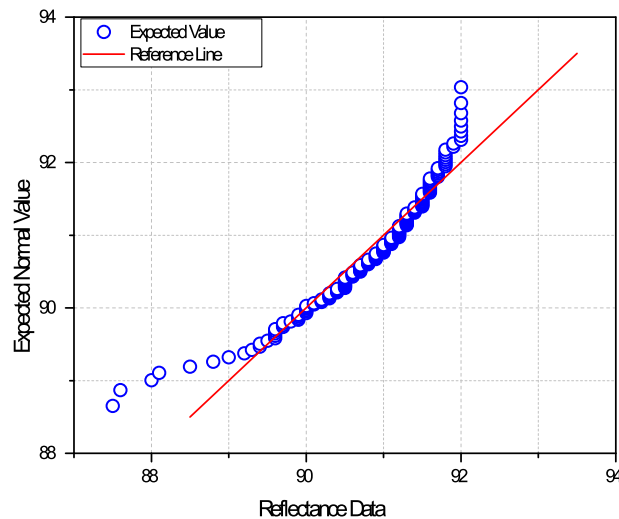


Figura 4.6: Gráfico Q-Q de normalidad de medidas de reflectancia para las distintas posiciones de facetas en los heliostatos del campo SSPS-CRS.

Como no se obtiene igualdad de medias, se realiza una comparación entre medias individuales aplicando el método de Bonferroni (sección 3.2.2.2). Dicho test construye unos intervalos de confianza para cada media y para un nivel de significación determinado. Posteriormente calcula si la media a comparar se encuentra dentro del intervalo de confianza definido. Este test no es tan potente como el análisis ANOVA pero, a diferencia de éste, es aplicable a todo tipo de datos, independientemente de que sigan o no una distribución normal.

Los resultados del test de Bonferroni se recogen en la tabla 4.6, y como se ve en la misma, no existen diferencias entre medias cuando se comparan entre ellas una a una.

Tabla 4.6: Test de Bonferroni de igualdad de medias de las medidas de reflectancia para distintas posiciones de facetas en la muestra de 15 heliostatos aleatorios (campo de heliostatos SSPS-CRS).

Conjunto Datos	Media	Diferencia entre Medias	Intervalo de Confianza Simultáneo		Significación a nivel 0,05
			Superior	Inferior	
HELIOSTATO 1	91,24667				
HELIOSTATO 10	90,78000	0,46667	-0,57791	1,51125	No
HELIOSTATO 11	90,50667	0,74000	-0,30458	1,78458	No
HELIOSTATO 12	90,50000	0,74667	-0,29791	1,79125	No
HELIOSTATO 2	91,12667	0,12000	-0,92458	1,16458	No
HELIOSTATO 3	91,19333	0,05333	-0,99125	1,09791	No
HELIOSTATO 4	90,76000	0,48667	-0,55791	1,53125	No

Continúa en la página siguiente. . .

... viene de la página anterior.

HELIOSTATO 5	90,52667	0,72000	-0,32458	1,76458	No
HELIOSTATO 6	90,38000	0,86667	-0,17791	1,91125	No
HELIOSTATO 7	91,24667	1,42109E-14	-1,04458	1,04458	No
HELIOSTATO 8	90,88000	0,36667	-0,67791	1,41125	No
HELIOSTATO 9	90,97333	0,27333	-0,77125	1,31791	No

HELIOSTATO 10	90,78000				
HELIOSTATO 11	90,50667	0,27333	-0,77125	1,31791	No
HELIOSTATO 12	90,50000	0,28000	-0,76458	1,32458	No
HELIOSTATO 2	91,12667	-0,34667	-1,39125	0,69791	No
HELIOSTATO 3	91,19333	-0,41333	-1,45791	0,63125	No
HELIOSTATO 4	90,76000	0,02000	-1,02458	1,06458	No
HELIOSTATO 5	90,52667	0,25333	-0,79125	1,29791	No
HELIOSTATO 6	90,38000	0,40000	-0,64458	1,44458	No
HELIOSTATO 7	91,24667	-0,46667	-1,51125	0,57791	No
HELIOSTATO 8	90,88000	-0,10000	-1,14458	0,94458	No
HELIOSTATO 9	90,97333	-0,19333	-1,23791	0,85125	No

HELIOSTATO 11	90,50667				
HELIOSTATO 12	90,50000	0,00667	-1,03791	1,05125	No
HELIOSTATO 2	91,12667	-0,62000	-1,66458	0,42458	No
HELIOSTATO 3	91,19333	-0,68667	-1,73125	0,35791	No
HELIOSTATO 4	90,76000	-0,25333	-1,29791	0,79125	No
HELIOSTATO 5	90,52667	-0,02000	-1,06458	1,02458	No
HELIOSTATO 6	90,38000	0,12667	-0,91791	1,17125	No
HELIOSTATO 7	91,24667	-0,74000	-1,78458	0,30458	No
HELIOSTATO 8	90,8800	-0,37333	-1,41791	0,67125	No
HELIOSTATO 9	90,97333	-0,46667	-1,51125	0,57791	No

HELIOSTATO 12	90,50000				
HELIOSTATO 2	91,12667	-0,62667	-1,67125	0,41791	No
HELIOSTATO 3	91,19333	-0,69333	-1,73791	0,35125	No
HELIOSTATO 4	90,76000	-0,26000	-1,30458	0,78458	No
HELIOSTATO 5	90,52667	-0,02667	-1,07125	1,01791	No
HELIOSTATO 6	90,38000	0,12000	-0,92458	1,16458	No
HELIOSTATO 7	91,24667	-0,74667	-1,79125	0,29791	No
HELIOSTATO 8	90,88000	-0,38000	-1,42458	0,66458	No
HELIOSTATO 9	90,97333	-0,47333	-1,51791	0,57125	No

HELIOSTATO 2	91,12667				
HELIOSTATO 3	91,19333	-0,06667	-1,11125	0,97791	No
HELIOSTATO 4	90,76000	0,36667	-0,67791	1,41125	No
HELIOSTATO 5	90,52667	0,60000	-0,44458	1,64458	No
HELIOSTATO 6	90,38000	0,74667	-0,29791	1,79125	No
HELIOSTATO 7	91,24667	-0,12000	-1,16458	0,92458	No
HELIOSTATO 8	90,88000	0,24667	-0,79791	1,29125	No

Continúa en la página siguiente...

... viene de la página anterior.

HELIOSTATO 9	90,97333	0,15333	-0,89125	1,19791	No
HELIOSTATO 3	91,19333				
HELIOSTATO 4	90,76000	0,43333	-0,61125	1,47791	No
HELIOSTATO 5	90,52667	0,66667	-0,37791	1,71125	No
HELIOSTATO 6	90,38000	0,81333	-0,23125	1,85791	No
HELIOSTATO 7	91,24667	-0,05333	-1,09791	0,99125	No
HELIOSTATO 8	90,88000	0,31333	-0,73125	1,35791	No
HELIOSTATO 9	90,97333	0,22000	-0,82458	1,26458	No
HELIOSTATO 4	90,76000				
HELIOSTATO 5	90,52667	0,23333	-0,81125	1,27791	No
HELIOSTATO 6	90,38000	0,38000	-0,66458	1,42458	No
HELIOSTATO 7	91,24667	-0,48667	-1,53125	0,55791	No
HELIOSTATO 8	90,88000	-0,12000	-1,16458	0,92458	No
HELIOSTATO 9	90,97333	-0,21333	-1,25791	0,83125	No
HELIOSTATO 5	90,52667				
HELIOSTATO 6	90,38000	0,14667	-0,89791	1,19125	No
HELIOSTATO 7	91,24667	-0,72000	-1,76458	0,32458	No
HELIOSTATO 8	90,88000	-0,35333	-1,39791	0,69125	No
HELIOSTATO 9	90,97333	-0,44667	-1,49125	0,59791	No
HELIOSTATO 6	90,38000				
HELIOSTATO 7	91,24667	-0,86667	-1,91125	0,17791	No
HELIOSTATO 8	90,88000	-0,50000	-1,54458	0,54458	No
HELIOSTATO 9	90,97333	-0,59333	-1,63791	0,45125	No
HELIOSTATO 7	91,24667				
HELIOSTATO 8	90,88000	0,36667	-0,67791	1,41125	No
HELIOSTATO 9	90,97333	0,27333	-0,77125	1,31791	No
HELIOSTATO 8	90,88000				
HELIOSTATO 9	90,97333	-0,09333	-1,13791	0,95125	No

Para corroborar estos resultados y tener confianza en la robustez del análisis estadístico realizado, del mismo modo que en el apartado anterior (sección 4.2.1.1), se realiza un test de Levene para comprobar la igualdad de varianzas (tabla 4.7) y un análisis de la potencia del método estadístico aplicado (tabla 4.8); dando como resultados, respectivamente, que las diferencias de las varianzas no son significativas y que el análisis realizado ofrece una confianza superior al 95 % sobre los resultados.

Del estudio estadístico realizado a las medidas de todas las facetas de una muestra de 15 heliostatos aleatorios del campo SSPS-CRS, se concluye que para determinar la reflectancia media del campo de heliostatos SSPS-CRS se puede medir en cualquiera de las facetas del conjunto de heliostatos seleccionado, de manera que se incluye la faceta a medir como variable a aleatorizar en la elección final de la muestra.

Tabla 4.7: Test de igualdad de varianzas para los valores de reflectancia especular medidos en la muestra de 15 heliostatos aleatorios (campo de heliostatos SSPS–CRS).

Fuente	GL	Suma de Cuadrados	Media de Cuadrados	F Value	P Value
Modelo	11	20,4702323	1,86093021	1,33494	0,20910
Error	168	234,194623	1,39401561		

Tabla 4.8: Análisis de potencia para los valores de reflectancia especular medidos en la muestra de 15 heliostatos aleatorios (campo de heliostatos SSPS–CRS).

α	Tamaño Muestral	Potencia
0,5	180	0,99794 (actual)
0,5	50	0,83697
0,5	100	0,96517
0,5	200	0,99903

4.2.1.3. Influencia en la reflectancia del heliostato a medir del campo de heliostatos

Por último, para comprobar si existen diferencias entre heliostatos del campo solar, se realiza un análisis de la varianza como el realizado en las secciones 4.2.1.1 y 4.2.1.2, pero para este estudio particular se emplearon datos de reflectancia medidos en las facetas 5, 6, 11 y 12 (ver figura 3.7b) durante cuatro días diferentes para evaluar si la progresiva suciedad en las facetas afecta a los resultados, esto es, si a medida que se ensucia el campo tenemos distintos grupos de heliostatos que presenten una evolución diferente de la reflectancia especular medida.

Como ya se ha demostrado, para este campo de heliostatos SSPS–CRS la medida es independiente tanto del lugar de medida dentro de la superficie de la faceta como de la faceta a medir dentro del mismo heliostato. De manera que, con objeto de tener un tamaño muestral mayor, se mide en las cuatro facetas ya señaladas (facetas 5, 6, 11, 12, figura 3.7b) y en tres puntos diferentes de la superficie de cada una (2, 5 y 8, figura 3.7a) ($N = 12$).

De nuevo, el primer paso del análisis es la realización de un test de normalidad a los datos para comprobar si las medidas se pueden aproximar a una distribución normal (tabla 4.9). Tanto el análisis de la varianza con los datos medidos, como la comparación de medias usando el test de Bonferroni, ofrecen resultados poco significativos, ya que sí existen diferencias entre heliostatos, pero los resultados de dichos análisis no ofrecen un método sencillo para agrupar los heliostatos en conjuntos diferentes.

Debido a esto, se realiza un análisis clúster de los datos para estudiar el número de grupos en que se pueden agrupar (sección 3.2.2.4).

El análisis clúster parte de la elección al azar de tantos individuos como grupos se pretende formar y la construcción de los grupos a partir de los individuos seleccionados se realiza minimizando una distancia definida, que en este estudio es la distancia euclídea entre valores de reflectancia medidos (ecuación 4.1).

$$d(A, B) = \sqrt{(x_B - x_A)^2 + (y_B - y_A)^2 + (\rho_B - \rho_A)^2} \quad (4.1)$$

Tabla 4.9: Test de normalidad para los datos de los heliostatos (campo de heliostatos SSPS-CRS).

Conjunto Datos	N	W	P Value
HELIOSTATO 18	12	0,87649	0,07530
HELIOSTATO 19	12	0,95246	0,62390
HELIOSTATO 21	12	0,89436	0,12828
HELIOSTATO 33	12	0,96730	0,82712
HELIOSTATO 37	12	0,90352	0,16813
HELIOSTATO 56	12	0,94038	0,46832
HELIOSTATO 69	12	0,97730	0,93623
HELIOSTATO 78	12	0,94626	0,54111
HELIOSTATO 79	12	0,96383	0,78133
HELIOSTATO 82	12	0,97796	0,94176
HELIOSTATO 83	12	0,95776	0,69750
HELIOSTATO 94	12	0,95904	0,71541
HELIOSTATO 99	12	0,96769	0,83204
HELIOSTATO 100	12	0,83803	0,02394
HELIOSTATO 109	12	0,81837	0,01344

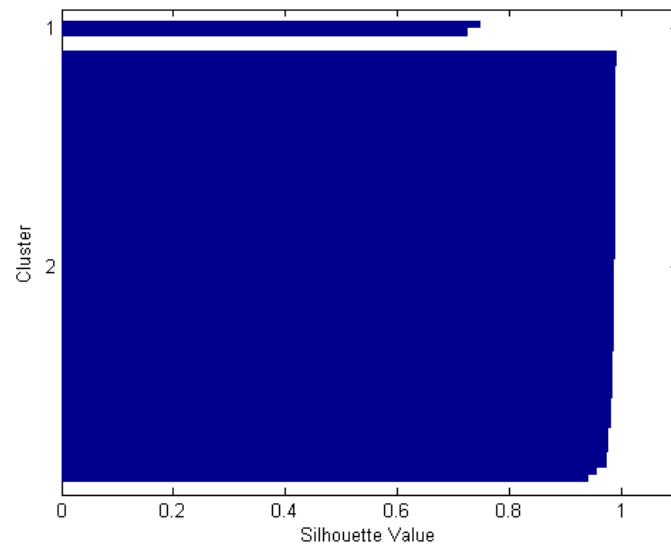
Donde A y B son dos heliostatos del campo solar, x e y son las coordenadas espaciales del heliostato y ρ es la reflectancia medida.

Para que la elección de los individuos de partida no tenga influencia en el resultado, se repite el proceso 5 veces, asegurando que en cada una de las repeticiones los individuos de partida sean diferentes.

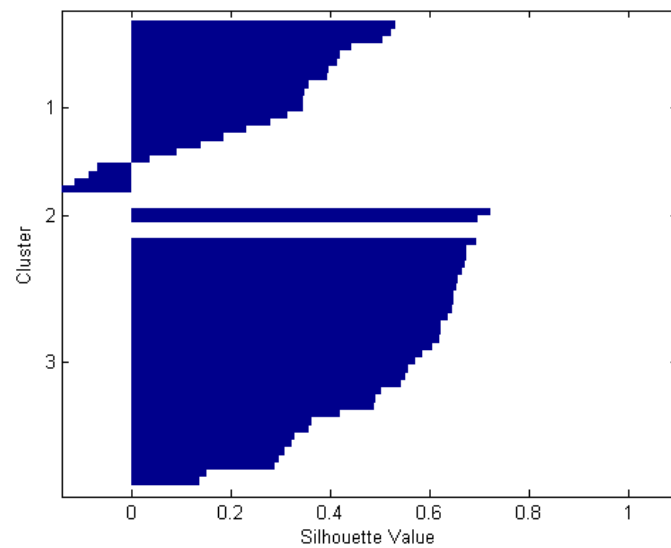
Los resultados no dependen de la elección cuando la suma de distancias es la misma para todas las repeticiones. Los resultados del análisis clúster obtenidos se muestran en la figura 4.7.

Las dos gráficas de la figura 4.7 muestran el agrupamiento de los heliostatos que componen el campo SSPS-CRS en 2 grupos (figura 4.7a) y 3 grupos (figura 4.7b). Su interpretación es la siguiente: cuanto más cercano esté el *silhouette value* a 1 (sección 3.2.2.4), más probabilidad de pertenencia al grupo para ese heliostato. Se comprueba que, para dos grupos todos los valores están por encima de 0,9 y muy próximos a 1, mientras que para 3 grupos, los valores siempre son menores de 0,8 e incluso se obtienen valores negativos y, por tanto, el test no puede decidir la pertenencia de los heliostatos a un grupo u otro.

La presencia de dos heliostatos separados del resto, en la configuración clúster con dos grupos, se debe a que estos no fueron lavados con cepillo en su momento (heliostatos 106 y 108) y presentaban una reflectancia más baja que el resto de heliostatos. Esto demuestra como el método de lavado empleado implica una recuperación total o parcial del valor nominal de reflectancia de las facetas que conforman los heliostatos del campo solar; los métodos de limpieza que únicamente aplican agua presurizada no garantizan una recuperación total de reflectancia, siendo habitualmente necesario el empleo de un cepillo para frotar la superficie de las facetas, para retirar de forma más eficaz las partículas depositadas en la misma, partículas que impiden que la radiación solar se refleje especularmente de una manera adecuada, introduciendo fenómenos de dispersión en la radiación (Fernández-García et al., 2014). Por esto, en la mayoría de plantas comerciales se han desarrollado sistemas motorizados que emplean un cepillo rotatorio junto con agua desmineralizada para la limpieza de las facetas de los heliostatos.

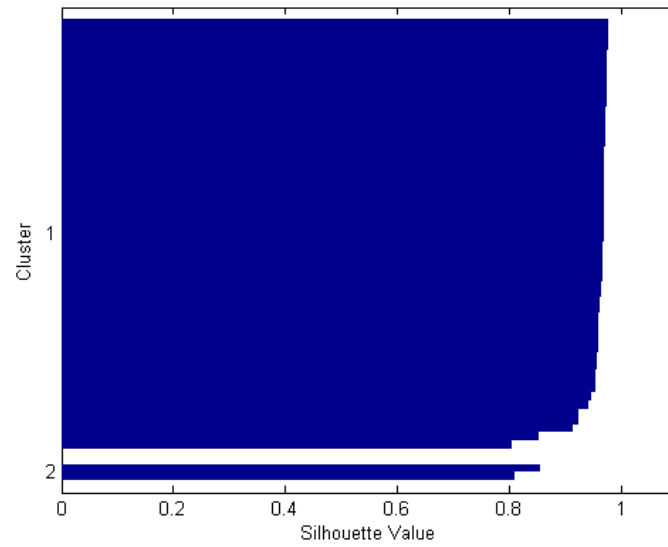


(a)

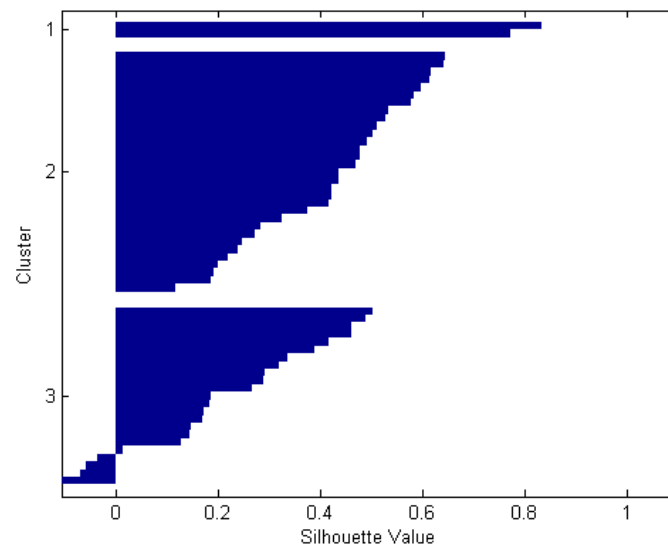


(b)

Figura 4.7: Análisis clúster para heliostatos del campo SSPS-CRS. Fecha: 23 de Septiembre.

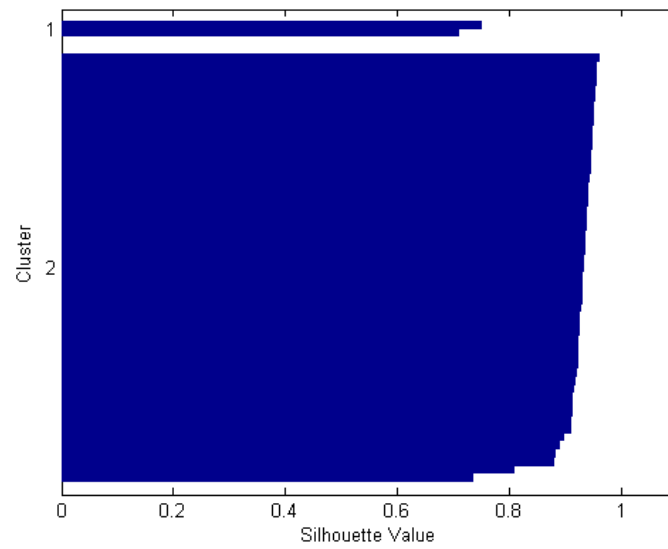


(a)

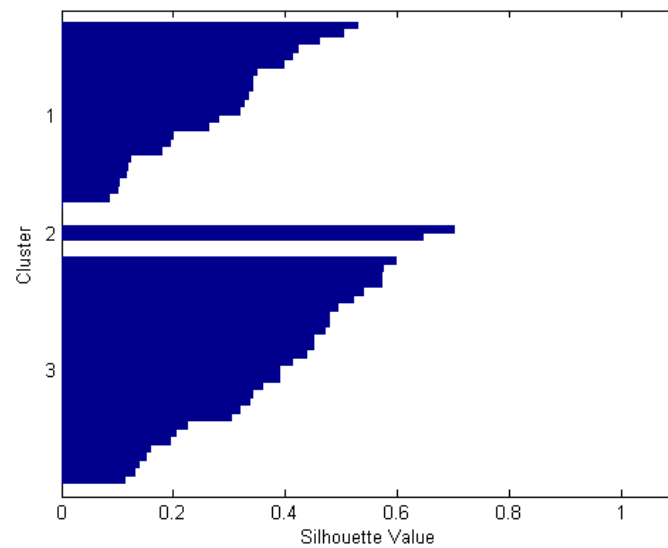


(b)

Figura 4.8: Análisis clúster para heliostatos del campo SSPS-CRS. Fecha: 3 de Octubre.

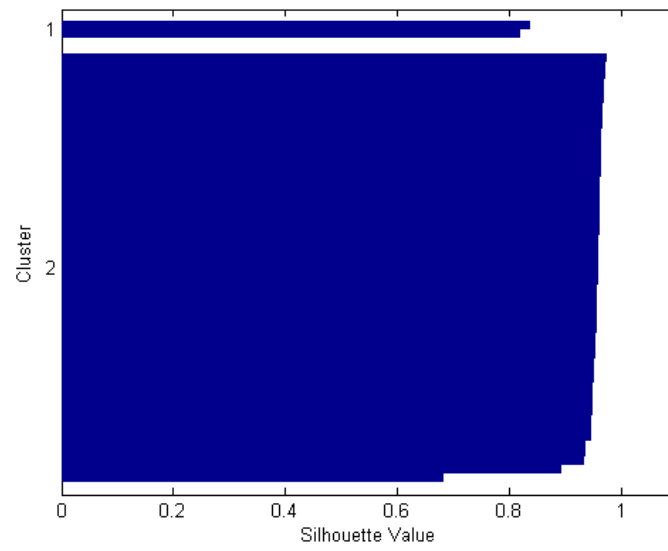


(a)

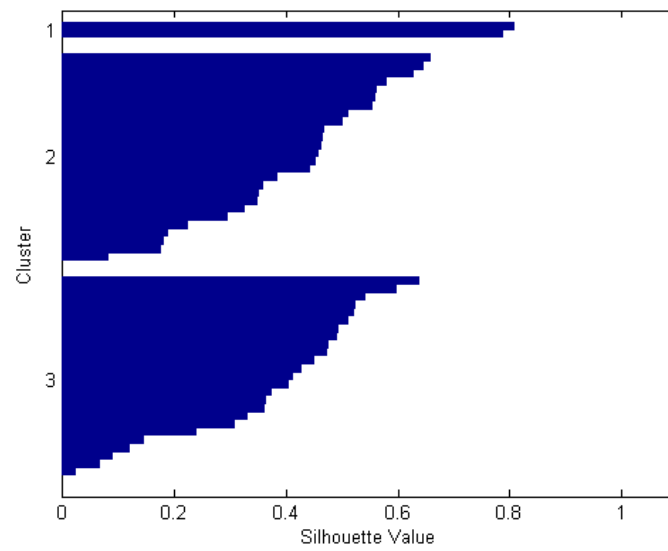


(b)

Figura 4.9: Análisis clúster para heliostatos del campo SSPS-CRS. Fecha: 9 de Octubre.



(a)



(b)

Figura 4.10: Análisis clúster para heliostatos del campo SSPS-CRS. Fecha: 18 de Octubre.

El mismo análisis clúster se repite con los valores de reflectancia medidos en los siguientes días de medida durante la campaña experimental (figuras 4.8 a 4.10).

Todos los resultados presentados en las figuras (figuras 4.8 a 4.10) demuestran el mismo comportamiento de los heliostatos del campo SSPS-CRS: se agrupan en dos grupos distintos con una mayor probabilidad, si bien, la existencia de ese segundo grupo con únicamente 2 heliostatos es debida al método de limpieza empleado (como se ha discutido anteriormente).

Teniendo en cuenta pues los resultados del análisis clúster realizado para los 4 conjuntos de datos de medidas realizadas en un conjunto de heliostatos del campo SSPS-CRS, se concluye que todos los heliostatos se encuentran dentro del mismo grupo de reflectancia con un nivel de confianza del 95 % (Fernández-Reche, 2006).

4.2.1.4. Elección de la muestra para la determinación de la reflectancia media del campo de heliostatos

El último paso necesario para completar la aplicación del procedimiento definido es elegir el tamaño de la muestra poblacional a medir en el campo de heliostatos SSPS-CRS, para obtener un valor de la reflectancia media del campo solar con un error estadístico menor que el 0,3 % y con un nivel de confianza del 95 %. Esto significa que, el 95 % de las medidas de reflectancia que se realicen en el campo dará un valor de la reflectancia con un error estadístico asociado igual o menor que el 0,3 %.

La elección del error estadístico asociado (0,3 %) se debe a un compromiso entre la medida en campo y el error final que se pretende obtener en la medida de reflectancia. Para obtener el error final total del método, hay que convolucionar el error instrumental, que en este caso es 2 %, con el error estadístico seleccionado. Para evitar obtener un error total no mucho mayor del instrumental cuando se hace la propagación de errores, pero sin aumentar en exceso el número de medidas, se elige este valor de error estadístico de 0,3 %.

La fórmula empleada para la elección de la muestra es la siguiente (Catena et al., 2003):

$$n = \frac{1}{\frac{E^2}{K^2 S^2} + \frac{1}{N}} \quad (4.2)$$

donde E es el error estadístico asociado a la medida, K es un factor asociado al nivel de significación (vale 2 para el 95 %), S es la varianza muestral y N es la población (91 heliostatos).

Aplicando la expresión 4.2, en el caso del análisis para el campo SSPS-CRS resulta el siguiente tamaño de muestra poblacional:

$$n = \frac{1}{\frac{0,3^2}{2^2 0,55^2} + \frac{1}{91}} = 11,71 \quad (4.3)$$

Redondeando el resultado de la ecuación 4.3 se concluye que es necesario medir la reflectancia en 12 heliostatos del campo SSPS-CRS para obtener un valor de reflectancia especular media del campo con un error estadístico asociado menor del 0,3 %.

Para escoger aleatoriamente los 12 heliostatos a medir del total disponible, se empleó una rutina para aleatorizar su elección: se generaron 12 números pseudoaleatorios que permitieran seleccionar los heliostatos del conjunto del campo solar. Además, teniendo en cuenta los resultados obtenidos en la sección 4.2.1.2 para cada uno de los heliostatos, se escogió de manera aleatoria qué 4 facetas medir, considerando en la elección que sean fácilmente accesibles por un operador: facetas 5, 6, 11 y 12 (ver posiciones en la figura 4.3).

Además de los 12 heliostatos, se seleccionaron 7 heliostatos de reserva ante posibles averías de los principales. La figura 4.11 muestra la ubicación de los heliostatos elegidos aleatoriamente en el campo SSPS-CRS para realizar medidas periódicas de reflectancia del campo solar: los 12 heliostatos principales seleccionados se encuentran marcados con una cruz roja y los 7 heliostatos elegidos de reserva están marcados con un punto negro.

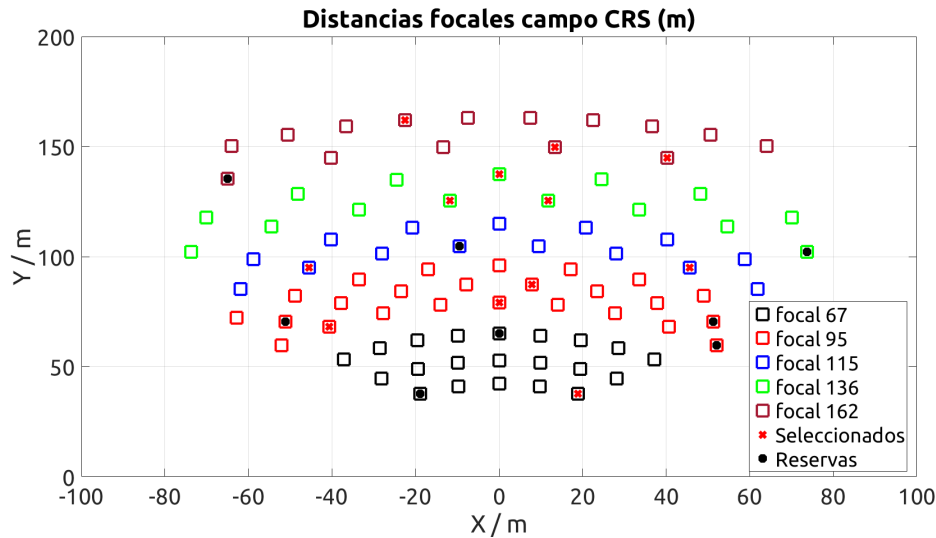


Figura 4.11: Heliostatos elegidos aleatoriamente para determinar la reflectancia media del campo solar SSPS-CRS de la PSA.

Por último, es interesante señalar que, como se ha demostrado con los resultados obtenidos con el análisis clúster, el método de lavado del heliostato (agua a presión, agua a presión más cepillo, agua de lluvia) tiene influencia en la reflectancia que presenta en cada momento un heliostato, por lo que es recomendable emplear el mismo método de limpieza para todo el campo, con objeto de que la medida de reflectancia media del campo que se realiza a posteriori tenga la suficiente fiabilidad. Si esto no fuera posible, para calcular un valor de la reflectancia media del campo de heliostatos, deberíamos dividir éste en tantos grupos como métodos de lavado se hayan empleado, y escoger en cada uno de ellos el tamaño de muestra que asegure el error estadístico máximo exigido.

4.2.1.5. Validación de resultados

Para hacer una validación de los resultados obtenidos con el método descrito, se procedió a realizar una campaña de medida periódica de la reflectancia en todos los heliostatos que componen el campo SSPS-CRS. A partir de estos datos se calcularon la reflectancia media del campo de heliostatos empleando el total de medidas en todos los heliostatos del campo solar, y el valor medio de la reflectancia empleando sólo la medida en los 12 heliostatos seleccionados en el apartado 4.2.1.4, para comparar ambas medias tomando como valor exacto de la reflectancia del campo la media obtenida usando el total de medidas.

Antes de iniciar la campaña de medidas, se realizó un lavado completo del campo solar para garantizar un inicio de experimento con un valor alto de reflectancia. Las siguientes medidas realizadas durante el experimento se realizaron con distintos niveles de ensuciamiento de los heliostatos. La tabla 4.10 muestra los resultados de la campaña de medida.

Tabla 4.10: Validación de resultados del estudio de reflectancia para el campo de heliostatos SSPS-CRS de la PSA

Días desde último lavado	Reflectancia Media Total (-) $N = 91$	Reflectancia Media Muestra (-) $n = 12$	Diferencia (%)
5	0,940	0,940	-0,01
12	0,927	0,928	-0,15
20	0,924	0,921	0,32
26	0,920	0,919	0,05
76	0,914	0,913	0,13
89	0,912	0,912	-0,01
7	0,923	0,924	-0,12
32	0,905	0,907	-0,19

Las diferencias en porcentaje presentadas en la tabla 4.10 se han calculado según la siguiente expresión:

$$Diferencia = 100 * \frac{\rho_{total} - \rho_{muestra}}{\rho_{total}} \quad (4.4)$$

Finalmente, el error asociado a la medida de la reflectancia especular media según el método seguido resulta de la convolución del error del instrumento (2%) y el error asociado al método estadístico (0,3%). Por tanto:

$$\epsilon_{total} = \sqrt{\epsilon_{instrumento}^2 + \epsilon_{metodo}^2} = \sqrt{2^2 + 0,3^2} \approx 2 \quad (4.5)$$

Como se comprueba en la tabla 4.10, durante la campaña de medida se produjo, después de 89 días desde el último lavado, un episodio (de lluvia) que hizo que los heliostatos recuperaran parcialmente su reflectancia nominal. De todas formas, este episodio no tuvo influencia en esta validación particular de la metodología empleada.

4.2.2. Extensión del método a otros campos de heliostatos

El procedimiento descrito en el capítulo 3 (sección 3.2) y validado en el apartado 4.2.1 para el campo de heliostatos SSPS-CRS es de fácil generalización a otros campos solares, bien sean de sistemas de receptor central o de captadores cilindroparabólicos. Bastaría con generalizar el método teniendo en cuenta el número de heliostatos/captadores y el número de facetas que cada concentrador individual presente. A modo de ejemplo se presenta en esta apartado un procedimiento similar de aplicación para el campo de heliostatos CESA-I de la PSA.

La figura 4.12 muestra un esquema de la configuración completa del campo de heliostatos CESA-I sobre el que se realiza el análisis que se presenta en este apartado.

Los 300 heliostatos que incluye el campo solar del sistema CESA-I están compuestos por 12 facetas cada uno de ellos, distribuidas como se muestra en la figura 3.7b (de forma análoga a la distribución de facetas que tienen los heliostatos del campo SSPS-CRS).

Pero las facetas instaladas en este campo solar pertenecen a distintas generaciones, están fabricadas con espejos de distinto espesor y tienen diferente fecha de instalación en el campo solar. Esto hace que las facetas presenten propiedades ópticas (en concreto reflectancia) distintas.

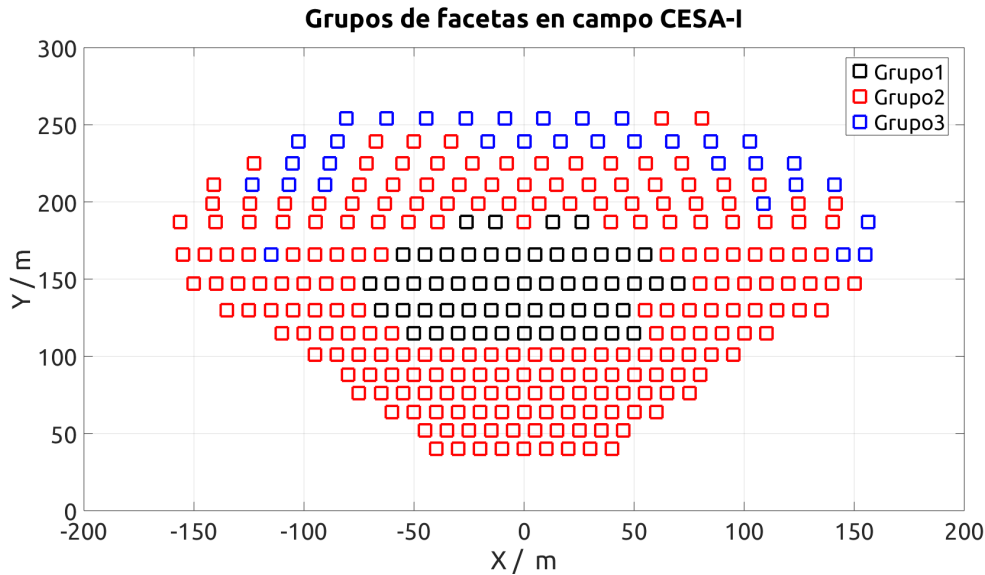


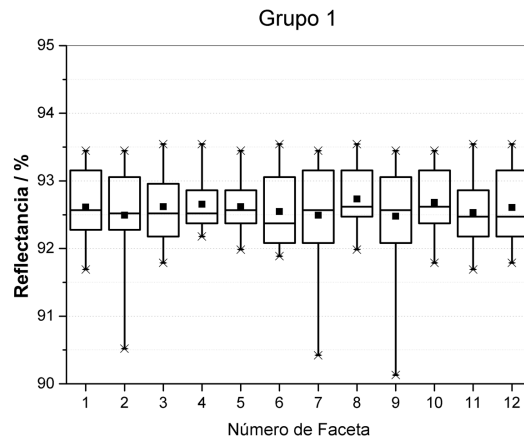
Figura 4.12: Esquema del campo de heliostatos CESA-I de la PSA. Fuente: elaboración propia.

El campo de heliostatos se organiza para este estudio en tres grupos:

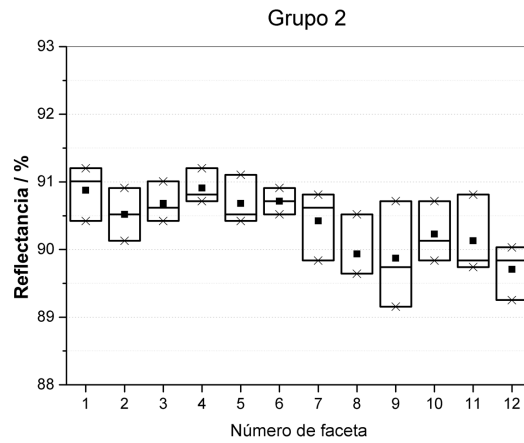
- Grupo 1, compuesto por 54 heliostatos (648 facetas);
- Grupo 2, compuesto por 213 heliostatos (2556 facetas);
- Grupo 3, compuesto por 33 heliostatos (396 facetas).

Por esta razón, en la selección de la muestra significativa para realizar el estudio de reflectancia es necesario tener en cuenta este hecho y seleccionar, para formar el conjunto de heliostatos que constituyen la muestra poblacional del campo solar, una cantidad proporcional de individuos de cada uno de los 3 grupos de heliostatos que a priori conforman el campo. Para que la muestra sea estadísticamente significativa con el nivel de significación que se pretende alcanzar (95%), se seleccionaron aleatoriamente 9, 32 y 5 heliostatos de los grupos 1, 2 y 3 respectivamente. En ellos, se realizó un análisis previo de homogeneidad de resultados para distintas posiciones de medida en la faceta y para distintas facetas dentro del heliostato, dando como resultado ambos análisis que no existen diferencias significativas en la medida de la reflectancia para estos dos parámetros.

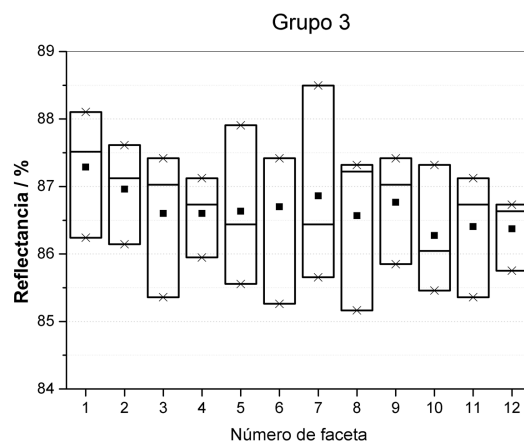
La figura 4.13 muestra un gráfico de cajas con los descriptores estadísticos de las medidas realizadas en los heliostatos de medida para los 3 grupos de heliostatos seleccionados del campo CESA-I. La caja se extiende desde los percentiles 25 a 75, quedando el cuadrado central (media) englobado en ellas. La mediana se representa por la línea horizontal interior al rectángulo, mientras que las cruces son los valores de reflectancia máximo y mínimo medidos para cada una de las facetas. Como se muestra en la figura, a pesar de que los valores de reflectancia presentan diferencias intergrupos, dentro de un



(a)



(b)



(c)

Figura 4.13: Descriptores estadísticos de las medidas de reflectancia especular realizadas en todas las facetas de 46 heliostatos del campo CESA-I: (a) grupo 1 (9 heliostatos), (b) grupo 2 (35 heliostatos) y (c) grupo 3 (5 heliostatos).

mismo grupo no existen diferencias significativas, por lo que es posible usar cualquiera de las facetas para la determinación de la reflectancia media del campo solar.

Comprobada la independencia de los resultados respecto de la posición de medida en una faceta y de la faceta seleccionada en cada heliostato, se midió la reflectancia en una faceta seleccionada al azar de cada uno de los 300 heliostatos del campo solar y se procedió a buscar grupos de población con diferencias significativas en la reflectancia solar especular medida.

Como se observa en los resultados, los grupos 1 y 3 no presentan diferencias estadísticamente significativas en los valores de reflectancia, mientras que en el grupo 2 sí aparecen diferencias. Para este grupo, se realizó un análisis clúster para comprobar en cuantos grupos es posible dividir este subgrupo. La figura 4.14 muestra el mejor resultado del análisis clúster para el grupo 2 de facetas del campo CESA-I de la PSA.

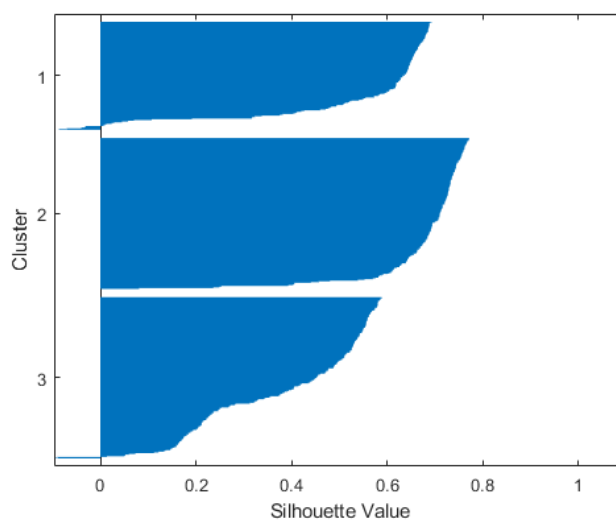


Figura 4.14: Mejor resultado del análisis clúster para el grupo 2 de heliostatos del campo CESA-I de la PSA.

Debido a que las facetas del grupo 2 del campo de heliostatos no están recién instaladas, sino que llevan instaladas en el campo aproximadamente 15 años, su reflectancia especular presenta una menor homogeneidad que los resultados obtenidos para el resto de facetas del campo CESA-I e incluso, que las facetas del campo SSPS-CRS (que estaban recién instaladas cuando se realizó el estudio). Es por esto que, los resultados del análisis clúster no son tan homogéneos como los obtenidos anteriormente para el campo de heliostatos SSPS-CRS. De todas formas, este análisis nos permite dividir el grupo 2 de heliostatos mediante un análisis clúster en tres subgrupos en función de su reflectancia especular. La figura 4.15 muestra la distribución de los heliostatos del campo CESA-I en cada uno de los 5 grupos en los que queda dividido finalmente para realizar el estudio de reflectancia media del campo solar.

Aplicando la ecuación 4.2 se puede determinar el tamaño de muestra (número de heliostatos) necesarios para determinar la reflectancia media del campo con un error asociado inferior al 0,55%: 5, 4, 10, 6 y 2 heliostatos para los grupos 1, 2-1, 2-2, 2-3 y 3 respectivamente. En la figura 4.15 se han marcado también los heliostatos seleccionados para la determinación estadística de la reflectancia especular media del campo.

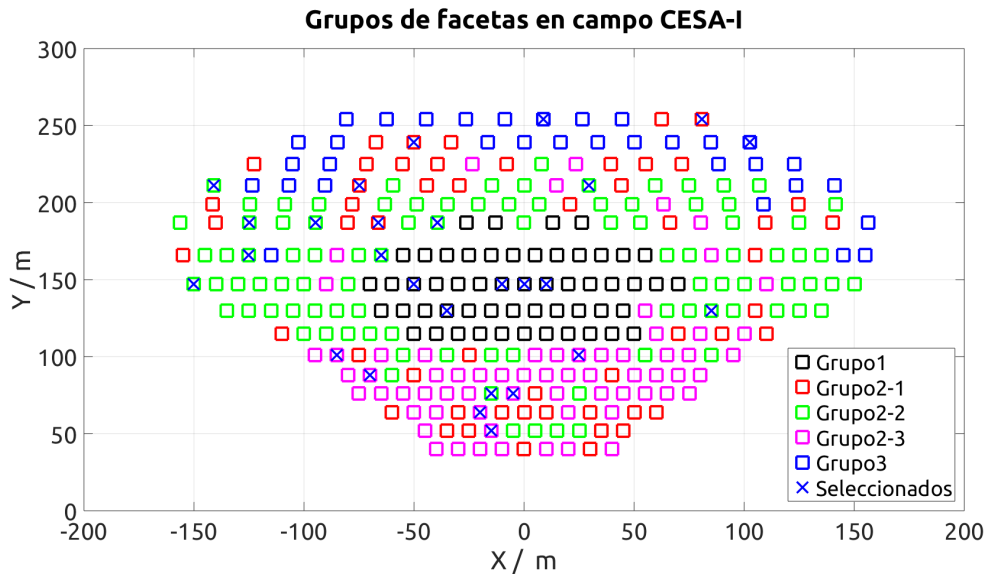


Figura 4.15: Grupos de heliostatos en que se divide el campo de heliostatos CESA-I de la PSA en función de su reflectancia media.

El paso final en el estudio de reflectancia del campo CESA-I es validar los resultados realizando una medida de los valores medidos en la muestra poblacional seleccionada aleatoriamente y en el total de los heliostatos que constituyen el campo solar para comparar los resultados medios. Los resultados de dicho análisis se muestran en la tabla 4.11.

Tabla 4.11: Validación de resultados del estudio de reflectancia para el campo de heliostatos CESA-I de la PSA.

Días desde último lavado	Reflectancia Media Total (-) $N = 300$	Reflectancia Media Muestra (-) $n = 27$	Diferencia (%)
5	0,923	0,919	0,41
9	0,915	0,917	-0,24
12	0,912	0,913	-0,15
16	0,902	0,900	0,22
23	0,898	0,902	-0,47
26	0,896	0,895	0,12
30	0,893	0,892	0,12
32	0,891	0,896	-0,65

Los resultados mostrados en la tabla 4.11 aplicando el método al campo de heliostatos CESA-I demuestran la generalidad del mismo, ya que se comprueba que no está sujeto a particularidades de cada campo de heliostatos en cuanto a la reflectancia especular nominal de sus facetas. En el caso del campo SSPS-CRS, las facetas estaban recién instaladas en el campo solar cuando se realizó el estudio, por tanto se presentaba una gran homogeneidad en la reflectancia especular de dichas facetas, de ahí que los resultados ofrezcan un único grupo de medida.

Por el contrario, en el campo CESA-I coexisten 3 generaciones distintas de facetas con distinta reflectancia especular, incluso los heliostatos presentan distinto grado de ensuciamiento en función de su posición dentro del campo solar, es por esto que aparecen 5 grupos de medida distintos, lo que no impide que el método sea aplicable también en dicho campo, a pesar de presentar diversidad de facetas y condiciones de ensuciamiento.

4.3. Determinación de la calidad geométrica de superficies reflectantes

Siguiendo la metodología desarrollada para la caracterización óptica de superficies reflectantes, descrita en el capítulo 3 (sección 3.3), se determinan los indicadores de calidad geométrica de un prototipo de heliostato (incluyendo análisis de facetas) y de heliostatos tipo del campo CESA-I de la PSA.

4.3.1. Medida de la calidad geométrica de un heliostato y su evolución temporal mediante fotogrametría

Como se describió en la sección 3.3, midiendo un heliostato en distintas posiciones (con distinta inclinación) es posible determinar la evolución de la calidad geométrica en función del tiempo y asociar dicha calidad a distintos instantes temporales, que se corresponderán con distintas posiciones del Sol en el horizonte. Para ello, se estudia mediante fotogrametría un prototipo de heliostato instalado en el campo de ensayo de prototipos de heliostatos de la torre CESA-I de la PSA. Dicho prototipo está formado por 16 facetas, con una superficie reflectante total de $58,5\text{ m}^2$ (9 m de ancho por 6,5 m de alto). El heliostato presenta un canteo parabólico con una distancia focal de 380 m. La figura 4.16 muestra el heliostato con el patrón de puntos adherido en su superficie y en las tres posiciones de medida: horizontal (0°), 45° y en posición casi vertical (85°).



Figura 4.16: Prototipo de heliostato situado en el sistema CESA-I en las tres posiciones de medida definidas para fotogrametría: (a) 0° , (b) 45° y (c) 85° . Fuente: elaboración propia.

En total se determinaron aproximadamente 6000 puntos de control (alrededor de 100 puntos/ m^2), resultando una precisión del método fotogramétrico realizado en Photomodeler de 0,5 mm.

La figura 4.17 muestra el modelo tridimensional de la superficie reflectante del heliostato obtenido mediante fotogrametría.

Las medidas experimentales para posición horizontal que muestra la figura 4.17 (a modo de ejemplo) se confrontan con el modelo teórico de la superficie del heliostato, que se corresponde con una superficie parabólico-elíptica de distancia focal 380 m y cuyas coordenadas vienen determinadas por la ecuación 4.6. Por tanto, es posible calcular las

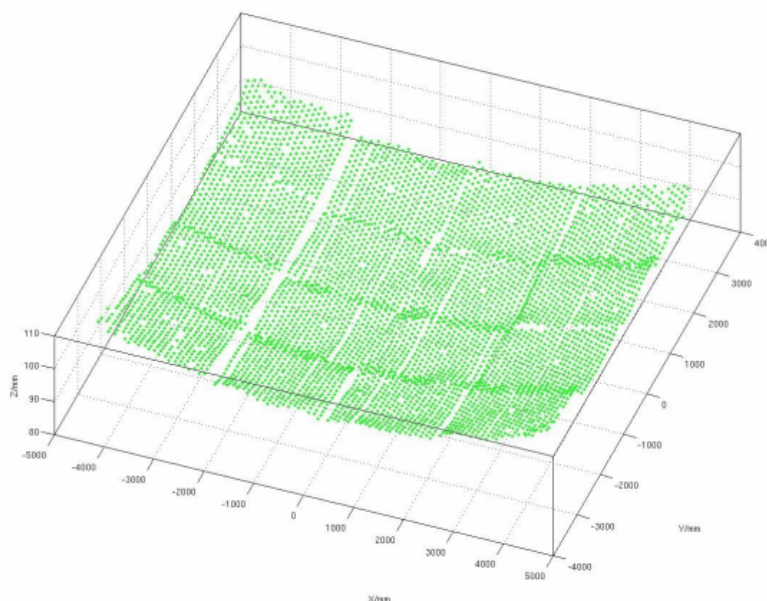


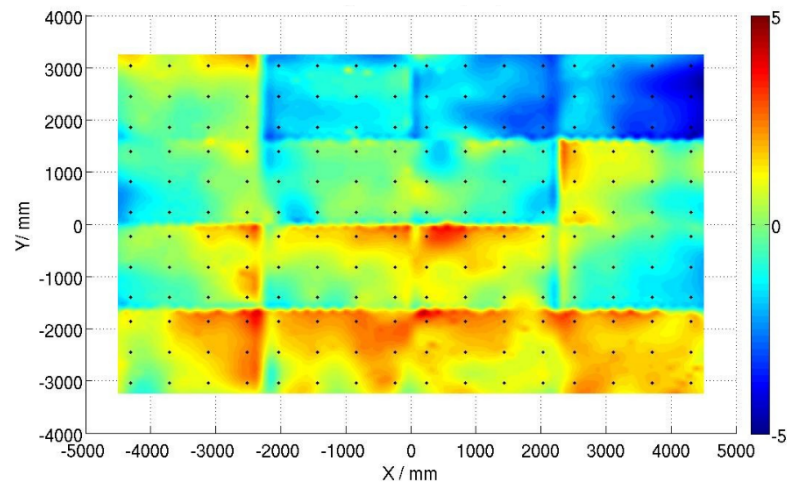
Figura 4.17: Modelo tridimensional de la superficie reflectante del heliostato prototipo analizado situado en el sistema CESA-I para posición horizontal (0°).

diferencias, para todas las orientaciones de medida, entre la superficie real, medida con fotogrametría, y el modelo teórico definido por la ecuación 4.6.

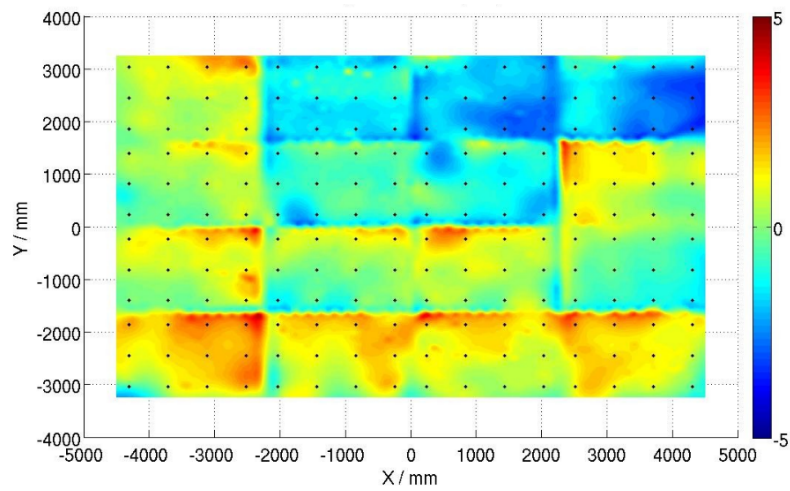
$$f(x, y) = p_0 + \frac{(x - p_1)^2 + (y - p_2)^2}{4 \cdot 380} \quad (4.6)$$

En la figura 4.18 se muestran las diferencias en coordenadas espaciales entre el modelo teórico y las medidas experimentales, para cada punto de la superficie reflectante del heliostato y para cada una de las tres posiciones de medida. Los puntos que se muestran en las imágenes se corresponden con las sujeciones de las facetas a la estructura metálica del heliostato; por tanto, esta información es de gran utilidad para los fabricantes del heliostato, ya que tienen una medida experimental del error que se ha cometido en el canteo (conformado) de la superficie parabólica y como éste puede ser corregido posteriormente.

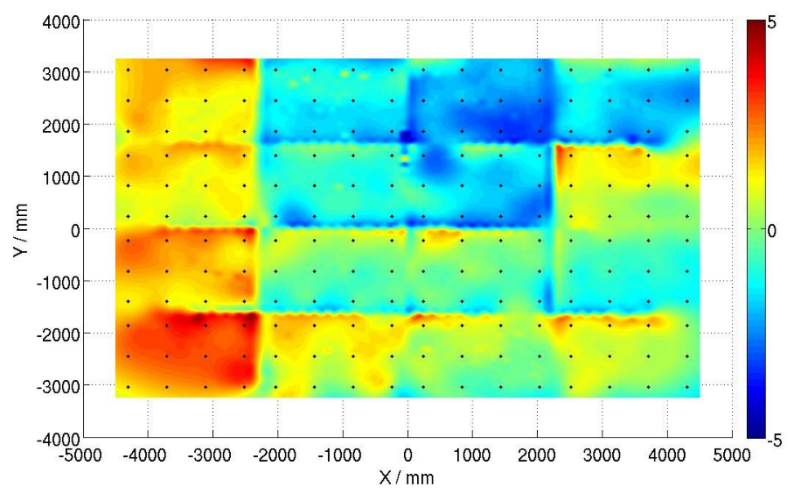
En la figura 4.18 se comprueba que las diferencias no son constantes pues varían con la posición del heliostato, lo que pone de manifiesto que el heliostato sufre cierta deformación gravitatoria de su geometría. Este es un factor que no se puede corregir salvo con un diseño más rígido de la estructura portante de la superficie reflectante, siendo al final un compromiso entre coste del heliostato y propiedades ópticas del heliostato requeridas por el resto de componentes del sistema CRS. Como se comentó en el capítulo 2, el diseño de cada uno de los subcomponentes del sistema CRS está íntimamente relacionado con el diseño del resto de subcomponentes, convirtiéndose el diseño de este tipo de plantas en una optimización multivariable donde el coste final de la instalación juega un papel fundamental. Es por ello que, por ejemplo, dependiendo del diseño del receptor solar y de la distribución de heliostatos dentro del campo solar, es posible relajar en cierta manera los requerimientos ópticos y de seguimiento de los heliostatos del campo solar. En la tabla 4.12 se recogen, a modo de ejemplo, las diferencias en los puntos de apoyo para la posición de medida de 45° .



(a)



(b)



(c)

Figura 4.18: Diferencias entre superficie real y modelo del heliostato prototipo situado en el sistema CESA-I estudiado mediante fotogrametría para las tres posiciones de medida (en mm): (a) 0°, (b) 45° y (c) 85°.

Tabla 4.12: Diferencias entre la superficie real y teórica del heliostato prototipo situado en el sistema CESA-I medido con fotogrametría en las posiciones de sujeción a la estructura del mismo (en mm).

Coord.	-4303,5	-3709,5	-3115,5	-2521,5	-2028,5	-1434,5	-840,5	-246,5	246,5	840,5	1434,5	2028,5	2521,5	3115,5	3709,5	4303,5
3032,5	1,428	1,428	2,224	2,224	-1,189	-1,193	-1,417	-1,394	-1,333	-1,93	-1,933	-2,276	-0,696	-0,755	-0,862	-2,298
2445	1,428	1,428	1,061	1,093	-1,503	-1,407	-1,402	-1,404	-2,149	-2,021	-2,548	-2,744	-1,437	-1,682	-2,139	-2,298
1857,5	1,206	1,193	1,021	1,042	-1,776	-1,796	-1,992	-1,978	-2,385	-2,457	-3,274	-3,194	-1,753	-2,147	-2,198	-0,222
1402,5	1,53	1,685	1,42	1,533	-1,116	-0,429	-0,596	-0,874	-2,442	-1,044	-1,109	-1,519	1,589	1,285	1,069	0,952
815	1,48	1,184	1,098	1,051	-0,829	-0,896	-1,042	-0,988	-1,259	-1,634	-1,935	-2,067	0,96	0,777	0,665	0,796
227,5	1,12	0,764	0,564	0,617	-1,344	-1,68	-1,448	-1,473	-1,838	-2,235	-2,28	-2,538	0,732	0,304	0,014	-0,05
-227,5	2,26	2,23	2,348	2,101	0,634	0,367	0,424	0,537	0,84	0,557	0,169	-0,389	-0,128	-0,162	-0,376	-0,526
-815	1,836	1,836	1,741	1,739	-0,006	-0,431	-0,625	-0,423	-0,293	-0,014	-0,426	-0,718	-0,847	-0,784	-0,97	-0,704
-1402,5	1,296	1,296	1,106	1,229	-1,137	-1,052	-0,647	-0,755	-0,457	-0,915	-0,693	-1,376	-1,183	-1,313	-1,359	-0,287
-1857,5	3,182	3,182	3,352	3,555	1,759	1,437	1,432	1,145	1,036	0,842	0,583	0,76	1,287	1,367	1,022	-0,276
-2445	2,872	2,872	2,842	3,106	0,949	0,785	1,146	0,589	0,408	0,227	-0,023	-0,258	0,808	0,676	0,425	0,425
-3032,5	2,872	2,872	2,842	2,303	0,648	0,249	0,285	0,054	-0,156	-0,458	-0,532	-0,63	0,631	0,094	-0,129	-0,129

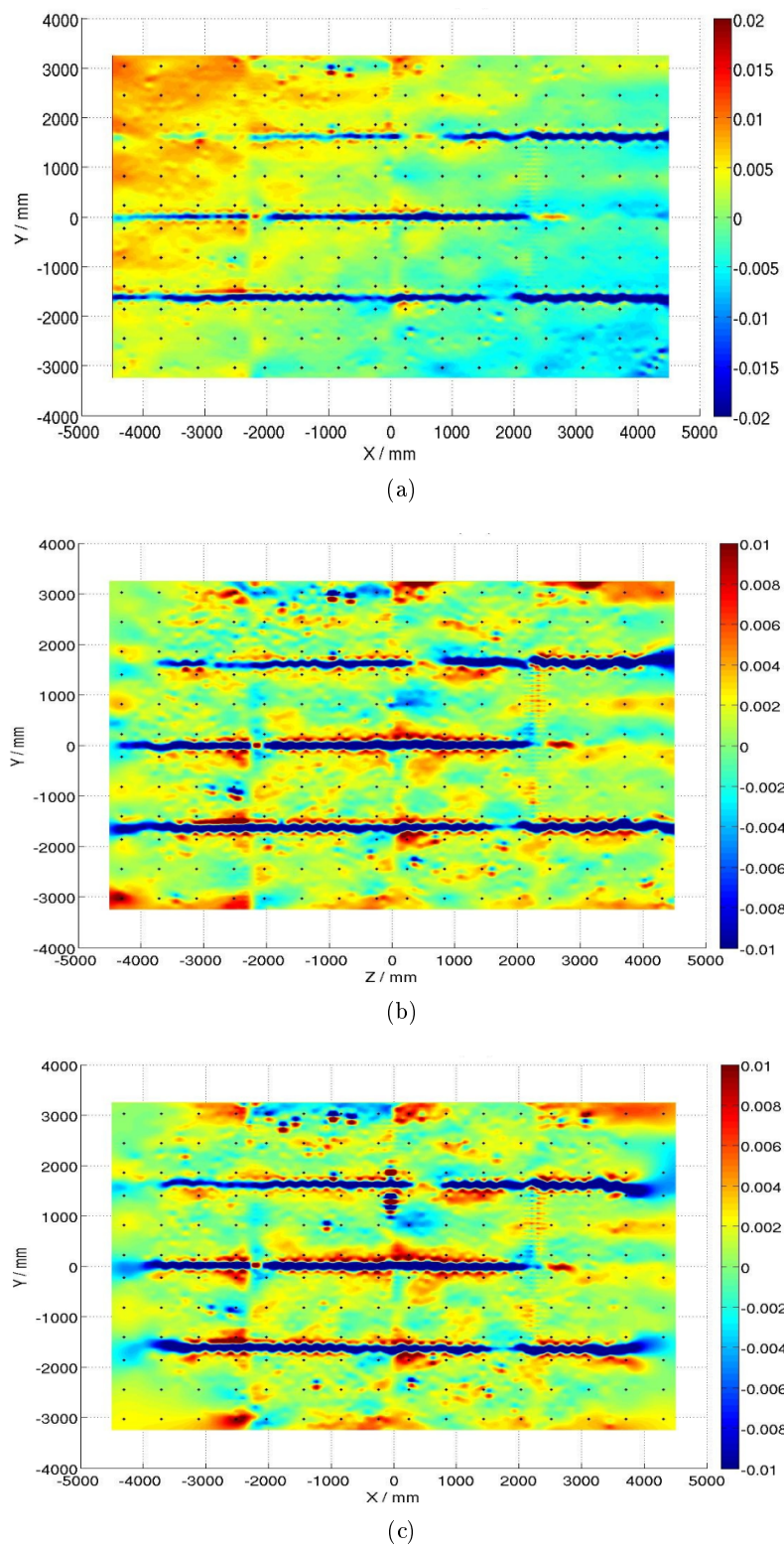
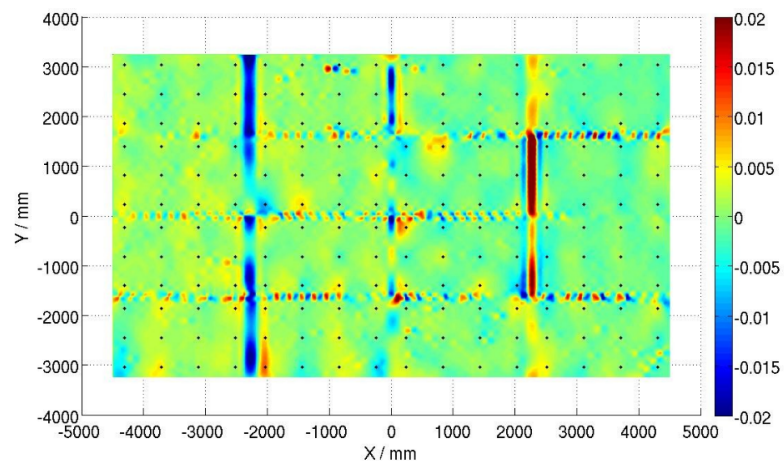
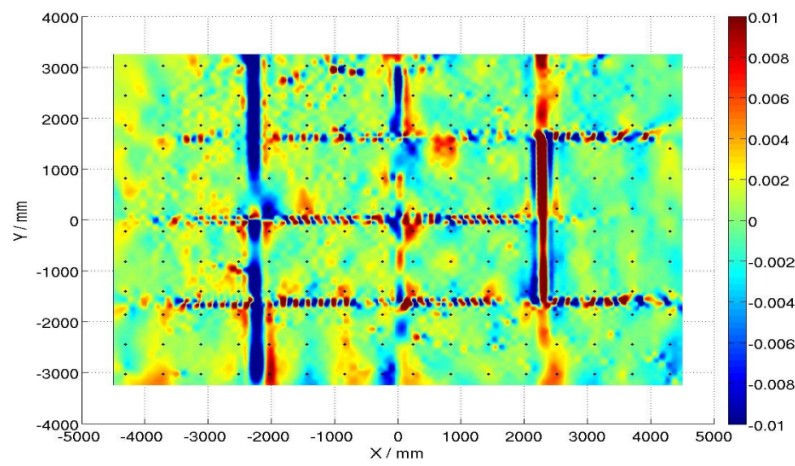


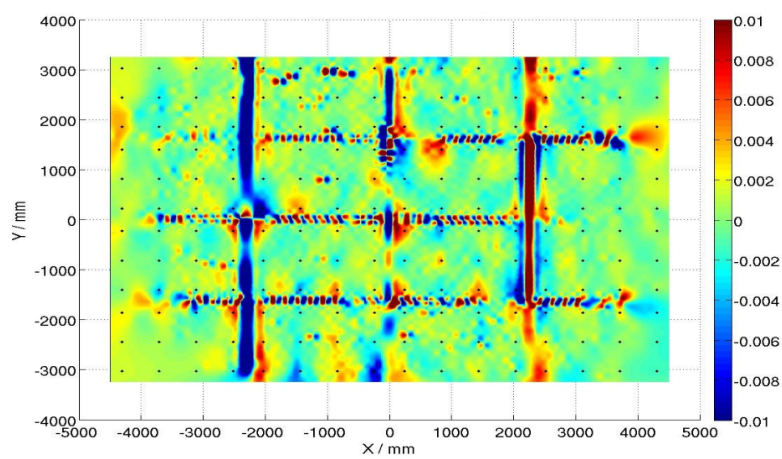
Figura 4.19: Valores sdx para las tres posiciones de medida del heliostato prototipo situado en el sistema CESA-I estudiado mediante fotogrametría (en mrad): (a) 0° , (b) 45° y (c) 85° .



(a)



(b)



(c)

Figura 4.20: Valores sdy para las tres posiciones de medida del heliostato prototipo situado en el sistema CESA-I estudiado mediante fotogrametría (en mrad): (a) 0° , (b) 45° y (c) 85° .

Finalmente, siguiendo la metodología expuesta en la sección 3.3, el estudio geométrico de la superficie reflectante de un concentrador solar, en este caso del heliostato prototipo en estudio del sistema CESA-I, se completa con el cálculo de las desviaciones del vector normal a la superficie real respecto al teórico sdx y sd_y . Estos resultados se muestran en las figuras 4.19 y 4.20.

En ambas gráficas se aprecian valores muy altos de desviación de la normal (zonas marcadas en rojo y azul intenso) en los espacios de separación entre facetas, donde no hay superficie reflectante. Estos errores son debidos al método de interpolación, que no ofrece valores precisos en aquellas zonas donde no hay datos experimentales de medida. Estos valores no se han tenido en cuenta para calcular los estadísticos de sdx y sd_y .

A partir de los valores presentados en las figuras 4.19 y 4.20 se puede calcular el error geométrico SDx_{std} y SDy_{std} de dicho heliostato, tal y como se define en la ecuación 3.9. La tabla 4.13 muestra los resultados para cada una de las posiciones de medida del heliostato prototipo del sistema CESA-I.

Tabla 4.13: Error geométrico del heliostato prototipo situado en el sistema CESA-I para cada una de las posiciones de medida (en mrad).

	0°	45°	85°
SDx_{std}	$1,7 \pm 0,3$	$1,5 \pm 0,3$	$1,6 \pm 0,3$
SDy_{std}	$1,9 \pm 0,3$	$1,6 \pm 0,3$	$1,9 \pm 0,3$

4.3.2. Caracterización geométrica de una faceta de heliostato mediante fotogrametría

Del mismo modo que se aplica la técnica mediante fotogrametría para el estudio de calidad geométrica de un heliostato prototipo completo situado en el sistema CESA-I, es posible seguir la misma metodología para determinar la calidad geométrica de una faceta individual. En este caso, se determinó la calidad geométrica de una faceta de $3,432 \text{ m}^2$ de superficie (2200 mm x 1560 mm) fabricada con una distancia focal de 380 m. La figura 4.21 muestra la faceta en posición de medida con el patrón de puntos adherido a su superficie (izqda.) y el modelo tridimensional resultado de la fotogrametría (dcha.).

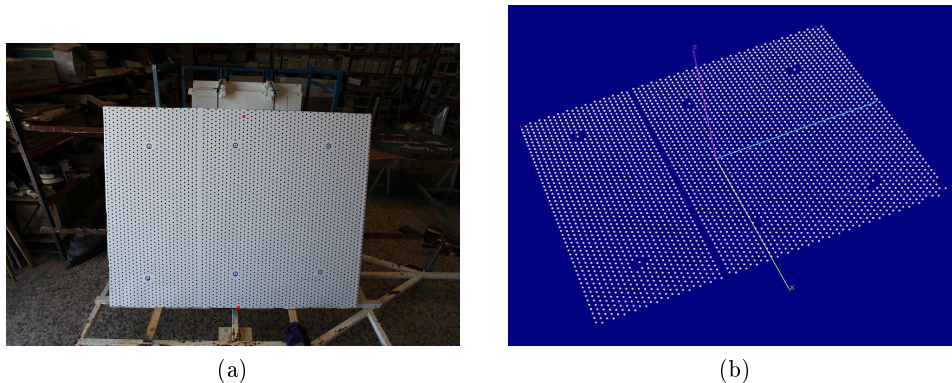


Figura 4.21: Vistas del proceso de caracterización geométrica de una faceta de heliostato mediante fotogrametría: (a) faceta en posición de medida y (b) modelo tridimensional obtenido.

Fuente: elaboración propia.

Como se puede apreciar en la imagen, se determinan aproximadamente 3500 puntos, resultando en una densidad de coordenadas en el modelo tridimensional superior a 1000 puntos/m². Con esta resolución espacial, la precisión del modelo fotogramétrico realizado en Photomodeler es superior a 0,1 mm (de centésimas de milímetro).

En este caso, la faceta presenta un conformado cilíndrico, de manera que los puntos que se determinan en el modelo tridimensional deben ajustarse a la siguiente curva (ecuación 4.7):

$$x^2 + (z - r)^2 = r^2 \quad (4.7)$$

Siendo la coordenada y paralela al eje del cilindro y $r = 760$ m, de manera que las focales de la faceta son (ecuación 4.8):

$$\begin{aligned} f_x &= \frac{R}{2} = 380 \\ f_y &= \infty \end{aligned} \quad (4.8)$$

Tras ajustar los puntos experimentales al modelo teórico, se calculan las diferencias en la coordenada z entre ambas superficies, así como las desviaciones angulares sdx y sdy . La figura 4.22 muestra las diferencias en milímetros entre ambas superficies.

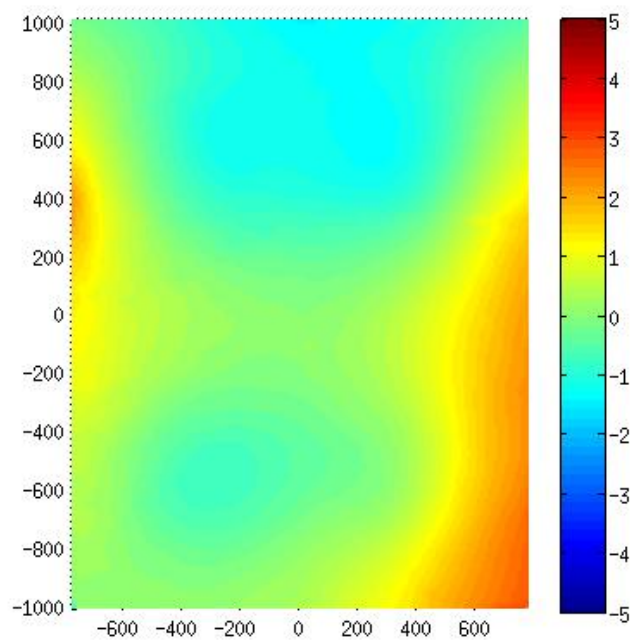


Figura 4.22: Diferencias entre la superficie real y teórica de la faceta cilíndrica de heliostato prototipo caracterizada mediante fotogrametría (en mm).

En la figura 4.22 se aprecia como en la dirección paralela al eje del cilindro (coordenada y) no se ha conseguido la planitud necesaria para conferir a la faceta la focal ∞ en dicha dirección y, al mismo tiempo aparecen pequeñas diferencias en la dirección curvada (eje x).

De esta manera, el mejor ajuste a una superficie cilíndrica, donde tanto la focal como la curvatura en la dirección del eje y se dejan como parámetros de ajuste, ofrece los siguientes resultados: $f_x = (170 \pm 30)$ m y $f_y = (2530 \pm 160)$ m. Este hecho indica que, a pesar de la pequeña desviación que se comete entre ambas superficies, de apenas unos pocos milímetros, el error en las distancias focales de la faceta es significativo.

La figura 4.23 muestra los valores de sdx y sd_y para los elementos de superficie en los que se ha dividido la faceta. La desviación estándar de los mismos se corresponde con las proyecciones del *slope-error* en los planos XZ e YZ , y toma los siguientes resultados: $SDx_{std} = (3,3 \pm 0,5)$ mrad y $SDx_{std} = (2,1 \pm 0,4)$ mrad.

A la vista de los resultados presentados en las figuras 4.22 y 4.23, y con objeto de modelar y completar el estudio geométrico de dicha faceta, se pueden seguir dos alternativas:

- Calcular las diferencias angulares entre el modelo tridimensional obtenido experimentalmente y el teórico de focal 380 m, que es la opción adecuada cuando la distancia focal real no difiere significativamente de la distancia focal teórica.
- Recalcular las diferencias angulares tomando como modelo teórico una superficie con las distancias focales calculadas experimentalmente. En este caso, se calcularían las diferencias angulares respecto de una superficie esférica-elíptica de distancias focales $f_x = 170$ m y $f_y = 2530$ m.

Si bien, a la hora de la simulación, ambas opciones son prácticamente equivalentes puesto que los códigos de simulación basados en métodos de Monte Carlo emplean conos de probabilidad de tamaño igual a la convolución de la dispersión correspondiente a la distancia focal de la faceta, y el error geométrico calculado (*slope-error*).

4.3.3. Caracterización geométrica mediante escaneado láser

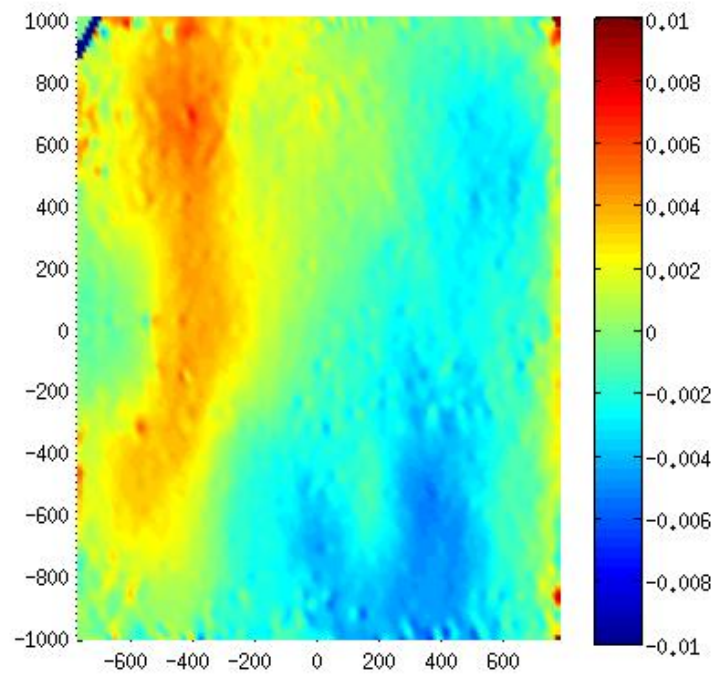
Como se comentó en el capítulo 3, también se ha desarrollado el método de caracterización geométrica empleando escaneado láser como técnica alternativa a la fotogrametría. De esta manera, se ha obtenido un modelo tridimensional de un heliostato tipo del campo CESA-I de la PSA (Sánchez, 1985). Dicho heliostato está compuesto por 12 facetas esféricas (sección 3.1.1) de distancia focal 220 m, canteadas de manera que le confieren al heliostato una distancia focal (*slant range*) de 199,8 m, también reproduciendo una superficie esférica. La figura 4.24 muestra el modelo 3D obtenido con el láser escáner y la proyección de la superficie reflectante del heliostato en los planos XY , XZ e YZ .

Una vez segmentadas las coordenadas 3D de la superficie reflectante es posible determinar la geometría y las distancias focales tanto de las facetas individuales como del heliostato completo.

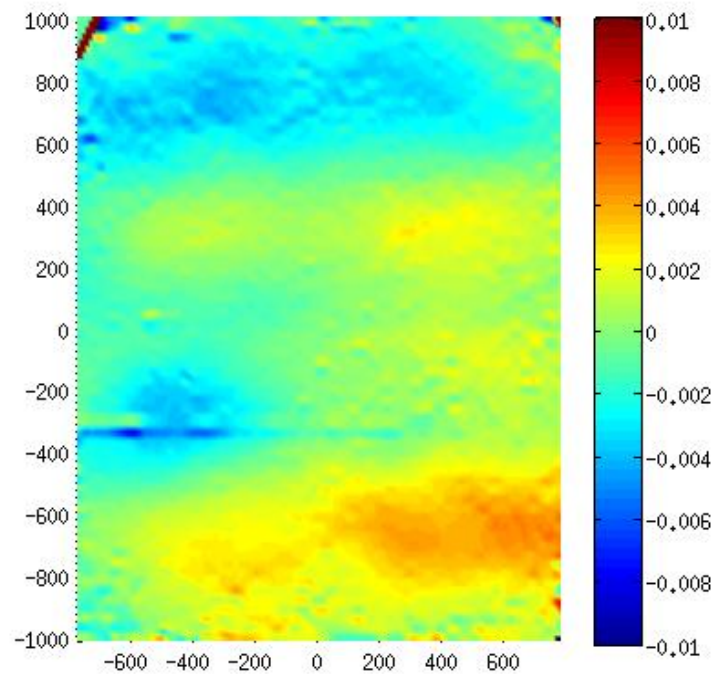
4.3.3.1. Caracterización geométrica de una faceta de heliostato

Para determinar la geometría de las facetas individuales de un heliostato tipo del campo CESA-I, se ajustan los puntos experimentales de cada una de ellas a una superficie esférica tal y como indica el modelo de las facetas. El ajuste consiste en minimizar el error cuadrático medio (*RMSE*) entre los datos experimentales y la esfera que mejor ajuste a ellos, definida por la ecuación 4.9.

$$g(x, y) = p_0 + \sqrt{R^2 - (x - p_2)^2 - (y - p_3)^2} \quad (4.9)$$

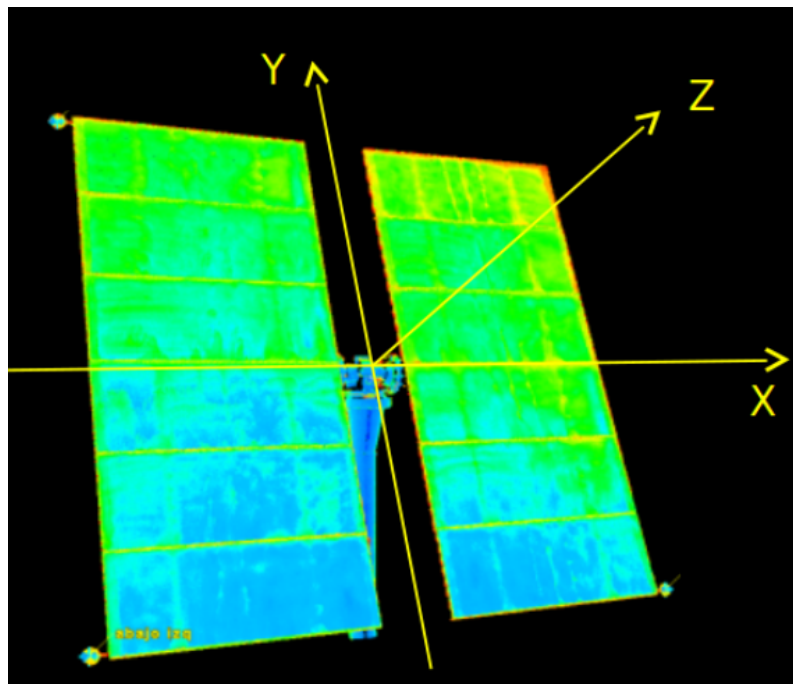


(a)

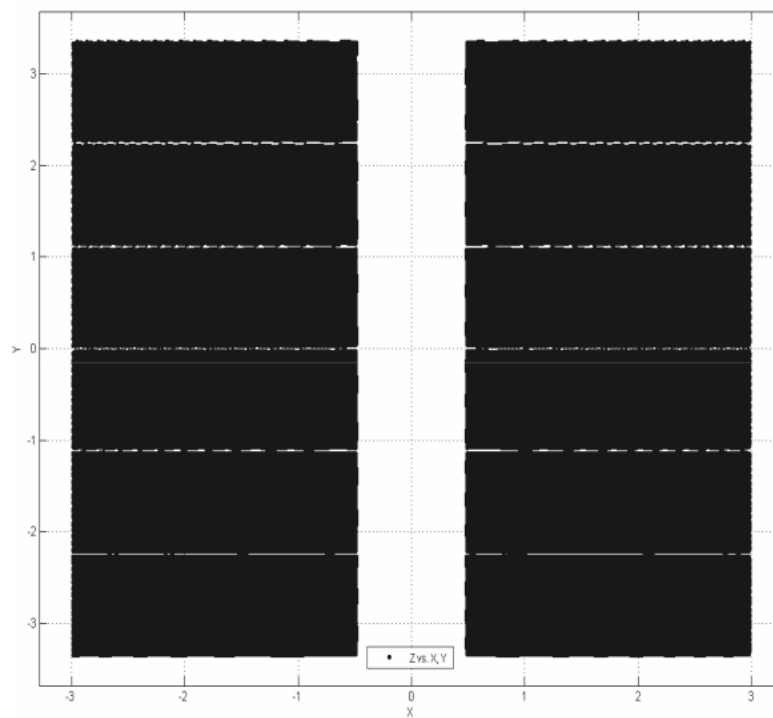


(b)

Figura 4.23: Desviaciones angulares de la faceta cilíndrica de heliostato prototipo caracterizada mediante fotogrametría (en mrad): (a) sd_x y (b) sd_y .



(a)



(b)

Figura 4.24: Datos sin procesar del láser escáner (a) y proyección de los datos segmentados en los planos (b) XY (continúa en la página siguiente...)

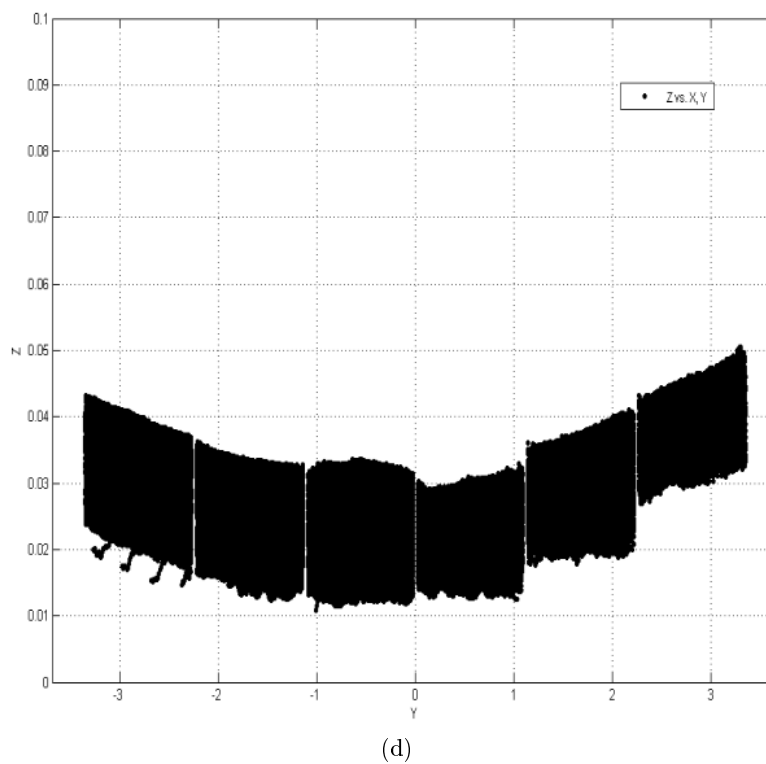
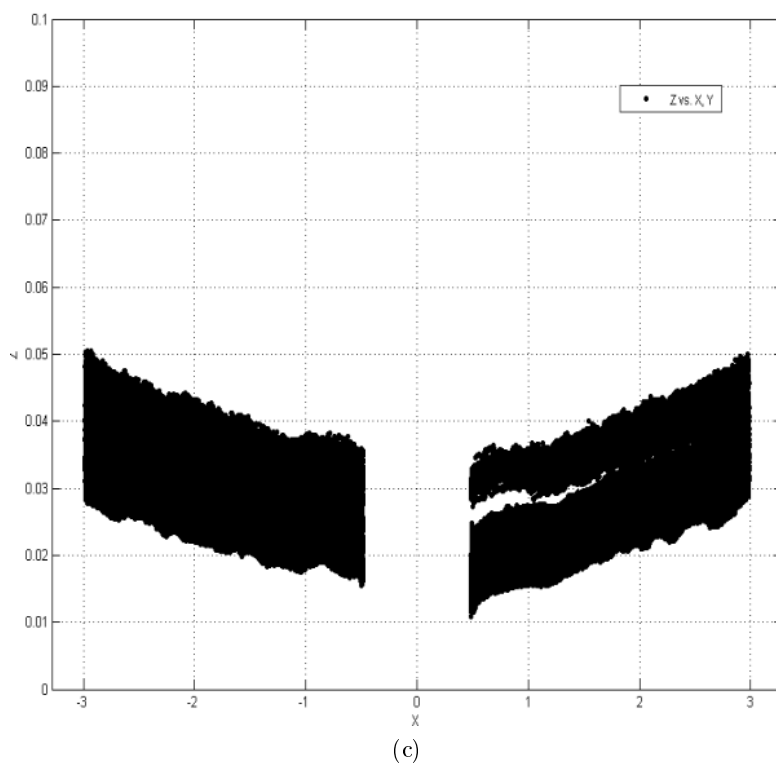


Figura 4.24: (... viene de la página anterior) (c) XZ y (d) YZ de un heliostato tipo del campo CESA-I (todas las figuras en m).

La figura 4.25 muestra el ajuste para la faceta 1 (ver posición dentro del heliostato en la figura 4.26a).

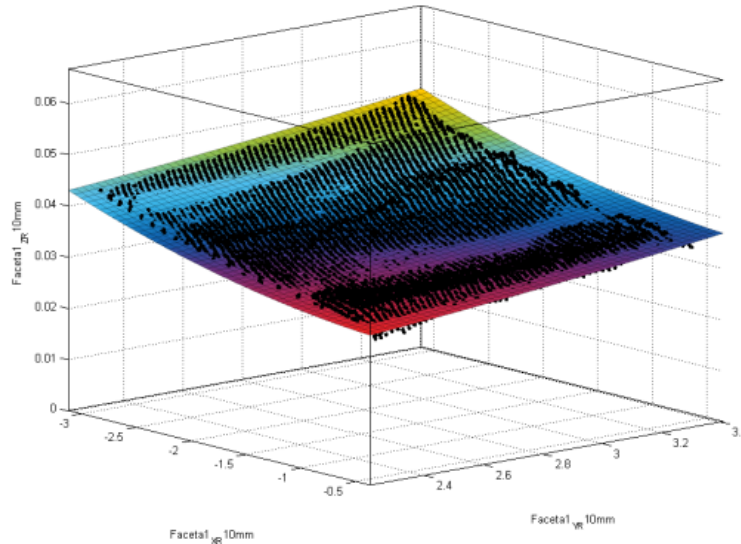


Figura 4.25: Mejor ajuste de la nube de puntos obtenida para la faceta num. 1 de un heliostato tipo del campo CESA-I con el escaneo láser y considerando una superficie esférica.

En la tabla 4.14 se recogen los resultados del ajuste para la faceta 1 del heliostato tipo seleccionado del campo CESA-I.

Tabla 4.14: Resultados del mejor ajuste de la nube de puntos a una superficie esférica para la faceta 1 de un heliostato tipo del campo CESA-I.

Parámetro	Resultado
p_0	(404 ± 8) m
R	(404 ± 8) m
f	(202 ± 4) m
p_2	$(0,28 \pm 0,05)$ m
p_3	$(0,26 \pm 0,06)$ m
$RMSE$	0,688 mm

Dicho ajuste ofrece como resultado que la distancia focal de la faceta es (202 ± 4) m, mientras que la distancia focal teórica de diseño de las facetas de ese heliostato tipo es 220 m, como se mencionó anteriormente.

Si se repite el procedimiento de análisis geométrico para el resto de las facetas del heliostato tipo seleccionado, se obtienen los resultados presentados en las gráficas de la figura 4.26. En la figura 4.26c se muestran las distancias focales obtenidas para cada una de las 12 facetas del heliostato, así como el valor medio.

El valor medio calculado de la distancia focal para las 12 facetas es 218,8 m con una desviación estándar de 45 m. Como se ha señalado anteriormente, la focal teórica de las facetas de este heliostato es 220 m.

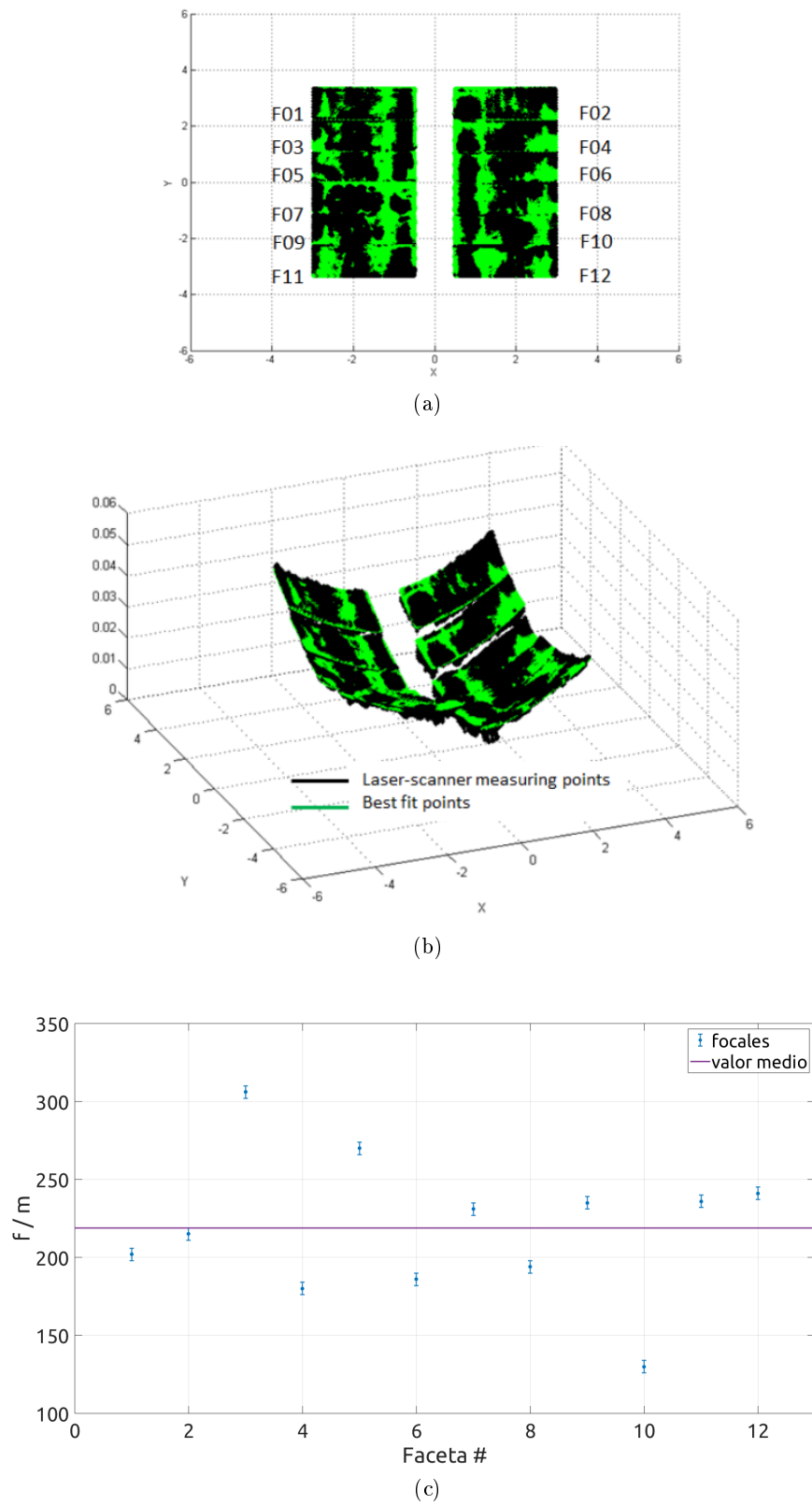


Figura 4.26: Ajuste de las 12 facetas de un heliostato tipo del campo CESA-I a una superficie esférica (en m). (a) Proyección en el plano XY , (b) vista tridimensional y (c) distancias focales calculadas para cada una de las facetas y valor medio.

4.3.3.2. Caracterización geométrica de un heliostato completo

La misma metodología seguida para determinar la calidad geométrica de facetas individuales, se puede aplicar a la superficie reflectante del heliostato completo, considerándolo como un conjunto, y de esta manera determinar tanto la geometría de la superficie como la distancia focal del heliostato.

Como se introdujo en la sección 3.3.3, el procedimiento consiste en ajustar la nube de puntos del modelo tridimensional determinado mediante el escaneado láser (o mediante fotogrametría en su caso) a un modelo genérico de superficie concentradora. En la mayoría de los casos, el canteo de un heliostato es esférico (ecuación 4.10a), pero con la idea de descubrir posibles errores en la construcción del heliostato, se suele generalizar a superficies parabólico-elípticas (ecuación 4.10b), con objeto de descubrir posibles asimetrías en el conformado de la superficie debidas a posibles errores de montaje o a deformaciones estructurales del heliostato.

$$g(x, y) = p_0 + \sqrt{p_1^2 - (x - p_2)^2 - (y - p_3)^2} \quad (4.10a)$$

$$g(x, y) = p_0 + \frac{1}{4p_2}(x - p_1)^2 + \frac{1}{4p_4}(y - p_3)^2 \quad (4.10b)$$

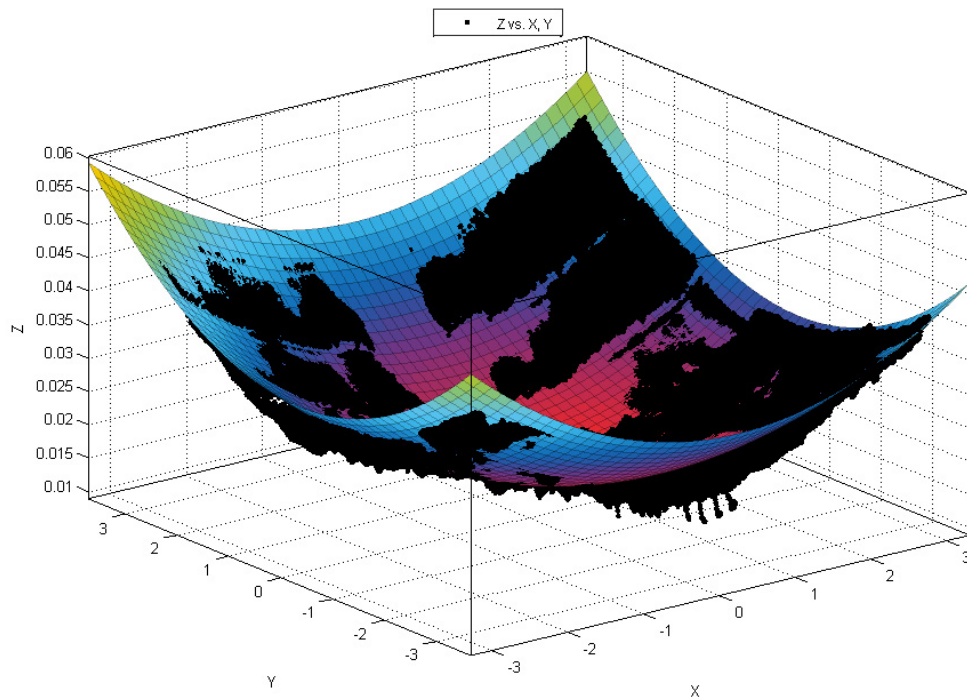
La figura 4.27 muestra los ajustes de la nube de puntos de las 12 facetas del heliostato, tratadas como un todo, a las dos superficies genéricas seleccionadas, parabólico-elíptica y esférica.

En la tabla 4.15 se muestran los resultados para el mejor ajuste a ambas superficies.

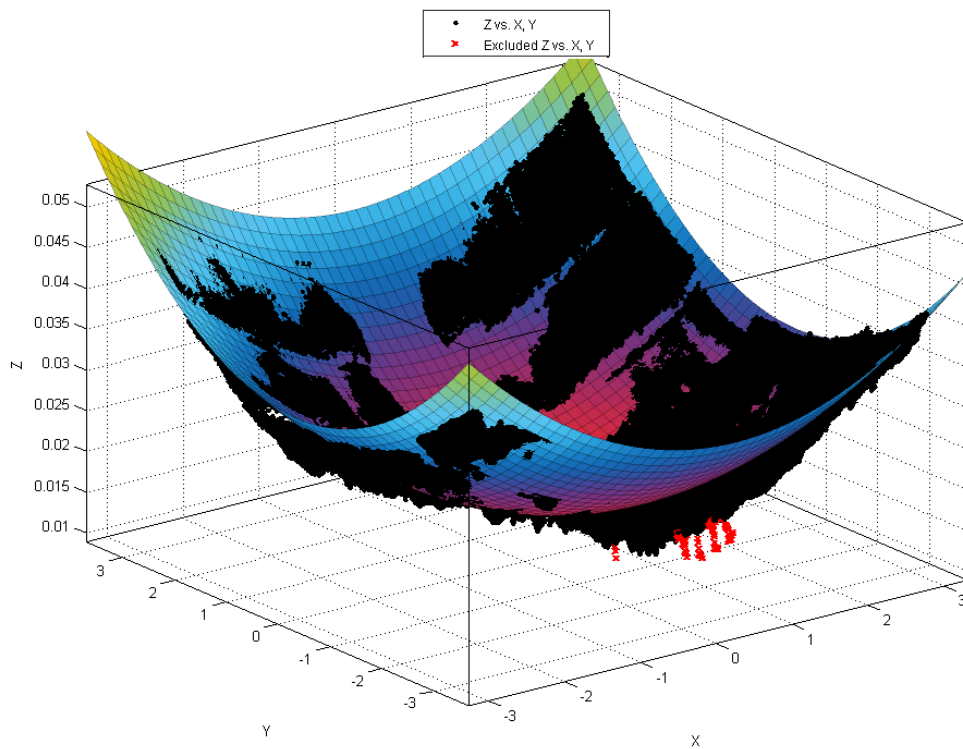
Tabla 4.15: Resultados del mejor ajuste de la nube de puntos para la superficie reflectante del heliostato tipo completo del campo CESA-I.

	Geometría parabólico-elíptica	Geometría esférica
p_0	$(0,1694 \pm 0,0002)$ m	(344 ± 2) m
p_1	$(0,22 \pm 0,03)$ m	(344 ± 2) m (Radio)
p_2	$(165,5 \pm 0,3)$ m (f_x)	$(0,23 \pm 0,02)$ m
p_3	$(-0,394 \pm 0,003)$ m	$(-0,391 \pm 0,003)$ m
p_4	$(176,1 \pm 0,3)$ m (f_y)	
<i>RMSE</i>	1,88 mm	1,89 mm

En el caso del ajuste a una superficie esférica se obtiene una distancia focal $f = 172$ m (la focal de una esfera coincide con la mitad del radio de la esfera), mientras que para el ajuste parabólico-elíptico las distancias focales en los ejes x e y son respectivamente $f_x = 166$ m y $f_y = 176$ m. Como se puede comprobar por el valor del error cuadrático medio, a pesar de que la diferencia entre ambos ajustes es muy pequeña, el modelo parabólico-elíptico muestra un mejor ajuste a la nube de puntos experimental que el modelo esférico.



(a)



(b)

Figura 4.27: Geometría del heliostato tipo seleccionado del campo CESA-I para los dos modelos de ajuste propuesto (en m): (a) parabólico-elíptico y (b) esférico.

Para comprobar la bondad de los resultados de calidad obtenidos aplicando el método de caracterización geométrica a un heliostato tipo del campo CESA-I, se han introducido los parámetros calculados con esta metodología en el código de simulación FiatLux (sección 3.4 del capítulo 3), con objeto de simular la radiación reflejada por el heliostato y compararla, por un lado con la imagen real reflejada por dicho heliostato y, por otro, con el modelo teórico del mismo.

La figura 4.28 muestra la irradiancia normalizada de la imagen real reflejada por el heliostato en un blanco lambertiano y medida con una cámara CCD (a), mientras que en (b) y (c) se muestran las simulaciones con FiatLux del modelo teórico del heliostato y del modelo definido por los parámetros obtenidos experimentalmente descritos anteriormente, a partir del modelo tridimensional obtenido mediante el escaneado láser.

Para poder comparar las imágenes, y con objeto de dar una mayor relevancia a aquellos píxeles que presentan una mayor contribución a la radiación solar concentrada por el heliostato, se puede definir un error cuadrático medio ponderado (*ECMP*) que confiera mayor relevancia (peso) a los residuos próximos al pico de irradiancia (el lugar donde la irradiancia normalizada es máxima) según la ecuación 4.11:

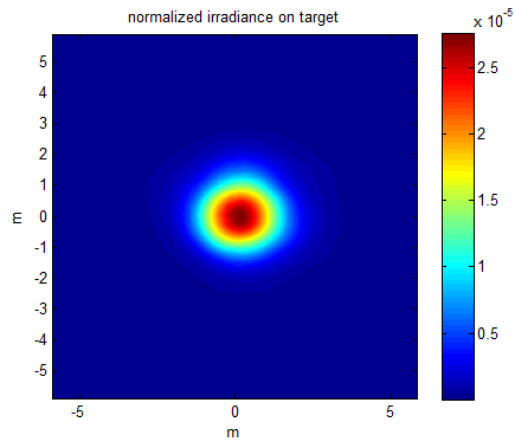
$$ECMP = \sqrt{\frac{\sum_{ij}(gl_{ij} - GL_{ij})^2 w_{ij}}{\sum_{ij} w_{ij}}} \quad (4.11)$$

Donde gl_{ij} son alternativamente los niveles de irradiancia normalizados de las imágenes real y del modelo real simulado con FiatLux y GL_{ij} son los niveles de irradiancia normalizados del modelo teórico simulado con FiatLux. Y w_{ij} son los factores de ponderación, que se han definido como la inversa de la distancia entre el píxel ij y el píxel donde la irradiancia alcanza el máximo (pico de irradiancia).

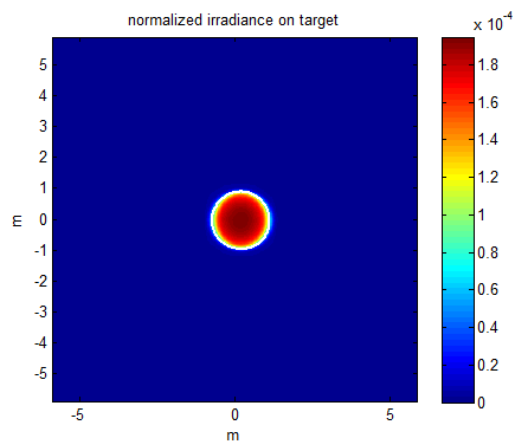
En la ecuación 4.12 se recogen las diferencias entre imagen real y simulación del modelo teórico del heliostato y entre la imagen real y la simulación del modelo real del heliostato obtenido mediante el escaneado láser.

$$\begin{aligned} ECMP_{Real-ModeloTeorico} &= 8,73 \times 10^6 \\ ECMP_{Real-LaserScanner} &= 1,16 \times 10^5 \end{aligned} \quad (4.12)$$

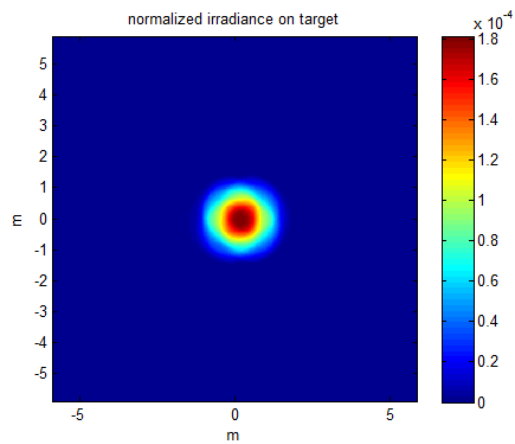
Esta comparación de resultados (ecuación 4.12) demuestra que el modelo calculado con los resultados experimentales obtenidos del modelo tridimensional del heliostato determinado mediante el escaneado láser, mejora en aproximadamente un 25% los resultados de simulación del modelo teórico del heliostato.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.28: Distribución normalizada de la irradiancia reflejada por el heliostato del campo CESA-I en el blanco lambertiano (adimensional): (a) del heliostato real, (b) del modelo teórico simulado con FiatLux y (c) del modelo calculado utilizando los datos de calidad geométrica obtenidos mediante escaneado láser y simulado con FiatLux.

4.4. Simulación del sistema CESA–I de la PSA

Para completar el estudio de sistemas CRS que se presenta en esta Tesis Doctoral, se simula mediante el código de trazado de rayos Tonatiuh (sección 3.4 del capítulo 3) el comportamiento energético del campo de heliostatos CESA–I, considerando como entradas del modelo del campo solar, los valores de reflectancia especular y error geométrico de los heliostatos seleccionados y determinados en la sección 4.2.2 para este campo de heliostatos de la PSA. Los resultados de dicha simulación se comparan con la medida de radiación solar concentrada incidente que se realizó en un momento determinado durante un ensayo del receptor SolAir3000 (Téllez et al., 2004) instalado en la torre CESA–I. Este receptor se encuentra instalado en la cota 84 de la torre y se trata de un receptor plano exterior de tipo volumétrico con un área de apertura de $5,29 \text{ m}^2$ (2,1 m de ancho por 2,52 m de alto). La tabla 4.16 muestra la reflectancia especular solar medida y los errores ópticos determinados mediante fotogrametría para los heliostatos objeto del análisis estadístico, además de los valores medios de los mismos.

Estos valores medios presentados en la tabla 4.16 se utilizan como entradas en la simulación realizada con Tonatiuh, para definir el estado del campo durante ese ensayo.

Aunque para la determinación de la reflectancia especular media del campo solar se realiza un análisis estadístico exhaustivo, para el error geométrico que se emplea como entrada en el modelo de simulación mediante trazado de rayos del campo CESA–I, se ha seleccionado directamente el error geométrico medio de los heliostatos que aparecen en la tabla 4.16. Realizar un análisis estadístico exhaustivo, análogo al realizado para reflectancia, es una tarea que consume muchos recursos, tanto humanos como temporales, y no ha sido posible abordarla durante el desarrollo de esta Tesis Doctoral.

Por otro lado, la experiencia que posee el Doctorando sobre medida de calidad óptico–geométrica de heliostatos en plantas comerciales indica que, cuando se emplea una línea de montaje de heliostatos con los controles de calidad adecuados, el error geométrico de los heliostatos que se fabrican en esa línea es muy homogéneo. En algunos casos se han encontrado diferencias no significativas entre equipos de trabajo distintos trabajando en la misma línea de montaje, apareciendo series de heliostatos con un error de pendiente (*slope error*) asociado ligeramente diferente, que, en todo caso, siempre ha estado dentro de los márgenes de tolerancia de la línea de montaje.

Además de las entradas calculadas en la tabla 4.16 (reflectancia y error geométrico medios), la simulación se realizó para el día 14 de Abril de 2017 a las 12:18 hora local (11:18 UT).

Para esa hora, y teniendo en cuenta la latitud y longitud geográficas del campo solar CESA–I ($37^{\circ}5'33,8''$ Norte y $2^{\circ}21'38''$ Oeste), los ángulos de azimuth y elevación horaria son $153,82^{\circ}$ y $60,21^{\circ}$, respectivamente. En cuanto a los parámetros relativos al Sol, se ha simulado una forma solar $CSR3.5\%$ con una irradiancia normal directa de 838 W/m^2 . La simulación se ha realizado considerando una generación de 1×10^{10} rayos para el análisis Monte Carlo que realiza el código de trazado de rayos.

En el momento de la medida de radiación solar incidente en el receptor, no todos los heliostatos del campo solar estaban apuntando al receptor solar, estando gran parte de ellos en seguimiento desfasado. Las coordenadas de apunte para el seguimiento desfasado del campo solar son $(AP_x, AP_y, AP_z) = (100 \text{ m}, 100 \text{ m}, 0 \text{ m})^2$.

²El origen de coordenadas del sistema CESA–I de la PSA se encuentra en el centro de la torre a nivel del suelo. Todas las coordenadas están referidas a ese origen.

Tabla 4.16: Reflectancia especular solar y error geométrico de los heliostatos seleccionados en el campo CESA-I para estudio de simulación de cálculo de flujo de radiación solar concentrada en receptor SolAir3000. En la figura 4.15 se muestra un plano del campo CESA-I de la PSA con los heliostatos seleccionados. Se incluye también el valor medio de los mismos.

Heliostato	Reflectancia (-)	Error geométrico (mrad)
0203	$0,89 \pm 0,02$	$1,8 \pm 0,3$
0303	$0,90 \pm 0,02$	$1,7 \pm 0,3$
0401	$0,89 \pm 0,02$	$1,7 \pm 0,3$
0403	$0,90 \pm 0,02$	$1,9 \pm 0,3$
0513	$0,90 \pm 0,02$	$1,8 \pm 0,3$
0606	$0,91 \pm 0,02$	$2,1 \pm 0,3$
0617	$0,91 \pm 0,02$	$2,0 \pm 0,3$
0807	$0,88 \pm 0,02$	$1,6 \pm 0,3$
0818	$0,88 \pm 0,02$	$1,6 \pm 0,3$
0900	$0,87 \pm 0,02$	$2,1 \pm 0,3$
0901	$0,87 \pm 0,02$	$2,1 \pm 0,3$
0902	$0,88 \pm 0,02$	$1,5 \pm 0,3$
0909	$0,89 \pm 0,02$	$1,6 \pm 0,3$
0927	$0,89 \pm 0,02$	$1,6 \pm 0,3$
1013	$0,90 \pm 0,02$	$1,7 \pm 0,3$
1025	$0,90 \pm 0,02$	$1,5 \pm 0,3$
1105	$0,92 \pm 0,02$	$1,4 \pm 0,3$
1107	$0,92 \pm 0,02$	$2,2 \pm 0,3$
1109	$0,92 \pm 0,02$	$1,9 \pm 0,3$
1111	$0,91 \pm 0,02$	$1,7 \pm 0,3$
1304	$0,92 \pm 0,02$	$1,6 \pm 0,3$
1309	$0,91 \pm 0,02$	$2,0 \pm 0,3$
1317	$0,91 \pm 0,02$	$2,0 \pm 0,3$
1505	$0,88 \pm 0,02$	$1,9 \pm 0,3$
1512	$0,89 \pm 0,02$	$2,0 \pm 0,3$
1602	$0,88 \pm 0,02$	$2,1 \pm 0,3$
1610	$0,87 \pm 0,02$	$1,8 \pm 0,3$
MEDIA	$0,89 \pm 0,02$	$1,8 \pm 0,3$

A pesar de que los heliostatos que realizan seguimiento desfasado no contribuyen a la potencia total incidente en el receptor solar, se mantuvieron en el modelo de simulación para computar de manera correcta las sombras y bloqueos entre heliostatos, con independencia de si estaban enfocados o en seguimiento desfasado.

Además, se estableció una estrategia de apunte en la superficie del receptor con objeto de homogeneizar la radiación incidente en la superficie del mismo, de manera que no todos los heliostatos apuntan al mismo lugar en la superficie del receptor. Durante el ensayo se establecieron 5 puntos de enfoque cuyas coordenadas de apunte se recogen en la tabla 4.17 junto con la identificación de los heliostatos enfocados a cada uno de los puntos de enfoque.

Tabla 4.17: Coordenadas de apunte y heliostatos enfocados a cada uno de los puntos de enfoque del receptor del sistema CESA-I durante el ensayo experimental para validación de metodologías.

<i>AP</i>	<i>x</i> (m)	<i>y</i> (m)	<i>z</i> (m)
1	-0,45	86,6	12,05
2	0,45	86,6	12,05
3	0,45	85,4	11,35
4	-0,45	85,4	11,35
6	0	86,0	11,70

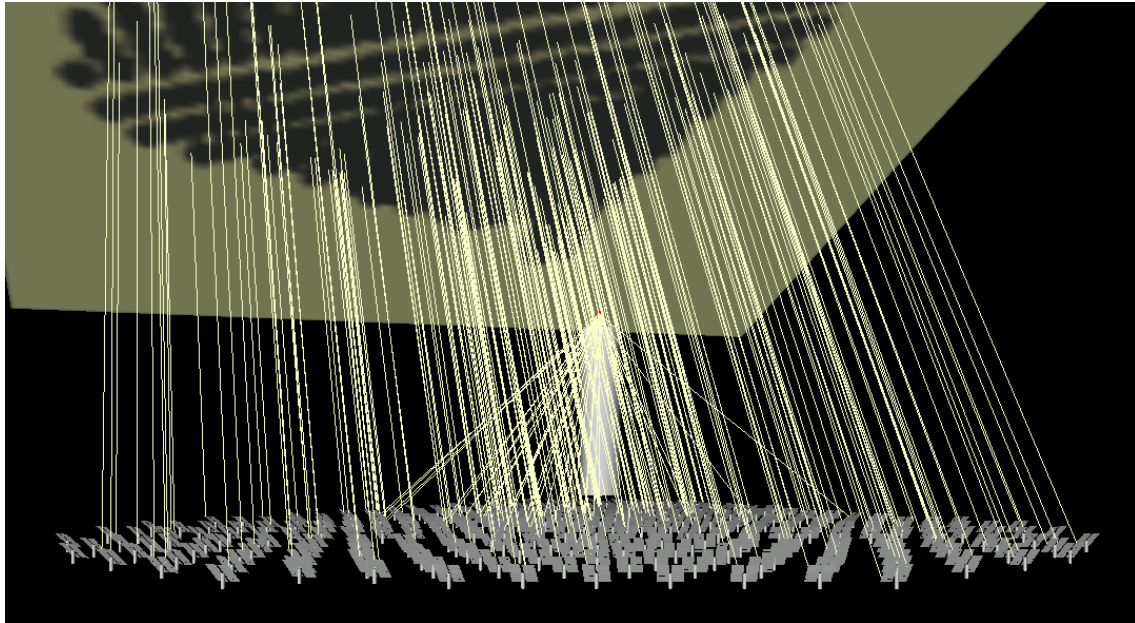
<i>AP1</i>	<i>AP2</i>	<i>AP3</i>	<i>AP4</i>	<i>AP6</i>
0406,0411,0503,0513	0405,0502,0507,0512	0403,0408,0500,0510	0404,0409,0501,0506	0401,0402,0407,0412
0604,0609,0614,0702	0603,0608,0617,0701	0601,0606,0611,0616	0511,0602,0607,0612	0504,0605,0610,0703
0707,0712,0801,0806	0706,0711,0716,0801	0704,0709,0803,0808	0700,0701,0705,0715	0708,0713,0720,0802
0811,0816,0820,0902	0805,0815,0904,0906	0813,0904,0909,0914	0804,0809,0814,0900	0807,0812,0817,0903
0907,0912,1003,1002	0911,0916,1004,1005	1008,1012,1009,1013	0905,0910,0915,11001	0908,0913,0917,1100
0401	0505	0506	0507	1300

Finalmente, para tener en cuenta la atenuación atmosférica, como ya se indicó en la sección 3.4, se seleccionó el modelo de Ballestrín de día claro en el proceso de simulación del sistema CESA-I de la PSA. La figura 4.29 muestra una captura de pantalla del modelo de simulación generado en Tonatiuh para el día y hora concretos del experimento (14 de Abril, 2017; 11:18 UT).

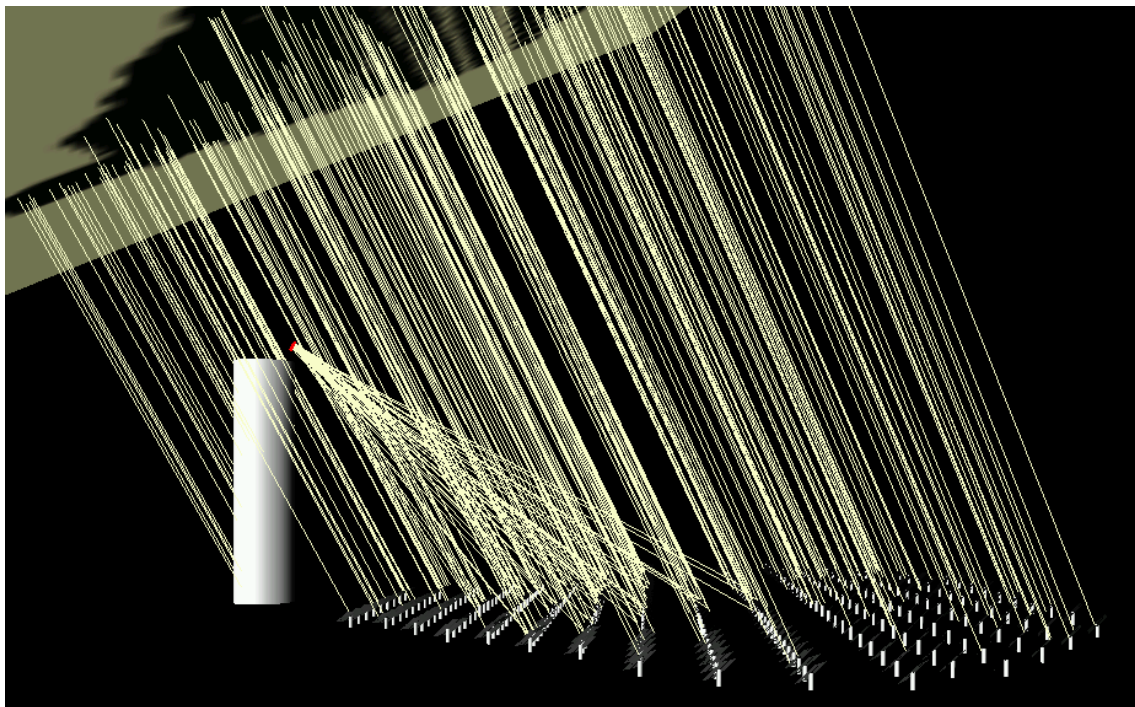
La figura 4.30a muestra la medida experimental de distribución de radiación solar incidente en el receptor, mientras que en la figura 4.30b se muestra la distribución de radiación solar incidente simulada. Además de la distribución de radiación en la superficie del receptor, podemos comparar la densidad media de radiación en su superficie, así como el valor máximo (o pico de flujo). Los valores tanto experimentales como simulados se recogen en la tabla 4.18

Tabla 4.18: Comparación entre resultados experimentales y simulados de potencia incidente en el receptor SolAir3000 del sistema CESA-I de la PSA.

	Experimental	Simulado	Diferencia
Densidad de radiación	$(222 \pm 16) \text{ kW m}^{-2}$	$(240 \pm 40) \text{ kW m}^{-2}$	8,10 %
Pico de radiación	$(420 \pm 30) \text{ kW m}^{-2}$	$(440 \pm 50) \text{ kW m}^{-2}$	4,76 %
Coordenadas pico radiación (m)	$(-0,002 ; 0,130)$	$(-0,056 ; 0,063)$	

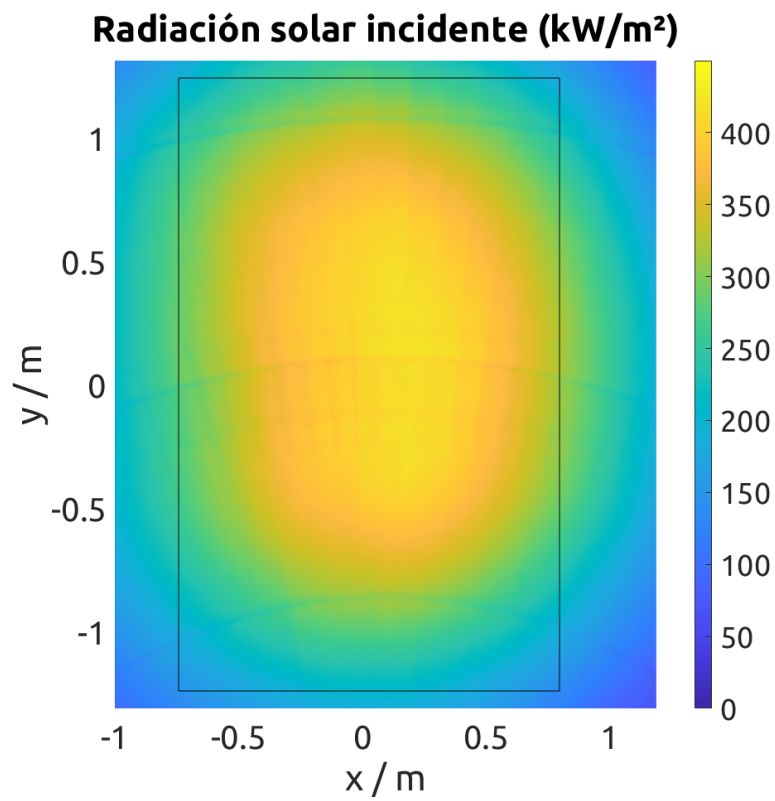


(a)

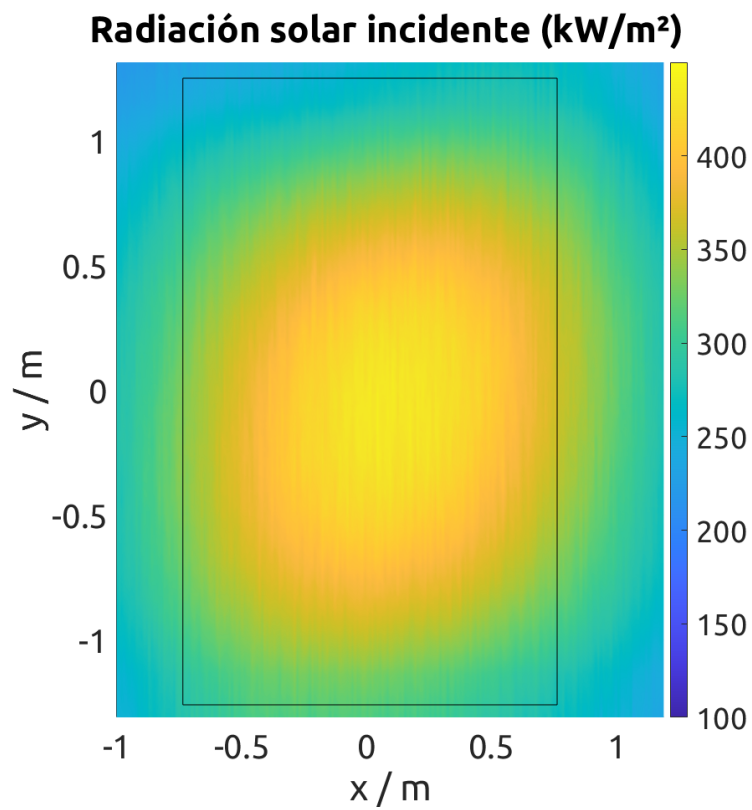


(b)

Figura 4.29: Modelo generado en Tonatiuh para la simulación del campo de heliostatos CESA-I: a) vista Este-Oeste, b) vista Norte-Sur. En rojo se destaca la posición del receptor.



(a)



(b)

Figura 4.30: Distribución de radiación solar incidente en el receptor SolAir3000 del sistema CESA-I: (a) experimental, (b) simulada.

La comparación directa de las dos distribuciones de radiación solar concentrada en la superficie del receptor no es la manera mas adecuada de comparar resultados, debido a que existen otras fuentes de error que no han sido tenidas en cuenta en la simulación:

- Error de apunte de los heliostatos: el heliostato real no apunta a las coordenadas que le ordena el sistema de control, i.e. existe un *offset* entre las coordenadas reales de apunte y las que comanda el sistema de control.
- Error de seguimiento de los heliostatos: este *offset* presenta dependencia temporal debido a que el vector normal a la superficie del heliostato no sigue la ecuación 2.7 en todo momento.
- Influencia del viento o de factores atmosféricos como la humedad relativa y la temperatura.

Todos estos factores se pueden agregar a la simulación si se convolucionan con el error geométrico de los heliostatos, de manera que es posible introducir un error total resultado de la convolución de todos los errores individuales. Las fuentes adicionales de error descritas quedan fuera del alcance de esta Tesis Doctoral y no se han determinado experimentalmente; es por esto que, la simulación se realiza exclusivamente con los parámetros determinados experimentalmente: reflectancia especular solar y error geométrico del heliostato.

Mas allá de la comparación directa, se puede realizar una comparación de parámetros cuantitativos que son importantes desde el punto de vista energético. Estos parámetros son el valor medio de radiación solar concentrada en la superficie del receptor (densidad de radiación), que al multiplicarse por el área del receptor permite obtener la potencia total incidente en el receptor (que es otro parámetro a comparar, aunque derivado de este primero); y el valor de la concentración máxima en el receptor (pico de radiación). La tabla 4.18 muestra la comparación entre los valores reales (medidos experimentalmente) de densidad de radiación y pico de radiación, con los valores que se obtienen por simulación (considerando los valores experimentales de reflectancia y error geométrico de la geometría de los heliostatos), así como las coordenadas donde se produce este pico de radiación (tomando como origen de coordenadas el centro del receptor).

Como se puede extraer de la tabla, las diferencias porcentuales para la densidad y el pico de radiación entre medidas reales y valores simulados son respectivamente 8,10% y 4,76%. Encontrándose, en todo caso, los valores medios de dichos parámetros incluidos en los rangos de error respectivos de la medida y la simulación.

Capítulo 5

Conclusiones

Y si he escrito esta carta tan larga ha sido porque no he tenido tiempo de hacerla más corta.

Blaise Pascal

Esta Tesis Doctoral presenta una serie de contribuciones a la caracterización óptica de heliostatos y campos de heliostatos para sistemas CRS. En primer lugar, se ha desarrollado un procedimiento basado en análisis estadístico para la medida de la reflectancia especular solar de heliostatos y la extensión de dicha medida a la determinación de la reflectancia especular solar media de un campo de heliostatos, y en general de campos solares con todo tipo de captadores solares (cilindroparábolicos, Fresnel, discos parabólicos, ...).

También, se ha desarrollado un método para caracterizar geoméricamente captadores solares de concentración con independencia de la geometría considerada, que como resultado permite calcular el error de la pendiente (*slope error*) asociado a las superficies ópticas de los mismos.

Y además, se ha actualizado el código de simulación DELSOL que permite realizar simulaciones para la optimización de sistemas completos CRS para poder utilizarse en entornos de computación de 64 bits.

De toda la metodología y resultados presentados en los capítulos 3 y 4 de esta Tesis Doctoral se extraen las siguientes conclusiones:

1. Se ha desarrollado una interfaz gráfica en entorno MATLAB[®] que permite una interacción más sencilla con el código fuente DELSOL, programado en Fortran 77 y que gestiona las entradas y salidas con ficheros en modo texto. Esta nueva interfaz es una actualización de WinDELSOL y permite salvar las limitaciones de esta versión relativas a su ejecución en entornos de 64 bits.
2. Se ha desarrollado un método estadístico de determinación de la reflectancia especular solar media de un campo de heliostatos, que se puede generalizar para todo tipo de campos solares con diferentes tecnologías de captadores. Este desarrollo estadístico permite determinar la reflectancia especular solar media de un campo de heliostatos midiendo un número limitado (y pequeño) de heliostatos del total que componen el campo solar, lo que permite reducir notablemente el tiempo requerido para determinar la reflectancia de un campo de heliostatos.

3. Esta metodología de determinación de la reflectancia especular se ha aplicado con éxito a los campos de heliostatos de los sistemas SSPS-CRS y CESA-I de la PSA. Por tanto, se dispone actualmente de un procedimiento rutinario de medida de la reflectancia especular solar para ambos campos solares, que se encuentra incorporado a los procedimientos rutinarios de operación y mantenimiento de ambos sistemas.
4. Se ha desarrollado un método de caracterización geométrica de superficies reflectantes, que emplea o bien la técnica de fotogrametría o la de escaneado láser, que permite obtener un modelo tridimensional de dichas superficies reflectantes para múltiples configuraciones y geometrías. A partir de los modelos tridimensionales generados, el método se ha completado con la programación de una serie de algoritmos en entorno MATLAB[®] que permiten calcular los parámetros de calidad geométrica sdx , sd_y , SDx_{std} , SDy_{std} , ..., así como las distancias focales de heliostatos y facetas individuales, y a partir de dichos parámetros determinar el error geométrico (*slope-error*) de las mismas.
5. Esta metodología de caracterización óptico-geométrica se ha aplicado en esta Tesis Doctoral a la medida de facetas y superficie completa de un heliostato prototipo y de heliostatos tipo del campo CESA-I de la PSA, facetas y heliostatos con geometrías y tamaños diferentes demostrando su aplicabilidad a diferentes configuraciones.
6. Se han validado experimentalmente los procedimientos desarrollados para la determinación de la reflectancia especular y el error geométrico de heliostatos. Esta comparación se ha realizado contrastando los resultados de la simulación mediante trazado de rayos de uno de los sistemas experimentales considerados, el sistema CESA-I de la PSA, con la medida directa de la distribución de radiación solar y la potencia total incidentes en un receptor solar situado en este sistema CRS. Para la simulación, se han empleado como parámetros ópticos de entrada la reflectancia y error geométrico determinados experimentalmente.

Respecto a los trabajos futuros vinculados a los desarrollos presentados en esta Tesis Doctoral, las propuestas del Doctorando para continuar con dichos desarrollos son los siguientes:

1. Continuar con la integración del código DELSOL en la interfaz gráfica descrita en la sección 4.1 con el propósito de permitir ampliar la variedad de sistemas CRS que se puedan simular con el nuevo paquete de software.
2. Integrar los desarrollos de las técnicas de fotogrametría y escaneado láser con objeto de reducir el tiempo necesario para la caracterización geométrica de concentradores solares, así como explorar nuevas técnicas basadas en deflectometría y uso de colimadores ópticos.
3. Integrar la metodología de caracterización geométrica con el empleo de drones para facilitar su aplicación en captadores de gran tamaño e incluso aplicarlas a campos solares extensos.

Bibliografía

*Y así, del mucho leer y del poco dormir, se le
secó el cerebro de manera que vino a perder el
juicio.*

Miguel de Cervantes Saavedra

- AENOR (2013). UNE 206009:2013. Solar thermal electric plants. Terminology.
- AHLBRINK, N., BELHOMME, B., FLESCH, R., MALDONADO QUINTO, D., RONG, A. y SCHWARZBÖZL, P. (2012). STRAL: Fast ray tracing software with tool coupling capabilities for high-precision simulations of solar thermal power plants. En *Proceedings of the 18th SolarPACES Conference*. 11–14 de Septiembre. Marrakech (Marruecos).
- ALEXOPOULOS, S. y HOFFSCHMIDT, B. (2017). Advances in solar tower technology. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol. 6(1), página e217.
- ALPERT, D. y HOUSER, R. (1988). Performance evaluation of large-area glass-mirror heliostats. SAND87–2910C, Sandia National Laboratories (SNL).
- ASTM (2008). ASTM–G 173-03. Terrestrial Reference Spectra for Photovoltaic Performance Evaluation.
- ASTM (2012). ASTM-E903-12. Standard Test Method for Solar Absorptance, Reflectance, and Transmittance of Materials Using Integrating Spheres.
- ÁVILA-MARÍN, A. L. (2011). Volumetric receivers in Solar Thermal Power Plants with Central Receiver System technology: A review. *Solar Energy*, vol. 85(5), páginas 891–910.
- BALLESTRÍN, J. y MARZO, A. (2012). Solar radiation attenuation in solar tower plants. *Solar Energy*, vol. 86(1), páginas 388–392.
- BALLESTRÍN, J. y MONTERREAL, R. (2004). Hybrid heat flux measurement system for solar central receiver evaluation. *Energy*, vol. 29(5-6), páginas 915–924.
- BALLESTRÍN, J., MONTERREAL, R., CARRA, M. E., FERNÁNDEZ-RECHE, J., BARBERO, J. y MARZO, A. (2016). Measurement of solar extinction in tower plants with digital cameras. *AIP Conference Proceedings*, vol. 1734(1), página 130002.
- BALLESTRÍN, J., MONTERREAL, R., CARRA, M. E., FERNÁNDEZ-RECHE, J., POLO, J., ENRIQUE, R., RODRÍGUEZ, J., CASANOVA, M., BARBERO, F. J., ALONSO-MONTESINOS, J., LÓPEZ, G., BOSCH, J. L., BATLLES, F. J. y MARZO, A. (2018). Solar extinction measurement system based on digital cameras. Application to solar tower plants. *Renewable Energy*, vol. 125, páginas 648–654.

- BARBERO, J., ALONSO-MONTESINOS, J., BALLESTRÍN, J., CARRA, M. E. y FERNÁNDEZ-RECHE, J. (2020). Atmospheric horizontal extinction determined with a single digital camera-based system in the scope of solar power tower plants. *Measurement*, vol. 149, página 107025.
- BARBERO, J., ALONSO-MONTESINOS, J., BATLLES, F. J., POLO, J., LÓPEZ, G., BOSCH, J. L., BALLESTRÍN, J., CARRA, M. E. y FERNÁNDEZ-RECHE, J. (2018). Evolution of the aerosol extinction coefficient at 100 m above ground during an episode of Saharan dust intrusion as derived from data registered by a ceilometer in Almería (SE Spain). *AIP Conference Proceedings*, vol. 2033(1), página 190002.
- BEHAR, O. (2018). Solar thermal power plants - A review of configurations and performance comparison. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 92, páginas 608–627.
- BEHAR, O., KHELLAF, A. y MOHAMMEDI, K. (2013). A review of studies on central receiver solar thermal power plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 23, páginas 12–39.
- BESARATI, S. M., YOGI GOSWAMI, D. y STEFANAKOS, E. K. (2014). Optimal heliostat aiming strategy for uniform distribution of heat flux on the receiver of a solar power tower plant. *Energy Conversion and Management*, vol. 84, páginas 234–243.
- BIEL GAYÉ, J. (1997). *Formalismo y Métodos de la Termodinámica. Volumen 1*. Ed. Reverté, Madrid. ISBN 9788429143430.
- BIGGS, F. y VITTITOE, C. N. (1979). The Helios model for the optical behavior of reflecting solar concentrators. SAND76–0347, Sandia National Laboratories (SNL).
- BLACKMON, J. y CURCIJA, M. (1978). Heliostat reflectivity variations due to dust buildup under desert conditions. En *Seminar on Testing Solar Energy Materials and Systems*, páginas 169–183. 22–24 de Mayo. Gaithersburg (EE. UU.).
- BLANCO, M. J., AMIEVA, J. M. y MANCILLA, A. (2005). The TONATIUH software development project: an open source approach to the simulation of solar concentrating systems. En *Proceedings of 2005 ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition*. 5–11 de Noviembre. Orlando (EE. UU.).
- BLEYER, M. y GELAUTZ, M. (2005). A layered stereo matching algorithm using image segmentation and global visibility constraints. *ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing*, vol. 59(3), páginas 128–150.
- BODE, S.-J. y GAUCHÉ, P. (2012). Review of optical software for use in concentrating solar power systems. En *Proceedings of South African Solar Energy Conference*. 21–23 de Mayo. Ciudad del Cabo (Sudáfrica).
- BÖER, K. W. (1991). *Advances in Solar Energy: an Annual Review of Research and Development*. Springer US, New York. ISBN 9781461399483.
- BOROUCHAKI, H. y LO, S. H. (1995). Fast Delaunay triangulation in three dimensions. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, vol. 128(1-2), páginas 153–167.

- BUIE, D., DEY, C. J. y BOSI, S. (2003). The effective size of the solar cone for solar concentrating systems. *Solar Energy*, vol. 74(5).
- BURGALETA, J. I., ARIAS, S. y RAMIREZ, D. (2011). Gemasolar, the first tower thermosolar commercial plant with molten salt storage. En *Proceedings of the 17th SolarPACES Conference*. 20–23 de Septiembre. Granada (España).
- CARRA, E., MARZO, A., BALLESTRÍN, J., POLO, J., BARBERO, J., ALONSO-MONTESINOS, J., MONTERREAL, R., ABREU, E. F. y FERNÁNDEZ-RECHE, J. (2020). Atmospheric extinction levels of solar radiation using aerosol optical thickness satellite data. Validation methodology with measurement system. *Renewable Energy*, vol. 149, páginas 1120–1132.
- CASAS PELÁEZ, J. (1994). *Óptica*. Ed. Justiniano Casas Pelaez, Zaragoza. ISBN 9788460500629.
- CATENA, A., RAMOS, M. M. y TRUJILLO, H. M. (2003). *Análisis multivariado: Un Manual para Investigadores*. Editorial Biblioteca Nueva S.L., Madrid. ISBN 8497421159.
- CIEMAT (2019). Annual Technical Report. Plataforma Solar de Almería. Disponible en: <http://www.psa.es/es/techrep/2018/AnnualReport2018.pdf>, CIEMAT-PSA.
- CIEMAT-PSA (2018). Archivos multimedia. <http://www.psa.es/es/multimedia/fotos.php> (último acceso: 30 de abril de 2020).
- COLLADO, F. J. (2010). One-point fitting of the flux density produced by a heliostat. *Solar Energy*, vol. 84(4), páginas 673–684.
- COLLADO, F. J. y GUALLAR, J. (2012). Campo: Generation of regular heliostat fields. *Renewable Energy*, vol. 46, páginas 49–59.
- COLLADO, F. J. y GUALLAR, J. (2013). A review of optimized design layouts for solar power tower plants with *campo* code. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 20, páginas 142–154.
- COLLADO, F. J. y GUALLAR, J. (2017). Improved heliostat field design for solar tower plants. *AIP Conference Proceedings*, vol. 1850(1), página 030008.
- COLOMINA, I. y MOLINA, P. (2014). Unmanned aerial systems for photogrammetry and remote sensing: A review. *ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing*, vol. 92, páginas 79–97.
- DELATORRE, J., BAUD, G., BÉZIAN, J. J., BLANCO, S., CALIOT, C., CORNET, J. F., COUSTET, C., DAUCHET, J., EL HAFI, M., EYMET, V., FOURNIER, R., GAUTRAIS, J., GOURMEL, O., JOSEPH, D., MEILHAC, N., PAJOT, A., PAULIN, M., PEREZ, P., PIAUD, B., ROGER, M., ROLLAND, J., VEYNANDT, F. y WEITZ, S. (2014). Monte Carlo advances and concentrated solar applications. *Solar Energy*, vol. 103, páginas 653–681.
- DEMEO, E. A. y GALDO, J. F. (1997). Renewable Energy Technology Characterizations. TR-109496, National Renewable Energy Laboratories (NREL).
- DILIP, J. S. y VENKATRAJ, V. (2013). Simulation of solar thermal central receiver power plants: a review. *Int J Adv Res*, vol. 1, páginas 367–373.

- DUFFIE, J. A., BECKMAN, W. A. y BLAIR, N. (2012). *Solar Engineering of Thermal Processes. 4th Ed.* John Wiley & Sons, New Jersey. ISBN 9780470873663.
- DUNHAM, M. T. y IVERSON, B. D. (2014). High-efficiency thermodynamic power cycles for concentrated solar power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, páginas 758–770.
- DUNN, O. J. (1961). Multiple Comparisons among Means. *Journal of the American Statistical Association*, vol. 56, páginas 52–64.
- DUNN, R. (2010). A global review of concentrated solar power storage. En *Proceedings of Solar 2010, 48th AuSES Conference*. 1–3 de Diciembre. Camberra (Australia).
- EOS INC., L. (2014). PhotoModeler Scanner user manual. Disponible en: www.photomodeler.com.
- FALCONE, P. K. (1986). A Handbook for Solar Central Receiver Design. SAND86–8009, Sandia National Laboratories (SNL).
- FERNÁNDEZ-GARCÍA, A., ÁLVAREZ-RODRIGO, L., MARTÍNEZ-ARCOS, L., AGUIAR, R. y MÁRQUEZ-PAYÉS, J. (2014). Study of different cleaning methods for solar reflectors used in CSP plants. *Energy Procedia*, vol. 49, páginas 80–89.
- FERNÁNDEZ-GARCÍA, A., SUTTER, F., FERNÁNDEZ-RECHE, J. y LÜPFERT, E. Mirrors. En *The Performance of Concentrated Solar Power (CSP) Systems*, páginas 67–98. Woodhead Publishing (2017). ISBN 9780081004487.
- FERNÁNDEZ-RECHE, J. (2006). Reflectance measurement in solar tower heliostats fields. *Solar Energy*, vol. 80(7), páginas 779 – 786.
- FERNÁNDEZ-RECHE, J. y VALENZUELA, L. (2012). Geometrical assessment of solar concentrators using close-range photogrammetry. *Energy Procedia*, vol. 30, páginas 84–90.
- FINCH, N. S. y ANDRAKA, C. E. (2011). Uncertainty analysis and characterization of the SOFAST mirror facet characterization system. En *ASME 5th International Conference on Energy Sustainability*, páginas 713–722. 7–10 de Agosto. Washington (EE. UU.).
- GARCÍA, L., BURISCH, M. y SANCHEZ, M. (2015). Spillage Estimation in a Heliostats Field for Solar Field Optimization. *Energy Procedia*, vol. 69, páginas 1269–1276.
- GARCIA, P., FERRIERE, A. y BEZIAN, J. J. (2008). Codes for solar flux calculation dedicated to central receiver system applications: A comparative review. *Solar Energy*, vol. 82(3), páginas 189–197.
- GERTIG, C., DELGADO, A., HIDALGO, C. y RON, R. (2014). SoFiA—A Novel Simulation Tool for Central Receiver Systems. *Energy Procedia*, vol. 49, páginas 1361–1370.
- GRASSE, W., HERTLEIN, H. P., WINTER, C.-J. y BRAUN, G. W. Thermal Solar Power Plants Experience. En *Solar Power Plants*, páginas 215–282. Springer, Berlin, Heidelberg (1991). ISBN 978-3-642-64759-8.
- GREENPEACE, ESTELA y SOLARPACES (2017). Solar Thermal Electricity. Global Outlook 2016. Disponible en: <https://www.solarpaces.org/solar-thermal-electricity-global-outlook-2016/>.

- GRUEN, A. y AKCA, D. (2005). Least squares 3D surface and curve matching. *ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing*, vol. 59(3), páginas 151–174.
- GUPTA, S. y MAZUMDAR, S. G. (2013). Sobel edge detection algorithm. *International journal of computer science and management Research*, vol. 2(2), páginas 1578–1583.
- HAMAMATSU PHOTONICS., K. (2016). ORCA-Flash4.0 V2 Digital CMOS Camera C11440-22CU/C11440-22CU01 Instruction manual. Disponible en: https://www.hamamatsu.com/sp/sys/en/manual/C11440-22CU_IM_En.pdf.
- HEIMSATH, A., PLATZER, W., BOTHE, T. y WANSONG, L. (2008). Characterization of optical components for linear Fresnel collectors by fringe reflection method. En *Proceedings of 14th SolarPACES Conference*, páginas 1–8. 4–7 de Marzo. Las Vegas (EE. UU.).
- HELLER, P. (2017). *The Performance of Concentrated Solar Power (CSP) Systems: Analysis, Measurement and Assessment*. Elsevier Inc., Cambridge. ISBN 9780081004487.
- HO, C. K. (2008). Software and Codes for Analysis of Concentrating Solar Power Technologies. SAND2008–8053, Sandia National Laboratories (SNL).
- HO, C. K. y IVERSON, B. D. (2014). Review of high-temperature central receiver designs for concentrating solar power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 29, páginas 835–846.
- HOFFSCHMIDT, B., DIBOWSKI, G., BEUTER, M., FERNÁNDEZ, V., TÉLLEZ, F. y STOBBE, P. (2003). Test results of a 3 MW solar open volumetric receiver. En *ISES Solar World Congress*, página 6. 14–19 de Junio. Göteborg (Suecia).
- HOLLAND, B. S. y COPENHAVER, M. D. (1988). Improved Bonferroni-type multiple testing procedures. *Psychological Bulletin*, vol. 104, páginas 145–149.
- HUANG, W., LI, L., LI, Y. y HAN, Z. (2013). Development and evaluation of several models for precise and fast calculations of shading and blocking in heliostats field. *Solar Energy*, vol. 95, páginas 255–264.
- ISO (1999). ISO 9488:1999. Solar energy – Vocabulary.
- ISO (2003). ISO9050:2003. Glass in building – Determination of light transmittance, solar direct transmittance, total solar energy transmittance, ultraviolet transmittance and related glazing factors.
- JAFRANCESCO, D., CARDOSO, J. P., MUTUBERRIA, A., LEONARDI, E., LES, I., SANSONI, P., FRANCINI, F. y FONTANI, D. (2018). Optical simulation of a central receiver system: Comparison of different software tools. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, páginas 792–803.
- KAUFMAN, L. (1992). *Finding Groups in Data: an Introduction to Cluster Analysis*. John Wiley & Sons, New Jersey. ISBN 9780471878766.
- KENNEDY, C. E. y TERWILLIGER, K. (2005). Optical Durability of Candidate Solar Reflectors. *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 127(2), página 262.

- KISTLER, B. L. (1986). A user's manual for DELSOL3: a computer code for calculating the optical performance and optimal system design for solar thermal central receiver plants. SAND86-8018, Sandia National Laboratories (SNL).
- KITTLER, J. (1983). On the accuracy of the Sobel edge detector. *Image and Vision Computing*, vol. 1(1), páginas 37-42.
- KRIBUS, A., ZAIBEL, R. y SEGAL, A. (1998). Extension of the Hermite Expansion method for Cassegrainian solar central receiver systems. *Solar Energy*, vol. 63(6), páginas 337-343.
- KRÖGER-VODDE, A. y HOLLÄNDER, A. (1999). CCD flux measurement system PROHERMES. *Journal De Physique. IV : JP*, vol. 9(3).
- LEARY, P. L. y HANKINS, J. D. (1979). User's guide for MIRVAL: a computer code for comparing designs of heliostat-receiver optics for central receiver solar power plants. SAND77-8280, Sandia National Laboratories (SNL).
- LEONARDI, E. y DÁGUANNO, B. (2011). CRS4-2: A numerical code for the calculation of the solar power collected in a central receiver system. *Energy*, vol. 36(8), páginas 4828-4837.
- LEWANDOWSKI, A. y GRAY, A. (2010). Video Scanning Hartmann Optical Tester (VSHOT) Uncertainty Analysis. NREL/CP-5500-49305, National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- LEYCA GEOSYSTEMS (2016). Leica ScanStation P20 User Manual.
- LIGTENBERG, F. K. (1954). The Moiré method—A new experimental method for the determination of moments in small slab models. *Proc. SESA*, vol. 12(2), páginas 83-98.
- LIPPS, F. W. y VANT-HULL, L. L. (1978). A Cellwise method for the optimization of large central receiver systems. *Solar Energy*, vol. 20, páginas 505-516.
- LÜPFERT, E., HELLER, P., ULMER, S., MONTERREAL, R. y FERNÁNDEZ-RECHE, J. (2000). Concentrated solar radiation measurement with video image processing and online fluxgauge calibration. En *Solar Thermal International Conference*, páginas 8-10. 8-10 de Marzo. Sydney (Australia).
- LÜPFERT, E. y ULMER, S. (2009). Solar Trough Mirror Shape Specifications. En *Proceedings of 15th SolarPACES Conference*. 15-18 de Septiembre. Berlín (Alemania).
- MACCARI, A. y MONTECCHI, M. (2007). An optical profilometer for the characterisation of parabolic trough solar concentrators. *Solar Energy*, vol. 81(2), páginas 185-194.
- MARSHALL, G. y STUTZ, G. (2011). *Handbook of optical and laser scanning*. CRC Press, Boca Ratón. ISBN 9781439808795.
- MÄRZ, T., PRAHL, C., ULMER, S., WILBERT, S. y WEBER, C. (2011). Validation of two optical measurement methods for the qualification of the shape accuracy of mirror panels for concentrating solar systems. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, vol. 133(3).
- MATHWORKS (2004). Statistics Toolbox User's Guide.

- MICROSCAN (2000). μ Scan Scatterometer User's Manual. Disponible en: <http://thescatterworks.com/microscan-%CE%BCscan-scatterometer>.
- MIKHAIL, E. M., BETHEL, J. S. y MCGLONE, J. C. (2001). *Introduction to modern photogrammetry*. John Wiley & Sons, New Jersey. ISBN 9780471309246.
- MONTECCHI, M., BENEDETTI, A. y CARA, G. (2011). Fast 3D optical-profilometer for the shape-accuracy control of parabolic trough facets. En *Proceedings of the 17th SolarPACES Conference*. 20–23 de Septiembre. Granada (España).
- MONTERREAL, R. (2000). Software developments for system analysis and optimization. En *Proceedings of the IEA SolarPACES Task III workshop on simulation of solar thermal power systems*, páginas 253–260. 18–21 de Mayo. Colonia (Alemania).
- MONTERREAL, R., ENRIQUE, R. y FERNÁNDEZ-RECHE, J. (2017). An improved methodology for heliostat testing and evaluation at the Plataforma Solar de Almería. *AIP Conference Proceedings*, vol. 1850(1), página 030036.
- MONTGOMERY, D. C. (2001). *Design and Analysis of Experiments. 5th ed.* John Wiley & Sons, New Jersey. ISBN 0471316490.
- NEUMANN, A., WITZKE, A., JONES, S. A. y SCHMITT, G. (2002). Representative terrestrial solar brightness profiles. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, vol. 124(2), páginas 198–204.
- NOONE, C. J., TORRILHON, M. y MITSOS, A. (2012). Heliostat field optimization: A new computationally efficient model and biomimetic layout. *Solar Energy*, vol. 86(2), páginas 792–803.
- NREL (2019). Concentrating Solar Power Projects. <https://solarpaces.nrel.gov/by-technology/power-tower> (último acceso: 30 de abril de 2020).
- O'GALLAGHER, J. J. (2008). Nonimaging Optics in Solar Energy. *Synthesis Lectures on Energy and the Environment: Technology, Science, and Society*, vol. 2(1), páginas 1–120.
- ORIGINLAB CORPORATION (2020). Disponible en: <https://www.originlab.com/index.aspx?go=Products/Origin>.
- OSUNA, R., OLAVARRÍA, R., MORILLO, R., SÁNCHEZ, M., CANTERO, F., FERNÁNDEZ-QUERO, V., ROBLES, P., CERRO, T., ESTEBAN, A., CERÓN, F., TALEGÓN, J., ROMERO, M., TÉLLEZ, F., MARCOS, M., MARTÍNEZ, D., VALVERDE, A., MONTERREAL, R., PITZ-PAAL, R., BRAKMANN, G. y SILVA, M. (2006). PS10, Construction of a 11 MW solar thermal tower plant in Seville, SPAIN. En *Proceedings of 13th SolarPACES Conference*. 20–23 de Junio. Sevilla (España).
- PACHECO, J. E. y GILBERT, R. (1999). Overview of recent results of the Solar Two test and evaluations program. SAND99–0091C, Sandia National Laboratories (SNL).
- PETRASCH, J. (2010). A free and open source Monte Carlo ray tracing program for concentrating solar energy research. En *ASME 4th International Conference on Energy Sustainability*, vol. 2, páginas 125–132. 17–22 de Mayo. Phoenix (EE. UU.).

- PITMAN, C. L. y VANT-HULL, L. (1982). Atmospheric transmission model for a solar beam propagating between a heliostat and a receiver. En *Proc. Annu. Meet. - Am. Sect. Int. Sol. Energy Soc.* 1 de Junio. Houston (EE. UU.).
- POLO, J., ALONSO-MONTESINOS, J., LÓPEZ-RODRIGUEZ, G., BALLESTRÍN, J., BOSCH, J. L., BARBERO, J., CARRA, E., FERNÁNDEZ-RECHE, J. y BATLLES, F. J. (2018). Modelling atmospheric attenuation at different AOD time-scales in yield performance of solar tower plants. *AIP Conference Proceedings*, vol. 2033(1), página 190013.
- POLO, J., BALLESTRÍN, J., ALONSO-MONTESINOS, J., LÓPEZ-RODRIGUEZ, G., BARBERO, J., CARRA, E., FERNÁNDEZ-RECHE, J., BOSCH, J. L. y BATLLES, F. J. (2017). Analysis of solar tower plant performance influenced by atmospheric attenuation at different temporal resolutions related to aerosol optical depth. *Solar Energy*, vol. 157, páginas 803–810.
- POTTER, D. F., KIM, J. S., KHASSAPOV, A., PASCUAL, R., HETHERTON, L. y ZHANG, Z. (2018). Heliosim: An integrated model for the optimisation and simulation of central receiver CSP facilities. *AIP Conference Proceedings*, vol. 2033(1), página 210011.
- PRAHL, C., STANICKI, B., HILGERT, C., ULMER, S. y RÖGER, M. (2013). Airborne shape measurement of parabolic trough collector fields. *Solar Energy*, vol. 91, páginas 68–78.
- RABL, A. (1985). *Active Solar Collectors and Their Applications*. Oxford University Press, New York. ISBN 0195035461.
- RADOSEVICH, L. G. y SKINROOD, A. C. (1989). The Power Production Operation of Solar One: The 10 MWe Solar Thermal Central Receiver Pilot Plant. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, vol. 111, páginas 144–151.
- RASMUSSEN, J. L. (1986). An evaluation of parametric and non-parametric tests on modified and non-modified data. *British Journal of Mathematical and Statistical Psychology*, vol. 39(2), páginas 213–220.
- RASMUSSEN, J. L. y DUNLAP, W. P. (1991). Dealing with non-normal data: Parametric analysis of transformed data vs non-parametric analysis. *Educational and Psychological Measurement*, vol. 51(4), páginas 809–820.
- RATZEL, A. C., BOUGHTON, B. D., MANCINI, T. R. y DIVER, R. B. (1986). CIRCE (Convolution of Incident Radiation with Concentrator Errors): A computer code for the analysis of point-focus solar concentrators. SAND86-1866, Sandia National Laboratories (SNL).
- RIVEROS-ROSAS, D., SÁNCHEZ-GONZÁLEZ, M. y ESTRADA, C. A. (2008). Three-dimensional analysis of a concentrated solar flux. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, vol. 130(1), páginas 0145031–0145034.
- ROMERO, M., BUCK, R. y PACHECO, J. E. (2002). An update on solar central receiver systems, projects, and technologies. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, vol. 124(2), páginas 98–108.

- ROMERO ÁLVAREZ, M., ZARZA MOYA, E. y BLANCO MURIEL, M. Centrales Eléctricas Termosolares. En *Tecnologías Energéticas e Impacto Ambiental* (editado por CIEMAT), capítulo 14, páginas 259–282. McGraw Hill Profesional, Madrid (2001). ISBN 84-481-3360-9.
- SÁNCHEZ, F. CESA-1 Heliostat Field Evaluation Status Report. En *Thermo-Mechanical Solar Power Plants*, páginas 120–123. Springer Netherlands (1985).
- SÁNCHEZ, M. y ROMERO, M. (2006). Methodology for generation of heliostat field layout in central receiver systems based on yearly normalized energy surfaces. *Solar Energy*, vol. 80(7), páginas 861–874.
- SARVER, T., AL-QARAGHULI, A. y KAZMERSKI, L. L. (2013). A comprehensive review of the impact of dust on the use of solar energy: History, investigations, results, literature, and mitigation approaches. *Renewable and sustainable energy Reviews*, vol. 22, páginas 698–733.
- SCHMITZ, M., SCHWARZBÖZL, P., BUCK, R. y PITZ-PAAL, R. (2006). Assessment of the potential improvement due to multiple apertures in central receiver systems with secondary concentrators. *Solar Energy*, vol. 80(1), páginas 111–120.
- SCHWARZBÖZL, P., SCHMITZ, M. y PITZ-PAAL, R. (2009). Visual HFLCAL - A Software Tool for Layout and Optimisation of Heliostat Fields. En *Proceedings of 15th SolarPACES Conference*. 15–18 de Septiembre. Berlín (Alemania).
- SEGAL, A. (1996). WISDOM: Weizmann Institute Solar Dedicated cOmprehensive Mastercode. En *Proceedings of American Solar Energy Society Conference*. 13–18 de Abril. Asheville (EE. UU.).
- SHAPIRO, S. S. y WILK, M. B. (1965). An analysis of variance test for normality (complete samples). *Biometrika*, vol. 52(3-4), páginas 591–611.
- SHORTIS, M. y JOHNSTON, G. (1997). Photogrammetry: An available surface characterization tool for solar concentrators, part II: Assessment of surfaces. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, vol. 119(4), páginas 286–291.
- SHORTIS, M. R. y JOHNSTON, G. H. (1996). Photogrammetry: An available surface characterization tool for solar concentrators, part I: Measurements of surfaces. *Journal of Solar Energy Engineering, Transactions of the ASME*, vol. 118(3), páginas 146–150.
- SOLARPACES (2019). CSP Projects Around the World <https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/> (último acceso: 30 de Abril de 2020).
- SOLARRESERVE (2020). Technology. <http://www.solarreserve.co.za/en/technology.html> (último acceso: 30 de Abril de 2020).
- SOLOMON, C. y BRECKON, T. (2011). *Fundamentals of digital image processing: a practical approach with examples in Matlab*. Wiley-Blackwell, New Jersey. ISBN 9780470844724.
- TAHBOUB, Z., OUMBE, A., HASSAR, Z. y OBAIDLI, A. (2014). Modeling of irradiance attenuation from a heliostat to the receiver of a solar central tower. *Energy Procedia*, vol. 49, páginas 2405–2413.

- TAKETANI, H. (1980). Reflectance and aging studies of heliostat mirrors. *Solar Energy Materials*, vol. 3(1-2), páginas 127–134.
- TÉLLEZ, F., ROMERO, M., HELLER, P., VALVERDE, A., FERNÁNDEZ-RECHE, J., ULMER, S. y DIBOWSKI, G. (2004). Thermal performance of SolAir 3000 kWth ceramic volumetric solar receiver. En *Proceedings of SolarPACES Conference*, vol. 12. 6–8 de Octubre. Oaxaca (México).
- TÉLLEZ, F., VILLASANTE, C. y BURISCH, M. (2014). State of the Art in Heliostats and Definition of Specification, STAGE-STE project. Internal Report Del 12.1. Disponible en: http://stage-ste.psa.es/deliverables/STAGE_STE_Deliverable_12_1.pdf.
- THORNTON, J. P. y WADDINGTON, D. (1979). Experiments with Heliostats for Central Receiver Power Plants. *J Energy*, vol. 3(2), páginas 69–74.
- TORRESOL ENERGY (2020). Gemasolar Power Plant. <https://torresolenergy.com/gemasolar/> (Último acceso: 30 de Abril de 2020).
- ULMER, S., LÜPFERT, E., PFÄNDER, M. y BUCK, R. (2004). Calibration corrections of solar tower flux density measurements. *Energy*, vol. 29(5), páginas 925–933.
- VANT-HULL, L. L., IZYGON, M. E. y PITMAN, C. L. (1996). Real time computation and control of solar flux density on a central receiver (Solar Two) protection against excess flux density. En *Proceedings of American Solar Energy Society conference*. 13–18 de Abril. Asheville (EE. UU.).
- VANT-HULL, L. L. y PITMAN, C. L. (1988). Central receiver system optimization under an allowable flux constraint. En *Proceedings 4th International Symposium on Solar Thermal Technology-Research, Development and Applications*. 13–17 de Junio. Santa Fe (EE. UU.).
- VATELL CORPORATION (2010). Thermateq’-nology. Publicación técnica anual sobre sensores de flujo de calor. Disponible en: <http://www.vatell.com/>.
- WAGNER, M. J. y WENDELIN, T. (2018). SolarPILOT: A power tower solar field layout and characterization tool. *Solar Energy*, vol. 171, páginas 185–196.
- WANG, Y., POTTER, D., ASSELINEAU, C. A., CORSI, C., WAGNER, M., CALIOT, C., PIAUD, B., BLANCO, M., KIM, J. S. y PYE, J. (2020). Verification of optical modelling of sunshape and surface slope error for concentrating solar power systems. *Solar Energy*, vol. 195, páginas 461–474.
- WEBER, C., ULMER, S. y KOCH, H. (2014). Enhancements in high-resolution slope deviation measurement of solar concentrator mirrors. *Energy Procedia*, vol. 49, páginas 2231–2240.
- WEHOWSKY, P. y STAHL, D. (1984). Gas-cooled Solar Tower project “GAST”. En *Thermo-Mechanical Solar Power Plants. Solar Energy R & D in the European Community*, vol. 2, páginas 1426–1431. 4–8 de Junio. Pergamon Press, Varese (Italia).
- WENDELIN, T. (2002). SolTrace: A new optical modeling tool for concentrating solar optics. En *Proceedings of 11th SolarPACES Conference*, páginas 253–260. 4–6 de Septiembre. Zurich (Suiza).

- YAO, Z., WANG, Z., LU, Z. y WEI, X. (2009). Modeling and simulation of the pioneer 1 MW solar thermal central receiver system in China. *Renewable Energy*, vol. 34(11), páginas 2437–2446.
- YELLOWHAIR, J., CHRISTIAN, J. M. y HO, C. K. (2014). Evaluation of solar optical modeling tools for modeling complex receiver geometries. En *ASME 8th International Conference on Energy Sustainability, Collocated with the ASME 12th International Conference on Fuel Cell Science, Engineering and Technology*, vol. 1. 30 de Junio–2 de Julio. Boston (EE. UU.).
- ZAVOICO, A. B. (2001). Solar Power Tower–Design Basis Document. SAND2001–2100, Sandia National Laboratories (SNL).
- ZHANG, J. Y., YAN, C. y HUANG, X. X. (2009). Edge detection of images based on improved sobel operator and genetic algorithms. En *Proceedings of International Conference on Image Analysis and Signal Processing, IASP*, páginas 32–35. 11–12 de Abril. Linhai (China).
- ZHU, G. y LIBBY, C. (2017). Review and future perspective of central receiver design and performance. *AIP Conference Proceedings*, vol. 1850(1), página 030052.
- ZHU, H., WANG, Z., WANG, H. y YU, Q. (2015). Shape measurement and reconstruction of solar concentrator based on two-dimensional phase shift method. *Energy Procedia*, vol. 69, páginas 1921–1927.

Apéndice


```

cd('/home/jfernandez/Documentos/matlab/fotogrametria /...
    colectores/')
fprintf('Selecciona el fichero con los parámetros del...
    colector.\n')
uiopen;

cd('/home/jfernandez/Documentos/matlab/fotogrametria ...
    /sunshape/')
fprintf('Selecciona el fichero con los sunshape.\n')
uiopen;

cd('/home/jfernandez/Documentos/matlab/fotogrametria ...
    /resultados/')
fichero = fopen('resultados.txt','wt');

precision=...
input('Qué precisión quieres en la interpolación (mm)? ');
[XI,YI,ZI,Zdif] = parabolafit(x,y,z,f,fichero,precision);

figure2 = pintafigura(XI,YI,Zdif,Xdim_min,Xdim_max,...
    Ydim_min,Ydim_max,'Diferencias en Z entre par
    real y teórica',precision);
saveas (figure2, 'Zdif.fig', 'fig');
saveas (figure2, 'Zdif.jpg', 'jpg');
clear x y z datos;
save puntosinterpolados.mat XI YI ZI;
save diferenciasZ.mat Zdif;

clear Zdif figure2;

[desv_normXZ_sobel,tan_realXZ_sobel]=...
    esv_angXZSOBELmio(f,XI,ZI,fichero);
figure3 = pintafigura(XI,YI,desv_normXZ_sobel,Xdim_min,...
    Xdim_max,Ydim_min,Ydim_max,...
    'Desviaciones angulares plano XZ (SOBEL) [rad]',...
    precision);
saveas (figure3, 'desXZ_sobel.fig', 'fig');
saveas (figure3, 'desXZ_sobel', 'jpg');

clear figure3 ;

[desv_normYZ_sobel]=desv_angYZSOBELmio(f,YI,ZI,fichero);
figure4 = pintafigura(XI,YI,desv_normYZ_sobel,Xdim_min,...
    Xdim_max,Ydim_min,Ydim_max,...
    'Desviaciones angulares plano YZ (SOBEL) [rad]',...
    precision);
saveas (figure4, 'desYZ_sobel.fig', 'fig');
saveas (figure4, 'desYZ_sobel.jpg', 'jpg');

clear figure4 desv_normYZ_sobel;

[desv_milímetros_sobel]=...
    desv_milímetros_foco(f,XI,ZI,desv_normXZ_sobel,...
    fichero);
figure5 = pintafigura(XI,YI,desv_milímetros_sobel,Xdim_min,...
    Xdim_max,Ydim_min,Ydim_max,...
    'Desviaciones al foco (SOBEL) [mm]',precision);
saveas (figure5, 'desmilímetros_sobel.fig', 'fig');
saveas (figure5, 'desmilímetros_sobel', 'jpg');

```

```

[desv_normXZ_tri, desv_normYZ_tri]=...
    D_trianglesmio(f, XI, YI, ZI, ...
        fichero);
% figure5 = pintafigura(XI, YI, desv_normXZ_tri, Xdim_min, ...
    Xdim_max, Ydim_min, Ydim_max, ...
    'Desviaciones angulares plano XZ(Triangulación)');
% saveas (figure5, 'desXZ_tri.fig', 'fig');
% saveas (figure5, 'desXZ_tri.jpg', 'jpg');
%
%
% figure6 = pintafigura(XI, YI, desv_normYZ_tri, Xdim_min, ...
    Xdim_max, Ydim_min, Ydim_max, ...
    'Desviaciones angulares plano YZ(triangulación)');
% saveas (figure6, 'desYZ_tri.fig', 'fig');
% saveas (figure6, 'desYZ_tri.jpg', 'jpg');

clear desv_normXZ_tri desv_normYZ_tri;

[y_sobel, intercept, laser1_sobel, laser2_sobel, laser3_sobel]=
intercept_factor_mio(f, XI, ZI, Dout, sunshape, ...
    tan_realXZ_sobel);

save interceptacion_sobel.mat y_sobel intercept ...
    laser1_sobel laser2_sobel laser3_sobel

fprintf(fichero, '-----\n');
fprintf(fichero, 'Factor de Interceptación \n');
fprintf(fichero, '-----\n');
fprintf(fichero, 'Factor Interceptación: \t %g \n', y_sobel);
fprintf(fichero, 'Láser1: \t %g \n', laser1_sobel);
fprintf(fichero, 'Láser2: \t %g \n', laser2_sobel);
fprintf(fichero, 'Láser3: \t %g \n \n', laser3_sobel);

fprintf('-----\n');
fprintf('Factor de Interceptación calculado por Sobel\n');
fprintf('-----\n');
fprintf('Factor Interceptación: \t %g \n', y_sobel);
fprintf('Láser1: \t %g \n', laser1_sobel);
fprintf('Láser2: \t %g \n', laser2_sobel(1,1));
fprintf('Láser3: \t %g \n \n', laser3_sobel);

figure7 = pintafigura(XI, YI, intercept, Xdim_min, Xdim_max, ...
    Ydim_min, Ydim_max, 'Factor Interceptación (SOBEL)', ...
    precision);
saveas (figure7, 'Intercep_sobel.fig', 'fig');
saveas (figure7, 'Intercep_sobel.jpg', 'jpg');

clear figure7;

fclose(fichero);
tiempoc = (cputime-t)/3600;
fprintf('tiempo de computación: %g horas \n', tiempoc);

```


A.2. Código de automatización del modelado del campo CESA-I

Tonatiuh acepta programación adaptada de C++, donde desarrollar el modelo de los sistemas de concentración y, de esta manera, automatizar tanto el proceso de diseño como de simulación de los distintos sistemas. En este caso, se ha programado el siguiente script para el modelado del campo de heliostatos CESA-I y del receptor solar. El código usa como entradas los parámetros ópticos y geométricos de los heliostatos del campo, así como la reflectancia media y el error geométrico de los heliostatos determinados en el capítulo 4.

```

tonatiuh.New();

// Variables para torre

var dt =10;
var ht=80;
var are = 5;
var hre =5;
var rotrec = 0;
var xre = 0;
var yre =60;
var reflec =0;
var errorfac = 2;

createtower(dt, ht, are, hre, rotrec, xre, yre, reflec, errorfac);

// Definicion de Variables de Espejos

var dimz = 1.10;
var dimx = 3.00;
var centroZ = new Array (-2.787, -1.672, -0.5575,
                          0.5575, 1.672, 2.787);
var centroX = new Array (-1.783,1.7835);
var dp =0.5;
var hp = 3.65;

// Definicion de Variables de Heliostatos
// deben tener el mismo tamaño

var numhelios = CESA_1.open(1); // no de heliostato
var heliosX = CESA_1.open(2); // coor. X heliostato
var heliosZ = CESA_1.open(4); // coor. Y heliostato
var heliosY = CESA_1.open(3); // coor. Z heliostato
var focfac = CESA_1.open(5) ; // focal de las facetas
var focalhel = CESA_1.open(6); // focal del heliostato

// Aiming points

var aimX = CESA_1.open(7);
var aimY = CESA_1.open(8);
var aimZ = CESA_1.open(9);

```

```

// y las entradas calculadas
var reflec = CESA_1.open(10); //Reflectancia

var errorfac CESA_1.open(11); // error optico

////////////////////////////////////

createheliostatfield(numhelios, heliosX, heliosY,
                    heliosZ, focfac, reflec, errorfac,
                    aimX, aimY, aimZ, focalhel);

function createheliostatfield(numhelios, heliosX, heliosY,
                              heliosZ, focfac, reflec, errorfac,
                              amx, amy, amz, focalhel){

//Definicion de Direcciones de Nodos

var rootpath = ("//SunNode/RootNode");
tonatiuh.SelectNode(rootpath);
tonatiuh.CreateGroupNode();
tonatiuh.SelectNode(rootpath.concat("/TSeparatorKit1"));
tonatiuh.SetNodeName("HeliostatField");
var fieldpath = (rootpath.concat("/HeliostatField"));

for(j=1; j<=heliosX.length; j++){
tonatiuh.SelectNode(fieldpath);
tonatiuh.CreateGroupNode();
//Creamos un Nodo para cada Heliostato

tonatiuh.SelectNode(fieldpath.concat("/TSeparatorKit1"));
var heliostatname = "Heliostat_".concat(numhelios[j-1]);
tonatiuh.SetNodeName(heliostatname);
var heliostatpath = fieldpath.concat("/".concat(heliostatname));

// Introducimos coordenadas
var coorhelios = heliosX[j-1].toString().
                concat(" ", heliosY[j-1]).
                concat(" ", heliosZ[j-1]).toString();

tonatiuh.SetValue(heliostatpath, "translation", coorhelios);

//Generar modelo de heliostato

heliostatmodel(dimx, dimz, heliostatpath, dp, hp, focfac[j-1],
               reflec[j-1], errorfac[j-1], amx[j-1], amy[j-1],
               amz[j-1], centroX, centroZ, focalhel[j-1]);
}
}

function heliostatmodel(dimx, dimz, heliostatpath, dp, hp, focfac,
                       reflec, errorfac, amx, amy, amz, centroX,
                       centroZ, focalhel){

//Pedestal

tonatiuh.SelectNode(heliostatpath);
tonatiuh.CreateGroupNode();

```



```

tonatiuh.SelectNode(heliostatpath.concat("/TSeparatorKit1"));
tonatiuh.SetNodeName("Pedestal");
var pedestalpath = (heliostatpath.concat("/Pedestal"));
tonatiuh.SelectNode(pedestalpath);
// Se Aplica rotacion de 180º para correcta colocacion
tonatiuh.SetValue(pedestalpath, "rotation", "1 0 0 3.1459");

// Crear Superficies para Pedestal
tonatiuh.CreateSurfaceNode();

// Barra
tonatiuh.SelectNode(pedestalpath.concat("/TShapeKit1"));
tonatiuh.SetNodeName("Base_pedestal");
tonatiuh.CreateShape("Cone");
var pedset = pedestalpath.concat("/Base_pedestal/Cone");
tonatiuh.SetValue(pedset, "baseRadius", dp);
tonatiuh.SetValue(pedset, "topRadius", dp);
tonatiuh.SetValue(pedset, "height", hp);

//////////
// Inicializar valores para crear todas las facetas
var nx = 0;
var nz = 0;

// Calcular numero de facetas
var dimension = centroX.length*centroZ.length;

// Crear Facetas
tonatiuh.SelectNode(heliostatpath);
tonatiuh.CreateGroupNode();
tonatiuh.SelectNode(heliostatpath.
    concat("/TSeparatorKit1"));
tonatiuh.SetNodeName("Facets");
var facetsgeneralpath = heliostatpath.
    concat("/Facets");

//Introducir Tracker
tonatiuh.CreateTracker("Heliostat_tracker");

// Introducir aiming Point
var focus = amx.toString().concat(" ",amy).
    concat(" ",amz);
tonatiuh.SetValue(facetsgeneralpath.
    concat("/Heliostat_tracker"),
    "aimingPoint", focus);

for(i =1; i<=dimension; i++){
//Crear Facetas GroupNodes
tonatiuh.SelectNode(facetsgeneralpath);
tonatiuh.CreateGroupNode();
tonatiuh.SelectNode(facetsgeneralpath.
    concat("/TSeparatorKit1"));

var facetname = "Facet_".concat(i);
tonatiuh.SetNodeName(facetname);
var facetpath = facetsgeneralpath.
    concat("/",facetname);

```

```

// colocar coordenadas con vector exterior
tonatiuh.SelectNode(facetpath);
var cvex = centroX[nx].toString().concat(" 0 ").
          concat(centroZ[nz].toString());

tonatiuh.SetValue(facetpath, "translation", cvex);

// Aplicar vector de rotacion

if(centroZ[nz] < 0){
var rotx = Math.abs(Math.atan(centroX[nx]/(2*focalhel))) ;
}
else{
var rotx = -Math.abs(Math.atan(centroX[nx]/(2*focalhel))) ;
}

if(centroX[nx] < 0){
var rotz = -Math.abs(Math.atan(centroZ[nz]/(2*focalhel))) ;
}
else{
var rotz = Math.abs(Math.atan(centroZ[nz]/(2*focalhel))) ;
}

var rotvecx = ("1 0 0 ".concat(rotx));
tonatiuh.SetValue(facetpath, "rotation", rotvecx);

tonatiuh.CreateGroupNode();
tonatiuh.SelectNode(facetpath.concat("/TSeparatorKit1"));
tonatiuh.SetNodeName("Mirrors");
var mirrorspath = facetpath.concat("/Mirrors");

var rotvecz = ("0 0 1 ".concat(rotz));
tonatiuh.SetValue(mirrorspath, "rotation", rotvecz);

// Se pasa al siguiente Centro en X
nx=nx + 1;
//En caso de llegar al ultimo Centro en X
//se pasa al siguiente en Z

if (nx >= centroX.length) {
nx = 0;
nz = nz + 1;
}

//Ahorrar memoria con PasteLink
if (i==1){
// Introducir materiales

tonatiuh.CreateSurfaceNode();
tonatiuh.SelectNode(mirrorspath.concat("/TShapeKit1"));
tonatiuh.SetNodeName("Mirror");

//Crear Formas de los Espejos
tonatiuh.CreateShape("Spherical_rectangle");
var sphpath = mirrorspath.
              concat("/Mirror/Spherical_rectangle");

tonatiuh.SetValue(sphpath, "radius", 2*focfac);
tonatiuh.SetValue(sphpath, "widthX", dimx);
tonatiuh.SetValue(sphpath, "widthZ", dimz);

```

```

// Crear Material
tonatiuh.CreateMaterial("Specular_Standard_Material");
var matpath = mirrorspath.
    concat("/Mirror/Specular_Standard_Material");

tonatiuh.SetValue(matpath, "m_reflectivity", reflc);
tonatiuh.SetValue(matpath, "m_sigmaSlope", errorfac);
// Copiar nodo surface
tonatiuh.Copy();
}
//Todas las facetas tienen las mismas
//características en un heliostato

else{
tonatiuh.PasteLink();}

}
}

function createtower(dt,ht,are,hre,rotrec,
    xre,yre,reflecl,errorfac1){
var rootpath = ("//SunNode/RootNode");
tonatiuh.SelectNode(rootpath);
tonatiuh.CreateGroupNode();
tonatiuh.SelectNode(rootpath.
    concat("/TSeparatorKit1"));
tonatiuh.SetNodeName("Tower");
tonatiuh.SetValue(rootpath.
    concat("/Tower"), "translation", "0 0 0");
tonatiuh.SelectNode(rootpath.concat("/Tower"));
tonatiuh.CreateGroupNode();
tonatiuh.CreateGroupNode();

// Creamos Torre con valores predefinidos

tonatiuh.SelectNode(rootpath.
    concat("/Tower/TSeparatorKit1"))
tonatiuh.SetNodeName("Base");
tonatiuh.CreateSurfaceNode();
tonatiuh.SelectNode(rootpath.
    concat("/Tower/Base/TShapeKit1"));
tonatiuh.CreateShape("Cone")

// Asignar valores

var conepath = rootpath.
    concat("/Tower/Base/TShapeKit1/Cone");
tonatiuh.SetValue(conepath, "baseRadius", dt);
tonatiuh.SetValue(conepath, "topRadius", dt);
tonatiuh.SetValue(conepath, "height", ht);

// Creamos Receptor

tonatiuh.SelectNode(rootpath.
    concat("/Tower/TSeparatorKit2"))
tonatiuh.SetNodeName("Receiver");
var recpath = rootpath.concat("/Tower/Receiver");
tonatiuh.CreateSurfaceNode();
tonatiuh.SelectNode(recpath.concat("/TShapeKit1"));

```

```
tonatiuh.CreateShape("Flat_Rectangle");
var recset = recpath.
    concat("/TShapeKit1/Flat_Rectangle");
tonatiuh.SetValue(recset, "width", are);
tonatiuh.SetValue(recset, "height", hre);

tonatiuh.SelectNode(recpath.concat("/TShapeKit1"));
tonatiuh.CreateMaterial("Specular_Standard_Material");
var matpath =recpath.
    concat("/TShapeKit1/Specular_Standard_Material");
tonatiuh.SetValue(matpath, "m_reflectivity", reflc1);
tonatiuh.SetValue(matpath, "m_sigmaSlope", errorfac1);

// Aplicamos translacion y rotacion

var trasla = xre.toString().
    concat(" ",yre).concat(" ",dt).toString();
tonatiuh.SetValue(recpath, "translation", trasla);
var rota = ("-1 0 0 ".concat(rotrec+(Math.PI/2)));
tonatiuh.SetValue(recpath, "rotation", rota);

}
```

A.3. Código para la selección de una muestra aleatoria de heliostatos

```

%programa para la elección aleatoria de los heliostatos
%a medir la reflectividad.
%Elige no de heliostato y faceta en la que medir

clear all;
close all;
H = [1 2 3 5 6 7 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 ...
33 34 35 36 37 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 ...
54 55 56 57 58 59 65 66 67 68 69 70 71 73 74 75 76 77 78 79 ...
80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 97 98 99 100 ...
101 102 103 104 105 106 107 108 109 110 111 112];
Hran = rand(1,93);
Heliostatos(1,:)= Hran;
Heliostatos(2,:)= H;
Heliostatos = Heliostatos';
%reordena los heliostatos aleatoriamente
ordenados = sortrows(Heliostatos,1);

a = 1;
b = 93;
for i=1:12
j = round(a + (b-a) * rand(1));
Heliost = ordenados(j,2);
Faceta = round(1+ 3*rand(1));
switch Faceta
case 1
Faceta = 5;
case 2
Faceta = 6;
case 3
Faceta = 11;
case 4
Faceta = 12;
end
fprintf('Heliostato \%.3f Faceta \%.2f\textbackslash\{\}\n' ...
,Heliost , Faceta);
for k = 1:j
ordenados(k,2)= ordenados(k,2);
end
for m=j+1:93
ordenados(m-1,2)=ordenados(m,2);
end
b=b-1;
end

```


Y dijo Dios:

$$\begin{aligned}\nabla \times \vec{E} &= -\frac{\partial \vec{B}}{\partial t} \\ \nabla \times \vec{H} &= \vec{j} + \frac{\partial \vec{D}}{\partial t} \\ \nabla \cdot \vec{D} &= \rho \\ \nabla \cdot \vec{B} &= 0\end{aligned}$$

Y se hizo la luz

