

UNIVERSIDAD DE ALMERIA

ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR Y
FACULTAD DE CIENCIAS EXPERIMENTALES

“Estimación de la distribución de flujo radiante en un receptor a partir de la caracterización geométrica de un sistema de concentración solar”

Curso 2014/2015

Alumno/a:

Alberto Flores Martínez

Director/es:

José Domingo Álvarez Hervás
Jesús Fernández Reche



Contenido

Índice de figuras	5
Índice de tablas	11
GLOSARIO	13
I Glosario de siglas y acrónimos	13
II Glosario de términos	13
III Unidades.....	13
Capítulo 1. Interés y objetivos.....	15
1.1 Motivación	15
1.2 Contexto actual	16
1.3 Objetivos	17
1.4 Resumen de resultados.....	18
Capítulo 2. Revisión bibliográfica	19
2.1 Centrales termosolares basadas en tecnología de receptor central	19
2.1.1 Funcionamiento	19
2.1.2 Campo de helióstatos.....	20
2.1.3 Receptor	25
2.1.4 Planta CESA-I	28
2.2 Software de simulación óptica para sistemas solares de concentración.....	30
2.2.1 Introducción	30
2.2.2 Códigos para simulación de sistemas CRS.....	31
2.2.2.1 HELIOS	31
2.2.2.2 MIRVAL.....	32
2.2.2.3 SOLTRACE	32
2.2.2.4 ASAP	33
2.2.2.5 STRAL.....	33
2.2.2.6 Tiesol	33
2.2.2.7 HOpS.....	33
2.2.2.8 Tonatiuh	34
2.3 Cálculo del ángulo solar	35
2.3.1 Ángulos Sol-Tierra	35
2.3.1.1 Hora angular.....	36
2.3.1.2 Hora solar	36
2.3.1.3 Ángulo de declinación	36

2.3.1.4	Ángulo de latitud	37
2.3.2	Ángulos observador-Sol	37
2.3.2.1	Ángulo acimutal (ψ)	37
2.3.2.2	Ángulo zenital (θ)	37
2.3.2.3	Ángulo de declinación o elevación (γ)	38
Capítulo 3:	Materiales y métodos	39
3.1	Fases del proyecto	39
3.2	Software utilizado	41
3.2.1	Tonatiuh	41
3.2.1.1	Entorno gráfico general	42
3.2.1.2	Definición de la forma solar	42
3.2.1.3	Definición de geometrías	44
3.2.1.4	Definición de materiales y propiedades ópticas	46
3.2.1.5	Parámetros de simulación	47
3.2.1.6	Utilización de scripts para generación de modelos	47
3.2.2	MATLAB	48
3.3	Metodología para caracterización del sistema y validación de modelos	49
3.4	Metodología para cálculo y ajuste de la distribución de flujo	50
3.5	Algoritmos y estrategias de optimización	52
Capítulo 4:	Ensayos y discusión de resultados	55
4.1	Caracterización del sistema	55
4.2	Simulación y validación de modelos	57
4.3	Descripciones analíticas de las distribuciones de flujo medidas	58
4.4	Estudio de la influencia del punto de enfoque en el receptor	60
4.5	Estrategia de apunte mediante optimización	62
Capítulo 5:	Conclusiones	67
5.1	Discusión	67
5.2	Trabajos futuros	68
Bibliografía	69
Apéndice A:	Simulaciones con trazado de rayos	73
A.1	Simulaciones en las mismas condiciones que ensayo real	73
A.2	Simulaciones en condiciones estipuladas	77
A.3	Simulaciones en diferentes puntos de enfoque	81
Apéndice B:	Simulaciones y descripción analítica	85

B.1 Condiciones de ensayo real	85
B.2 Condiciones estipuladas.....	95
B.3 Diferentes puntos de enfoque	106

Índice de figuras

Figura 1.1 – Producción termosolar mensual en España desde 2009 hasta abril 2015 [35]	17
Figura 2.1 – Central termosolar PS10, en Sanlúcar la Mayor, Sevilla, España [1]	21
Figura 2.2 – Esquema básico de un heliostato (adaptado de [43])	22
Figura 2.3 – Instalación de un heliostato [41].....	22
Figura 2.4 – Grados de libertad de un heliostato (adaptado de [26])	24
Figura 2.5 – Posicionamiento de heliostatos a lo largo del ciclo solar diario [44].....	24
Figura 2.6 – Receptor indirecto tubular de tipo exterior (adaptado de [2]).....	26
Figura 2.7 – Receptor indirecto tubular de cavidad (adaptado de [2])	26
Figura 2.8 – Tipos de receptor según tipo de construcción [2]	27
Figura 2.9 – Sistema de receptor central CESA-I de PSA, Tabernas, Almería [36].....	29
Figura 2.10 – Esquema de un heliostato de CESA-I [17]	30
Figura 2.11 – Principales problemas de los campos de heliostatos: a la izquierda, Layout [21] y a la derecha, distribución de flujo en el receptor	31
Figura 2.12 –Posicionamiento de la Tierra alrededor del Sol a lo largo del año [50]	35
Figura 2.13 – Distancias Sol-Tierra a lo largo del año y equinoccios y solsticios (adaptado de [43]).....	36
Figura 2.14 – Variación de la hora angular a lo largo del día (adaptado de [43]).....	36
Figura 2.15 – Variación del ángulo de declinación a lo largo del año (adaptado de [43]).....	37
Figura 2.16 – Ángulos observador-Sol [47]	38
Figura 3.1 - Diagrama de tareas y tiempo empleado en ellas	40
Figura 3.2 - Desviación estándar relativa del error cometido en función del número de rayos en Tonatiuh (adaptado de [8])	41
Figura 3.3 – Entorno gráfico general del software Tonatiuh	42
Figura 3.4 – Distribución angular <i>Pillbox</i> [8]	43
Figura 3.5 – Opciones al escoger tipo de modelo solar	44
Figura 3.6 – Otras opciones para definir la forma solar.....	44
Figura 3.7 – Opciones a configurar en un <i>Group Node</i>	45
Figura 3.8 – Opciones para configurar un rectángulo esférico.....	45
Figura 3.9 – Opciones para configurar un <i>heliostat tracker</i>	45
Figura 3.10 – Tipos de materiales en Tonatiuh.....	46
Figura 3.11 – Opciones para configurar material reflectivo	46
Figura 3.12 – Editor de script de Tonatiuh.....	47
Figura 3.13 – Entorno de la herramienta <i>Curve fitting tool</i> y sus opciones de ajuste.....	49
Figura 3.14 – Eliminación de offset de una distribución de flujo	50
Figura 3.15 - Distribución gaussiana para una de las dimensiones x_r o y_r [49] (izquierda) y distribución gaussiana bidimensional [37] (derecha)	51
Figura 4.1 – Datos proporcionados por PSA para caracterización de cada heliostato	56
Figura 4.2 – Modelo generado con Tonatiuh de un heliostato	56
Figura 4.3 – Modelo generado con Tonatiuh del conjunto de heliostatos, torre y receptor	57
Figura 4.4 – Puntos evaluados para el estudio de la influencia del punto de enfoque.....	62
Figura 4.5 – Referencia a conseguir (izquierda) y distribución de flujo lograda (derecha). Ensayo correspondiente a distribución de flujo ajustada a partir de simulación en Tonatiuh.....	63

Figura 4.6 – Referencia a conseguir (izquierda) y distribución de flujo lograda (derecha). Ensayo correspondiente a distribución de flujo generada manualmente con ecuación de distribución gaussiana 64

Figura 4.7 – Referencia a conseguir (izquierda) y distribución de flujo lograda (derecha). Ensayo correspondiente a distribución de flujo generada manualmente con ecuación de distribución gaussiana en un radio mayor 65

Figura A.1.1 – Distribución de flujo normalizada real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 711 73

Figura A.1.2 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 712..... 73

Figura A.1.3 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 713..... 74

Figura A.1.4 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 714..... 74

Figura A.1.5 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 716..... 74

Figura A.1.6 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 910..... 75

Figura A.1.7 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 913..... 75

Figura A.1.8 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 914..... 75

Figura A.1.9 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 916..... 76

Figura A.1.10 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 917..... 76

Figura A.2.1 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del heliostato 711 en condiciones estipuladas 77

Figura A.2.2 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del heliostato 712 en condiciones estipuladas 77

Figura A.2.3 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del heliostato 713 en condiciones estipuladas 77

Figura A.2.4 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del heliostato 714 en condiciones estipuladas 78

Figura A.2.5 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del heliostato 716 en condiciones estipuladas 78

Figura A.2.6 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del heliostato 910 en condiciones estipuladas 78

Figura A.2.7 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del heliostato 913 en condiciones estipuladas 79

Figura A.2.8 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del heliostato 914 en condiciones estipuladas 79

Figura A.2.9 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del heliostato 916 en condiciones estipuladas 79

Figura A.2.10 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del helióstato 917 en condiciones estipuladas 80

Figura A.2.11 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del conjunto de helióstatos en condiciones estipuladas 80

Figura A.3.1 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (-1,0) del helióstato 910 81

Figura A.3.2 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (-0.707, 0.707) del helióstato 910 81

Figura A.3.3 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (0, 1) del helióstato 910 81

Figura A.3.4 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (0.707, 0.707) del helióstato 910 82

Figura A.3.5 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (1, 0) del helióstato 910 82

Figura A.3.6 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (0.707, -0.707) del helióstato 910 82

Figura A.3.7 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (0, -1) del helióstato 910 83

Figura A.3.8 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (-0.707, -0.707) del helióstato 910 83

Figura A.3.9 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (0, 0) del helióstato 910 83

Figura B.1.1 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 711 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ) 85

Figura B.1.2 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 711 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ) 85

Figura B.1.3 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 712 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ) 86

Figura B.1.4 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 712 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ) 86

Figura B.1.5 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 713 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ) 87

Figura B.1.6 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 713 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ) 87

Figura B.1.7 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 714 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ) 88

Figura B.1.8 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 714 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ) 88

Figura B.1.9 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 716 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ) 89

Figura B.1.10 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 716 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ) 89

Figura B.1.11 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 910 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ) 90

Figura B.1.12 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 910 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ) 90

Figura B.1.13 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 913 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ) 91

Figura B.1.14 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 913 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ) 91

Figura B.1.15 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 914 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ) 92

Figura B.1.16 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 914 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ) 92

Figura B.1.17 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 916 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ) 93

Figura B.1.18 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 916 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ) 93

Figura B.1.19 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 917 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ) 94

Figura B.1.20 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 917 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ) 94

Figura B.2.1 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 711 en condiciones estipuladas (plano XZ) 95

Figura B.2.2 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 711 en condiciones estipuladas (plano YZ) 95

Figura B.2.3 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 712 en condiciones estipuladas (plano XZ) 96

Figura B.2.4 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 712 en condiciones estipuladas (plano YZ) 96

Figura B.2.5 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 713 en condiciones estipuladas (plano XZ) 97

Figura B.2.6 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 713 en condiciones estipuladas (plano YZ) 97

Figura B.2.7 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 714 en condiciones estipuladas (plano XZ) 98

Figura B.2.8 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 714 en condiciones estipuladas (plano YZ) 98

Figura B.2.9 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 716 en condiciones estipuladas (plano XZ) 99

Figura B.2.10 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 716 en condiciones estipuladas (plano YZ) 99

Figura B.2.11 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 910 en condiciones estipuladas (plano XZ) 100

Figura B.2.12 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 910 en condiciones estipuladas (plano YZ) 100

Figura B.2.13 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 913 en condiciones estipuladas (plano XZ) 101

Figura B.2.14 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 913 en condiciones estipuladas (plano YZ) 101

Figura B.2.15 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 914 en condiciones estipuladas (plano XZ) 102

Figura B.2.16 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 914 en condiciones estipuladas (plano YZ) 102

Figura B.2.17 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 916 en condiciones estipuladas (plano XZ) 103

Figura B.2.18 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 916 en condiciones estipuladas (plano YZ) 103

Figura B.2.19 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 917 en condiciones estipuladas (plano XZ) 104

Figura B.2.20 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 917 en condiciones estipuladas (plano YZ) 104

Figura B.2.21 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* de todo el conjunto en condiciones estipuladas (plano XZ) 105

Figura B.2.22 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* de todo el conjunto en condiciones estipuladas (plano YZ) 105

Figura B.3.1 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (-1, 0) (plano XZ) 106

Figura B.3.2 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (-1, 0) (plano YZ) 106

Figura B.3.3 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (-0.707, 0.707) (plano XZ) 107

Figura B.3.4 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (-0.707, 0.707) (plano YZ) 107

Figura B.3.5 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0, -1) (plano XZ) 108

Figura B.3.6 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0, -1) (plano YZ) 108

Figura B.3.7 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0.707, 0.707) (plano XZ) 109

Figura B.3.8 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0.707, 0.707) (plano YZ) 109

Figura B.3.9 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (1, 0) (plano XZ) 110

Figura B.3.10 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (1, 0) (plano YZ) 110

Figura B.3.11 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0.707, -0.707) (plano XZ) 111

Figura B.3.12 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0.707, -0.707) (plano YZ) 111

Figura B.3.13 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0, -1) (plano XZ) 112

Figura B.3.14 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0, -1) (plano YZ) 112

Figura B.3.15 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (-0.707, -0.707) (plano XZ) 113

Figura B.3.16 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (-0.707, -0.707) (plano YZ) 113

Figura B.3.17 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0, 0) (plano XZ) 114

Figura B.3.18 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0, 0) (plano YZ) 114

Índice de tablas

Tabla 2.1 – Resumen de los diferentes códigos para simulación de CRS	31
Tabla 3.1 - Fases del proyecto y estimación de tiempo empleado en cada una de ellas	40
Tabla 3.2 - Límites de parámetros de la Ec. (3.1) para realizar el ajuste mediante <i>Curve fitting tool</i>	52
Tabla 4.1 - Datos proporcionados por PSA de los helióstatos para caracterización del sistema	55
Tabla 4.2 - Datos proporcionados por PSA del receptor para caracterización del sistema.....	56
Tabla 4.3 – Parámetros de las distribuciones de flujo en condiciones de ensayo real	59
Tabla 4.4 – Parámetros de las distribuciones de flujo en condiciones estipuladas.....	60
Tabla 4.5 – Parámetros de las distribuciones de flujo de los distintos puntos enfocados en el receptor	61
Tabla 4.6 – Coordenadas de los puntos evaluados para el estudio de la influencia del punto de enfoque	61
Tabla 4.7 – Puntos de enfoque simulados y obtenidos tras aplicar el algoritmo de optimización local en ensayo de distribución de flujo ajustada a partir de simulación en Tonatiuh.....	63
Tabla 4.8 – Puntos de enfoque simulados y obtenidos tras aplicar el algoritmo de optimización local en distribución de flujo generada manualmente con ecuación de distribución gaussiana	64
Tabla 4.9 – Puntos de enfoque simulados y obtenidos tras aplicar el algoritmo de optimización local en distribución de flujo generada manualmente con ecuación de distribución gaussiana en un radio mayor	64

GLOSARIO

I Glosario de siglas y acrónimos

AU	<i>Astronomical Unit</i>	Unidad Astronómica
CENER	Centro Nacional de Energías Renovables	
CESA-I	Central Electro-Solar de Almería I	
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas	
CRS	<i>Central Receiver System</i>	Sistema de Receptor Central
CSP	<i>Concentrated Solar Power</i>	Energía Solar de Concentración
CT	<i>Central Time zone</i>	Hora Estándar del Centro
GPU	<i>Graphics Processing Unit</i>	Unidad de Procesamiento Gráfico
HOpS	<i>Heliostat Optical Simulation</i>	Simulación Óptica de Helióstatos
IEA	<i>International Energy Agency</i>	Agencia Internacional de la Energía
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory (USA)</i>	Laboratorio Nacional de Energía Renovable (EEUU)
PSA	Plataforma Solar de Almería	
REC	<i>Renewable Energy Cheaper</i>	Energía Renovable más Barata
RMSE	<i>Root-Mean Square Error</i>	Error Cuadrático Medio
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>	Supervisión, Control y Adquisición de Datos
SQL	<i>Structured Query Language</i>	Lenguaje de Consulta Estructurada
SSE	<i>Sum of Squared Errors</i>	Suma de Errores al Cuadrado
UT	<i>Universal Time</i>	Hora Universal
UTB	<i>University of Texas at Brownsville</i>	Universidad de Texas en Brownsville

II Glosario de términos

<i>Aiming point</i>	Punto de enfoque
<i>Curve fitting</i>	Ajuste de curvas
<i>Grid</i>	Rejilla
<i>Group Node</i>	Nodo grupal
<i>Limbdarkening</i>	Oscurecimiento de los bordes
<i>Offset</i>	Desplazamiento de mapa de flujo respecto al origen de coordenadas
<i>Ray tracing</i>	Trazado de rayos
<i>Script</i>	Programa
<i>Slope error</i>	Error de pendiente
<i>Surface Node</i>	Nodo de superficie
<i>Tracker</i>	Mecanismo de seguimiento

III Unidades

Ángulo	mrad
Distancia	m
Irradiación	kWh/m ²
Irradiancia	W/ m ²
Reflectividad	- (%)

Capítulo 1. Interés y objetivos

En este capítulo se realiza un resumen de la situación actual de la demanda energética y el papel fundamental que pueden desempeñar las energías renovables, haciendo hincapié, más concretamente, en la energía solar térmica de concentración de alta temperatura. Por otra parte, se presentarán las principales motivaciones para desarrollar este trabajo, así como una descripción de los objetivos principales y secundarios.

1.1 Motivación

Actualmente, la mayor parte de la demanda energética mundial proviene de combustibles fósiles, originando problemas medioambientales tales como lluvia ácida, cambio climático, residuos radiactivos y contaminación atmosférica, así como problemas de otra índole, como sociales y culturales. Debido a un continuo crecimiento de la población, la crisis energética y la sobreexplotación de recursos naturales, existe una creciente demanda energética que hace necesaria la búsqueda de alternativas eficientes, limpias e ilimitadas. Por tanto, es preciso construir un esquema energético viable económicamente, seguro y sostenible.

Esta creciente demanda energética puede ser suplida mediante la explotación de energías renovables. Entre éstas, la energía solar de concentración (CSP, de sus siglas en inglés *Concentrated Solar Power*) es una gran alternativa que ha sido fruto de numerosos estudios e inversiones en los últimos años. Concretamente, las plantas solares de torre desempeñan un importante papel en España.

La Central Electro-Solar de Almería I (CESA-I), situada en la Plataforma Solar de Almería (PSA), en Tabernas, Almería, ha actualizado recientemente sus sistemas de monitorización y control del campo de helióstatos, por lo que la obtención de nuevos modelos de los helióstatos que conforman el campo es una tarea necesaria que formará la base para futuros trabajos.

Asimismo, para este tipo de centrales, cabe destacar que desde el punto de vista óptico es indispensable la estimación de la densidad de flujo radiante en el receptor, así como la de la potencia incidente, que proporciona un indicador económico en el caso de plantas comerciales.

Por tanto, se trata de un problema complejo de modelado que supone un reto. Para abordar el problema, se hace preciso modelar la densidad de flujo radiante atendiendo a los criterios de radiación incidente, posición del Sol en el cielo, posibles bloqueos, nubes, etc., ya que supondrán la base para un futuro sistema de control del campo de helióstatos [13].

1.2 Contexto actual

Como se comentó anteriormente, los principales problemas de demanda energética y medioambientales pueden ser afrontados mediante el uso de energías renovables. La energía solar de concentración es una opción que se está explotando a nivel mundial, existiendo un incremento en la construcción y planificación de este tipo de plantas durante los últimos años.

Dentro del marco de la Unión Europea, la estrategia Europa 2020 [18] quiere promover un crecimiento inteligente, sostenible e integrador como una manera de superar las debilidades estructurales de la economía europea, mejorar su productividad y competitividad y reforzar una economía social de mercado sostenible.

Según IEA (*International Energy Agency*) [24], las plantas termosolares son la opción más barata comercialmente para la generación de electricidad a partir de la radiación directa del Sol en una escala de MW.

Desde el punto de vista de la contaminación, las centrales termosolares no producen ningún tipo de emisión durante su funcionamiento, garantizando seguridad en la operación y fácil mantenimiento. Incluso si se tiene en cuenta las emisiones que se producen en la producción de los componentes de la planta el balance es bastante positivo ya que éstas son muy bajas y los materiales son totalmente reciclables. Por tanto, el uso de este tipo de tecnología puede contribuir a la reducción de emisión de gases de efecto invernadero y otros efectos nocivos de los combustibles fósiles.

Existen numerosas plantas termosolares alrededor del mundo, siendo de carácter público o comercial. Concretamente, en España, potencia mundial en energía termosolar, se dan unas condiciones muy favorables para la explotación de este tipo de plantas debido a las abundantes horas de sol de algunas partes de su territorio, como en Tabernas, Almería, dónde se encuentra la planta CESA-I, base de este trabajo y de la que se realiza un análisis en el Capítulo 2.

Respecto a plantas comerciales, se han desarrollado recientemente plantas como PS10 y PS20 [1] en Sanlúcar la Mayor (Sevilla), las primeras plantas comerciales en el mundo. En el primer caso se alcanzan en el receptor potencias de radiación solar de hasta 55 MW, con unos picos de 650 kW/m^2 [2] y una capacidad de 11MW, mientras que en el segundo caso la planta posee una capacidad de 20 MW.

Por otra parte, Gemasolar, situada también en Sevilla, fue pionera al ser la primera planta comercial al utilizar sales fundidas como fluido caloportador. Posee una capacidad de 19.9 MW esperando producir alrededor de 110 GW al año [46].

Según datos de Protermosolar [35], actualmente existen 50 centrales en operación, suponiendo un 3% de la demanda. La producción anual ha crecido notablemente a lo largo de los años, desde los 130 GWh hasta los 4958 GWh en 2014, gracias a las nuevas centrales y la mejora de las ya existentes. En la figura 1.1 se puede observar el cambio en la producción de la energía en GWh desde 2009 hasta la actualidad a lo largo de los meses.

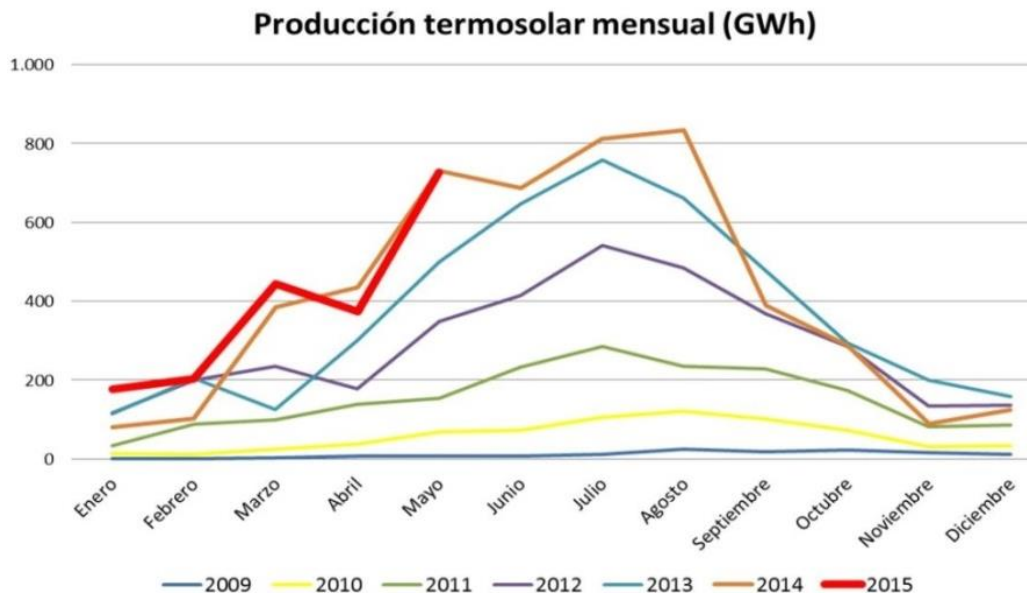


Figura 1.1 – Producción termosolar mensual en España desde 2009 hasta abril 2015 [35]

1.3 Objetivos

El principal objetivo de este trabajo es lograr modelar mediante una expresión analítica la distribución de flujo radiante que es proyectada por un conjunto de helióstatos del campo, dadas ciertas condiciones de la operación de la planta como la posición del Sol en el cielo, en un receptor situado en la torre a partir de una descripción física del mismo.

Por tanto, se pretende establecer una metodología para obtener las consignas necesarias de un futuro sistema de control demostrando la viabilidad del proceso y formando una base sólida que contribuya a trabajos futuros en la planta.

Para ello, se establecen los siguientes sub-objetivos:

- Caracterización del flujo radiante reflejado por cada helióstato del conjunto seleccionado mediante la utilización de software especializado basado en metodologías de trazado de rayos (*ray-tracing*).
- Creación de una base de datos de fácil acceso a la información que contenga la distribución de flujo que proporciona cada helióstato para cierta posición en el cielo.

1.4 Resumen de resultados

Tras analizar las distintas simulaciones y ajustes de distribuciones de flujo pertinentes, se llega a la principal conclusión de que es posible lograr modelar estas a través de simuladores de trazado de rayos con unos resultados satisfactorios.

Se demuestra que la rejilla utilizada para discretizar el área del receptor afecta a la densidad de potencia junto con el número de rayos, estableciéndose el valor de estas variables para este caso en 0.08 m y 10 millones respectivamente, al obtenerse, de esta manera, los resultados más aproximados a la realidad.

El ajuste de las distribuciones de flujo mediante la librería de MATLAB *Curve fitting* (ajuste de curvas) permite aproximar matemáticamente con una bondad de ajuste adecuada, al obtener unas diferencias poco notorias entre el modelo matemático y las simulaciones previas.

Por otra parte, la influencia del cambio del punto de enfoque en la distribución de flujo para un receptor pequeño es bastante reducida, por lo que se puede construir una estrategia de apunte utilizando simplemente la caracterización de la distribución de flujo en el centro del receptor y asumiendo pequeños errores provocados por las despreciables diferencias.

Por último, mediante un algoritmo de optimización local, se pueden lograr los diferentes puntos de enfoque necesarios para obtener una distribución de flujo de referencia con unos valores de forma y densidad de potencia muy parecidos, si bien en una explotación a mayor escala es preciso utilizar algoritmos de optimización global dada la forma de la curva resultante de la superposición de gaussianas.

Capítulo 2. Revisión bibliográfica

En este capítulo se expondrá un análisis bibliográfico para establecer el contexto en el que se basa este proyecto.

En primer lugar se realiza una descripción detallada de las centrales termosolares de receptor central, su funcionamiento y elementos constituyentes, así como la relación entre estos. Se justifica la importancia de la distribución de flujo radiante en el receptor, motivación principal del proyecto.

Tras la explicación general de los elementos anteriores, se trata un caso concreto, como es el de la planta CESA-I de la PSA, a partir de la cual se obtienen los modelos utilizados en este trabajo.

En el segundo apartado se exponen las diferentes opciones disponibles para realizar simulaciones de este tipo de centrales en lo que a software de simulación óptica se refiere, así como una descripción más detallada del software de código libre Tonatiuh [45], utilizado en este trabajo.

A continuación, se describe la relación angular entre el Sol y la Tierra, información de vital importancia a la hora de realizar simulaciones.

2.1 Centrales termosolares basadas en tecnología de receptor central

2.1.1 Funcionamiento

Las centrales termosolares basadas en tecnología de receptor central realizan una transformación de la energía procedente del Sol en otra, usualmente eléctrica, mediante un ciclo termodinámico.

En general, un sistema de receptor central (CRS, de sus siglas en inglés *Central Receiver System*) está compuesto por una serie de diferentes subsistemas [30]:

- Subsistema colector.
- Subsistema receptor.
- Subsistema de potencia.
- Subsistema de almacenamiento.
- Subsistema eléctrico.
- Subsistema de control.
- Subsistema de tratamiento y adquisición de datos.

La baja densidad de energía procedente del Sol hace necesaria de alguna manera la concentración de ésta para aumentar el rendimiento de la transformación termodinámica. De esta forma, el subsistema colector se encargará de redirigir esta energía, concentrándola en un receptor central situado a una altura considerable en una torre.

Este subsistema colector está formado por una serie de helióstatos, superficies reflectoras situadas de forma ordenada en un terreno, que se orientan automáticamente a través del subsistema de control que las gobierna para hacer un seguimiento continuo del Sol de forma que puedan reflejar los rayos solares en un determinado punto del receptor.

De esta forma, los helióstatos se orientan según la posición del Sol, logrando que en el receptor se alcance una mayor densidad de potencia, con el consiguiente aumento de temperatura. Tal y como se justificará a lo largo de esta memoria, esta distribución de flujo radiante es de vital importancia para una operación eficiente de la planta, así como para evitar gradientes de temperatura indeseados en el material del receptor.

La energía térmica resultante es aprovechada por un fluido caloportador con el que se intercambia calor y mediante el cual el subsistema de potencia lo transforma en energía eléctrica o si se requiere, se aprovecha directamente para uso industrial.

Con el objetivo de evitar la parada del subsistema de potencia cuando se producen bloqueos por transitorios de nubes, este tipo de centrales suelen disponer de un subsistema de almacenamiento o buffer energético, que ayuda también a la compensación de energía entre el subsistema receptor y de potencia, de forma que aporta o almacena ésta para así mantener una salida estable en todo momento.

Por otra parte, las plantas comerciales constan de un subsistema eléctrico con el fin de acondicionar la energía eléctrica producida por el subsistema de potencia, de forma que posteriormente se vierte a la red o se aprovecha directamente en la propia central. La figura 2.1 muestra una planta termosolar comercial explotada por Abengoa en Sanlúcar la Mayor, Sevilla.

También es imprescindible un subsistema de control automático que proporcione una estrategia de apunte de helióstatos sobre distintos puntos de enfoque en el receptor [13] [27] [40].

Por último, cabe destacar la vital importancia de un subsistema de adquisición y tratamiento de datos (SCADA, acrónimo del inglés *Supervisory Control and Data Acquisition*) para poder realizar análisis de las operaciones realizadas en la central y poder evaluar el funcionamiento, ofreciendo así posibilidades de mejora futuras.

2.1.2 Campo de helióstatos

Los helióstatos son una parte fundamental de las centrales termosolares. Tal y como se introdujo en el punto anterior, consisten en superficies reflectoras encargadas de concentrar la radiación solar en un foco común o receptor situado a cierta altura de la forma más eficiente posible.



Figura 2.1 – Central termosolar PS10, en Sanlúcar la Mayor, Sevilla, España [1]

Están constituidos de varias partes fundamentales, como son la propia superficie reflectante, la estructura que sirve de soporte, la cimentación a partir de la cual se construye el heliostato, el pedestal que lo eleva respecto al suelo, el sistema mecánico que mueve la estructura en azimut y elevación y el subsistema de control que realiza estos movimientos de forma precisa y automática según el movimiento del Sol a lo largo del ciclo solar diario. La estructura suele ser de acero con el fin de mantener precisión ante cargas de viento y condiciones térmicas de estrés [2]. En el esquema de la figura 2.2 se pueden apreciar estas partes de forma diferenciada.

Desde la fabricación de los primeros heliostatos hasta la actualidad han surgido cambios notables sobre todo en lo que respecta a peso, rigidez y coste. Por ello, es sumamente importante que estos tengan elevada calidad óptica que mejore el rendimiento, bajo coste, resistencia, fácil mantenimiento y durabilidad, ya que representan normalmente hasta la mitad del coste total de este tipo de centrales [25].

A la hora de fabricar un heliostato se atienden a los siguientes criterios, intentando mantener el rendimiento a la vez que se reducen costes, surgiendo dos tipos diferenciados según la superficie reflectante:

- En primer lugar, intentando reducir costes en el precio por metro cuadrado, en el proceso de fabricación, instalación eléctrica, cimentación, etc., se utilizan heliostatos de gran superficie, de un área superior a 70 m^2 . Sin embargo, presentan importantes inconvenientes como el difícil mantenimiento, la instalación inicial, el transporte y algo de vital importancia, puede conllevar a un peor rendimiento óptico. En la actualidad, los heliostatos que se están implementando tienen una superficie reflectante entre 140 y 200 m^2 .

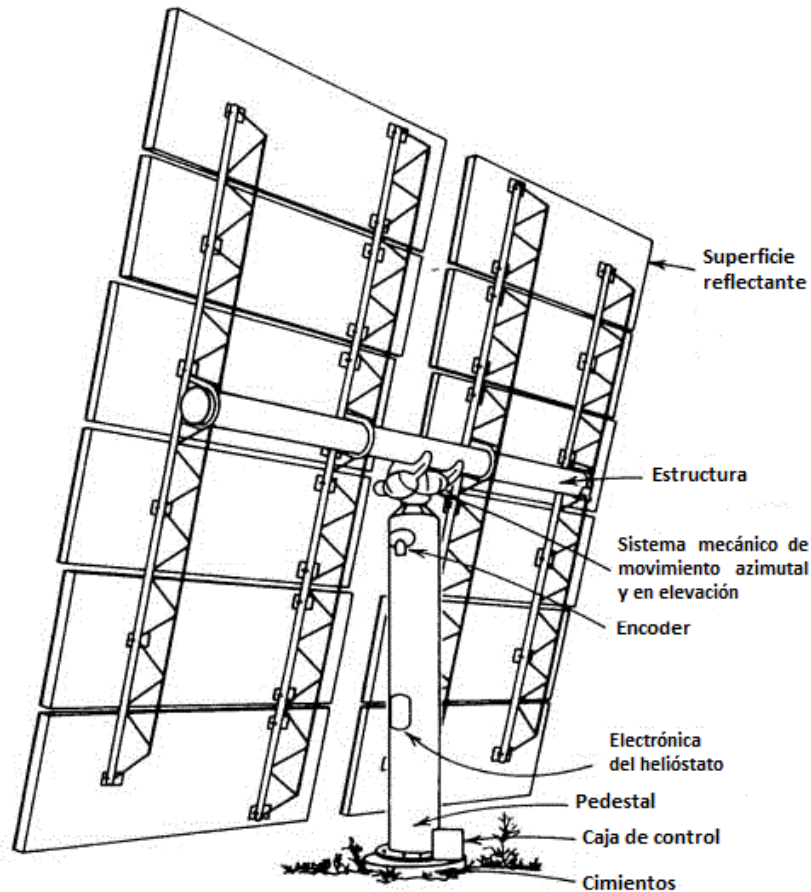


Figura 2.2 – Esquema básico de un heliostato (adaptado de [43])



Figura 2.3 – Instalación de un heliostato [41]

- En segundo lugar, existe la opción de utilizar heliostatos de menor superficie reflectante, con un montaje y mantenimiento más sencillo. Empresas como eSolar [15] comercializan este tipo de heliostato, formando grandes proyectos a nivel mundial en países como China, India o Estados Unidos [16] [33].

Por otra parte, atendiendo a criterios de materiales y tecnología utilizada, existen otras dos vertientes:

- La más común, mantenida desde la fabricación de los primeros helióstatos, se trata de la tecnología vidrio-metal, utilizando un grosor considerable en torno a 2.5 mm [22] para los espejos. Cabe destacar que para este tipo de tecnología las superficies suelen ser superiores a 70 m².
- Como alternativa, se originan helióstatos con membrana metálica tensionada sobre la que se colocan los espejos de fino espesor, inferiores a 1 mm, o películas reflectantes a base de plata fijada por deposición. Pese a que este tipo de tecnología facilita el movimiento de los helióstatos, de menor peso, no ha llegado a cuajar comercialmente ya que en la práctica no se han reducido los precios por metro cuadrado y existe desconocimiento en cuanto a su durabilidad.

En cuanto a la superficie reflectante, suele estar compuesta de varias facetas situadas en torno al centro del helióstato. Estas facetas están fijadas al soporte mediante puntos de anclaje y tienen una forma plana o con cierta curvatura con el fin de atenuar la dispersión de la luz incidente.

Además de la propia curvatura del espejo, las facetas deben cantearse u orientarse de tal forma que el conjunto general de toda la superficie reflectante tenga una forma esférica o paraboloide. Esto se realiza ya que cada una de las facetas refleja y concentra la radiación solar de una forma, por lo que se busca que en el receptor haya una superposición de las imágenes proyectadas y en su conjunto actúen como un único sistema óptico.

Respecto a la reflectividad media de un campo de helióstatos, ésta suele oscilar entre el 85% y el 90% [20], dependiendo de las características de la propia superficie reflectante y del tipo de mantenimiento de las facetas, ya que la suciedad contribuirá a la disminución de este factor.

Tal y como se comentó anteriormente, es necesario realizar un seguimiento del sol por parte de cada helióstato de forma automática para maximizar la eficiencia del sistema. Para realizar este seguimiento, se poseen dos ejes con sendos grados de libertad: uno para elevación y otro para azimut, como se aprecia en la figura 2.4.

Gracias a estos dos grados de libertad, se puede posicionar el helióstato de forma que refleje la radiación en ciertas coordenadas del receptor, teniendo en cuenta factores como la posición del helióstato en el campo y la fecha y hora a partir de la cual se obtiene la posición del Sol en el cielo (ver figura 2.5).

Por tanto, la presencia de un subsistema de control que calcule de forma periódica las consignas de elevación y azimut es indispensable.

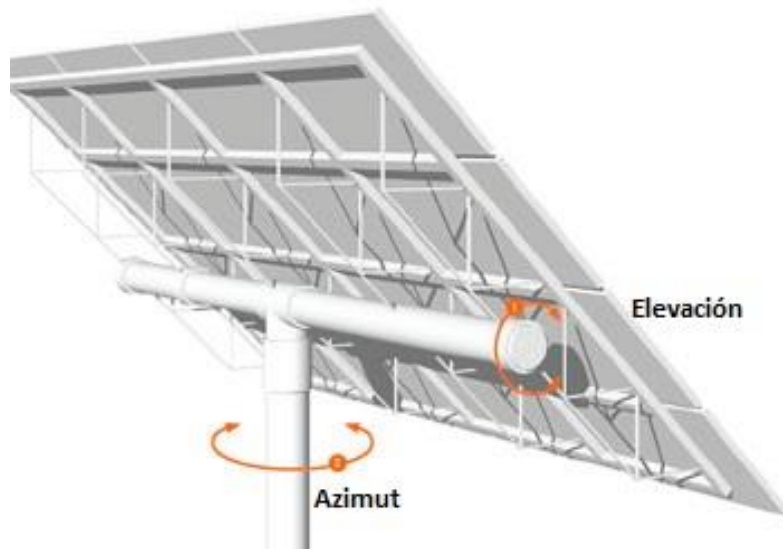


Figura 2.4 – Grados de libertad de un heliostato (adaptado de [26])

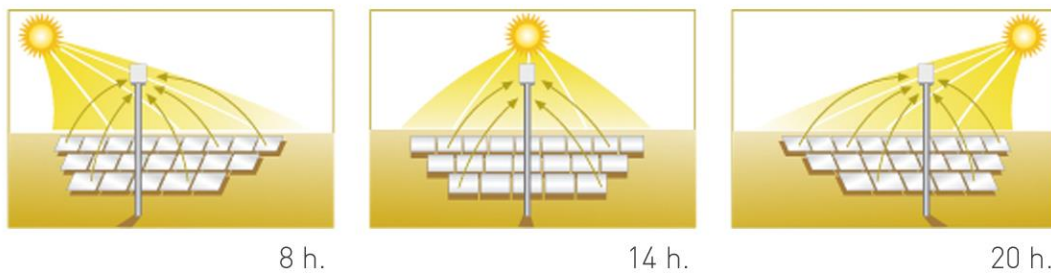


Figura 2.5 – Posicionamiento de heliostatos a lo largo del ciclo solar diario [44]

Este subsistema puede implementarse de dos formas [48]: centralizado, en el que un ordenador central es responsable de todas las tareas o distribuido, con controles locales en cada heliostato y utilizando el ordenador central para comunicación.

En cualquier caso, este subsistema tiene unas funciones específicas a la hora de actuar:

- Cálculo de la posición actual del Sol.
- Cálculo de la consigna a seguir por cada heliostato en base a lo anterior.
- Medición mediante codificadores de la orientación actual del heliostato.
- Posicionamiento del heliostato en la consigna en lazo cerrado.
- Gestión de comunicaciones con cada uno de los heliostatos.
- Detección de errores.
- Señalización y actuación en caso de emergencia.

2.1.3 Receptor

La principal función del receptor es absorber la irradiancia solar reflejada que proviene del subsistema colector y transformarla en energía térmica que se utilizará posteriormente por un fluido caloportador para otras transformaciones energéticas. Como es lógico, en este proceso se produce una gran concentración de radiación y una alta temperatura, por lo que debe realizarse con las menores pérdidas posibles, puesto que además posteriormente el fluido caloportador debe recorrer grandes distancias a lo largo de la torre. Se trata de uno de los elementos más complejos de los sistemas CRS, ya que además de realizar la absorción con las menores pérdidas posibles, debe garantizarse una distribución de flujo muy concreta que evite estrés en el material. Por tanto, cualquier receptor debe tener unas características básicas como son alta conductividad térmica, resistencia a altas temperaturas y un alto poder de absorción.

El receptor suele situarse a una altura considerable para evitar bloqueos entre los helióstatos. Pueden existir varios receptores con diferentes alturas y funciones, situándose éstos en una torre.

Las clasificaciones de los tipos de receptores pueden atender a varios criterios:

En primer lugar, se diferenciará según el intercambio sea o no directo:

- **Receptores de tipo directo:** En este tipo de receptores, el fluido es directamente expuesto a la radiación, por lo que se produce una absorción directa de ésta. Este tipo de receptores presenta unas características muy peculiares, ya que se logran temperaturas hasta 2000 °C y unas densidades de flujo del orden de 2 MW/m² [48].
- **Receptores de tipo indirecto:** Este caso es el más habitual. Se produce una transformación de la radiación en calor, que a su vez se transfiere por convección a un fluido caloportador. Dentro de esta clasificación, se pueden distinguir a su vez entre receptores exteriores y receptores de cavidad. Esto quiere decir, que conducen la energía proveniente de la parte exterior del receptor y la conducen a través de sus paredes, de forma que ésta se transfiere al fluido que alberga en su interior.
 - Receptor exterior: Consiste en un gran número de tubos dispuestos de forma vertical, en el que el fluido entra frío por la parte inferior y se produce el intercambio energético responsable del calentamiento del fluido en cuestión, tal y como se aprecia en la figura 2.6. El principal inconveniente respecto a otros tipos de receptor es la producción de pérdidas por reflexión y convección.
 - Receptor de cavidad: Consiste en un receptor situado en una cavidad con una pequeña apertura. De esta manera se evitan pérdidas, al reflejar una menor parte de radiación al exterior. Además, se puede utilizar un fluido adicional, el gas. En el interior el funcionamiento es el mismo, entrando el fluido frío por el inferior y saliendo con mayor temperatura debido al intercambio de calor.

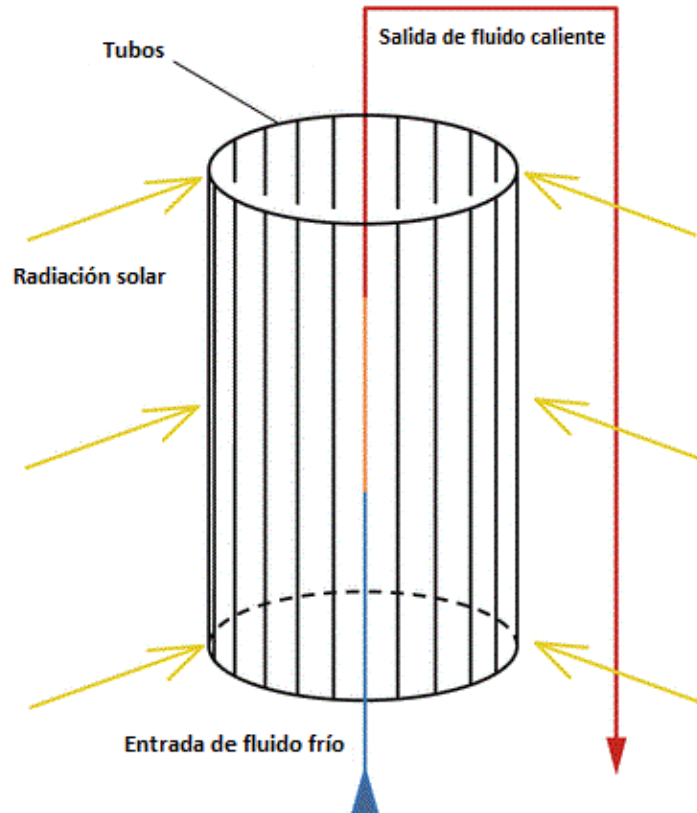


Figura 2.6 – Receptor indirecto tubular de tipo exterior (adaptado de [2])

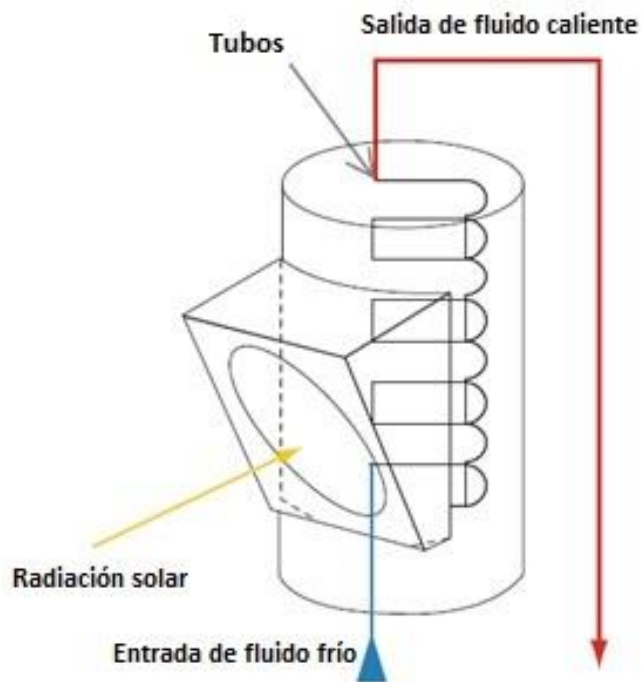


Figura 2.7 – Receptor indirecto tubular de cavidad (adaptado de [2])

En segundo lugar, según el tipo de construcción, se puede diferenciar entre los que solo admiten un tipo de orientación o procedencia de la radiación reflejada por el subsistema colector y los que permiten la procedencia de esta radiación desde cualquier ángulo.

- El primer caso es el más utilizado en el hemisferio norte en los denominados “campos norte”, ya que los receptores de la torre apuntan hacia el norte y el Sol se moverá por detrás de estos, enfrentándose a los helióstatos y logrando así una mayor radiación incidente.
- En el segundo caso, utilizado sobre todo en zonas ecuatoriales, el sistema colector se sitúa alrededor del receptor, ya que éste permite la reflexión por parte de los helióstatos desde cualquier punto. Ambos tipos se ven reflejados en la figura 2.8.

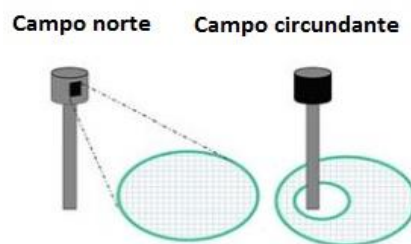


Figura 2.8 – Tipos de receptor según tipo de construcción [2]

En tercer lugar, según el tipo de fluido utilizado para la transformación, se pueden distinguir varios tipos.

- El **sistema de agua-vapor**, que puede clasificarse a su vez entre sistema de vapor sobrecalentado y sistema de vapor saturado. La principal diferencia entre ambos es que el sistema de vapor saturado suprime la fase de sobrecalentamiento, mejorando su controlabilidad, aunque disminuyendo el rendimiento. También cabe destacar que a diferencia del sistema de vapor sobrecalentado, el sistema de vapor saturado evita la utilización de intercambiadores de calor intermedios debido a que la producción es directa. Este tipo de sistemas no suponen un riesgo para el medio ambiente.
- El **sistema de aire**, en el que se alcanzan temperaturas en el rango de 700 °C a 800 °C, valores más altos que los de otros sistemas. Asimismo presentan una gran sencillez operacional y se pueden clasificar en diferentes tipos, atendiendo a criterio de materiales, geometría y presurización [5]. Su principal inconveniente son las elevadas pérdidas debido a la recirculación del aire. El funcionamiento del sistema es sencillo, bombeándose el aire caliente desde el receptor hacia la parte inferior de la torre hasta un generador de vapor para así mover una turbina convencional.
- Por otra parte, el **sistema de sales fundidas** [32], dispone de sales tales como el nitrato sódico (NaNO_3) o el nitrato potásico (KNO_3), que poseen una gran conductividad térmica, aunque si se comparan con otros sistemas presentan

puntos de congelación a altas temperaturas, entre 100 °C y 220 °C, por lo que es preciso que todos los sistemas que entren en contacto con ellas eviten solidificaciones, así como el uso de materiales resistentes a la corrosión. Pese a ello, las sales son muy estables y garantizan una gran eficiencia de la planta al permitir una capacidad de almacenamiento energético y de transferencia de calor superior a otros materiales.

- Por último, el **sistema de sodio líquido**, en el que el sodio es calentado en el receptor y enviado a un tanque de almacenamiento. Posteriormente se extrae y se utiliza para producir vapor de agua mediante un intercambiador de calor, generando así electricidad a través de una turbina. El sodio es nuevamente recirculado hacia otro tanque de sodio frío que se volverá a calentar a su paso por el receptor. Debido a las propiedades del sodio, este tipo de sistemas presentan la ventaja de permitir en los receptores flujos radiantes muy superiores a los que se originan en otros sistemas aunque como contraposición, su alta reactividad obliga a disponer de medidas de seguridad más restrictivas, además del alto coste de los tanques de almacenamiento.

2.1.4 Planta CESA-I

Es importante mencionar la historia, funcionamiento y características de la planta CESA-I, ya que este proyecto se basa en esta planta con el fin de obtener resultados aplicables a un sistema real, así como para cotejar datos simulados y reales.

En el año 1983 se inaugura el proyecto CESA-I en la PSA, en Tabernas, Almería. Fue la primera planta instalada en España para producir electricidad con energía solar [38].

En su momento, las principales razones para realizar este proyecto fueron la necesidad de investigar el campo de las energías alternativas, en especial las productoras de energía eléctrica, el alto nivel de radiación solar que hay en España y en especial en la zona desértica de Tabernas, así como la capacidad de la industria española para el diseño y desarrollo de los componentes de las centrales CRS.

Los principales objetivos eran demostrar la viabilidad de este tipo de centrales y desarrollar la tecnología específica necesaria [30]. En lugar de operar para la producción de electricidad, actualmente tiene varias aplicaciones, entre las que se encuentran ensayos de componentes, aplicaciones que requieran altas concentraciones fotónicas sobre cierta superficie, experimentos astrofísicos o tratamiento superficial de materiales [30] [36].

A continuación, se realizará una descripción de las partes más importantes de esta planta:

- El subsistema colector está formado por un total de 300 helióstatos en 16 filas, con una superficie reflectante de 39.6 m² cada uno. Siguen una distribución de campo norte (véase apartado 2.1.3), en una extensión de 330 m x 220 m [36].

- Cada uno de los helióstatos está formado por 12 facetas dispuestas sobre una estructura tipo “T” con un mecanismo de accionamiento a través de tubos de torsión.
- Estas facetas son curvadas y según la posición del helióstato en el campo poseen cinco focales diferentes. El esquema de un helióstato de la planta CESA-I se puede apreciar en la figura 2.10.
- Los helióstatos son de tipo vidrio-metal de tres generaciones diferentes, desarrollados y fabricados por empresas como SENER, CASA, ASINEL y CIEMAT en colaboración con SOLUCAR. Gracias a esto, se han ido reponiendo facetas a lo largo del tiempo, así como del mecanismo de accionamiento, por lo que la planta se encuentra en un estado óptimo de funcionamiento.
- El sistema posee un control local para cada helióstato, que calcula el vector solar y determina la orientación en elevación y azimut que se debe adoptar para realizar el apunte a cierto punto prefijado. El control central es el encargado de realizar las comunicaciones entre helióstatos.



Figura 2.9 – Sistema de receptor central CESA-I de PSA, Tabernas, Almería [36]

La reflectividad media del campo es del 90%, con un error de seguimiento a los ejes de 1.2 mrad. Cabe destacar además que la potencia que puede proporcionar el sistema sobre el receptor es de 7 MW.

Respecto a la torre, está construida de hormigón y posee tres receptores distribuidos a lo largo de sus 80 m de altura:

- A 45 metros de altura, hay una cavidad adaptada para realizar ensayos de materiales y tiene la utilidad de ser un horno solar. Algunas aplicaciones típicas son el tratamiento superficial de materiales metálicos o ensayos que simulen las piezas de un transbordador espacial reentrando en la atmósfera.
- A 60 m, una cavidad para el ensayo de receptores volumétricos presurizados.
- A 80 m, otra instalación para el ensayo de receptores volumétricos atmosféricos.

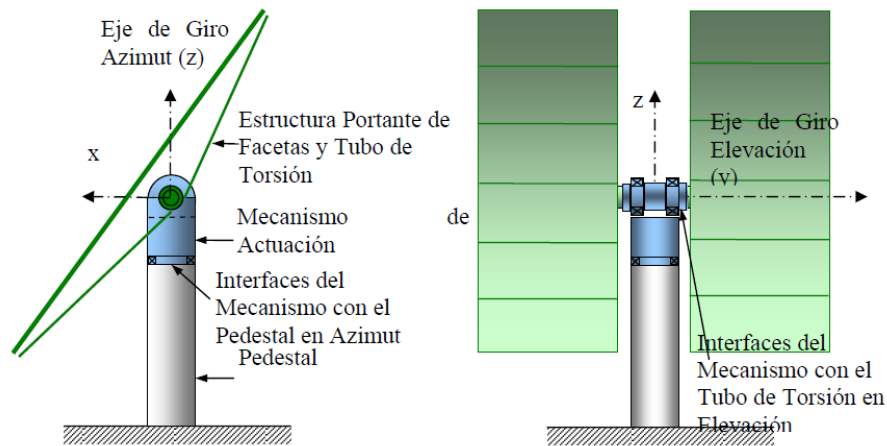


Figura 2.10 – Esquema de un heliostato de CESA-I [17]

2.2 Software de simulación óptica para sistemas solares de concentración

2.2.1 Introducción

A la hora de llevar a cabo el diseño y optimización de un CRS, así como para la implementación de nuevos componentes o controlar ciertas variables de operación de la planta, es esencial la utilización de software de simulación óptica.

Existen dos problemas fundamentales en lo que al campo de heliostatos se refiere, distinguiéndose por una parte la distribución óptima de estos elementos en el campo y por otra la energía total y distribución de ésta en el receptor. Por tanto, dependiendo de la aplicación, objetivos y tipo de instalación, existen numerosos paquetes de software y ninguno puede considerarse estándar en el ámbito industrial.

Los primeros códigos para calcular la densidad de flujo radiante surgieron para los CRS a finales de los años 70 en Estados Unidos para la empresa Solar One [42]. Códigos como HELIOS o DELSOL, con aún más de 30 años se siguen utilizando en la actualidad pese a su difícil utilización y no tener actualizaciones recientes. Algunos otros de esta época como MIRVAL, UHC o HFCAL sí que han tenido actualizaciones, lo que quiere decir que en general estos códigos de primera generación son igualmente válidos para realizar análisis actualmente.

En la actualidad, la mayoría de códigos tienen una interfaz gráfica de visualización en 3-D y pueden ser utilizados en Windows u otro sistema operativo, basándose en un lenguaje de programación como FORTRAN, C++, MATLAB o Delphi5.

En este caso, debido al contexto de este trabajo, se hablará sobre códigos referentes a cálculos de distribución de flujo, con una breve explicación de cada uno de ellos, incluyendo Tonatiuh, del que se hará un análisis más exhaustivo en el Capítulo 3. Para

una lectura comparativa más profunda de los diferentes tipos de códigos, se recomienda la lectura de [9], [12] y [21].

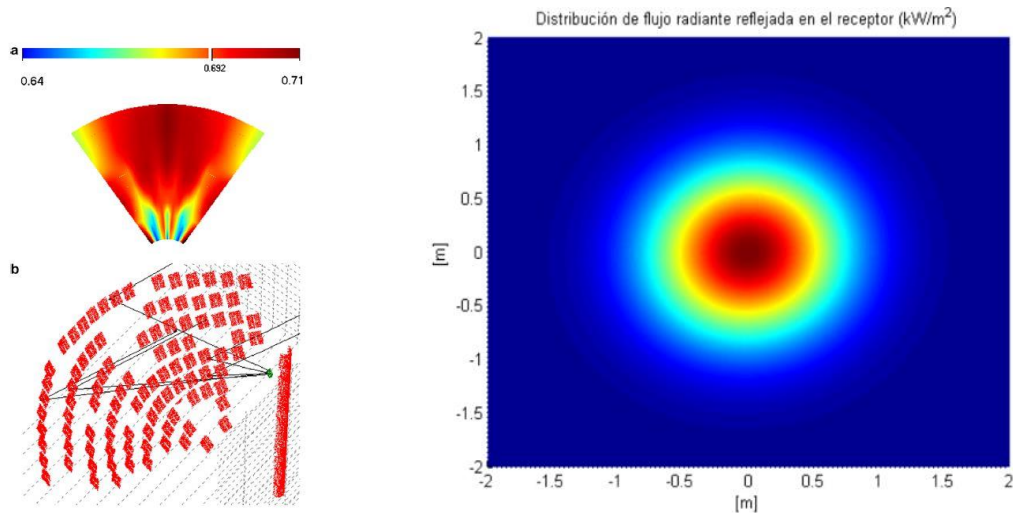


Figura 2.11 – Principales problemas de los campos de heliostatos: a la izquierda, Layout [21] y a la derecha, distribución de flujo en el receptor

2.2.2 Códigos para simulación de sistemas CRS

A continuación se hará una breve descripción de los principales códigos que aparecen en la tabla 2.1, utilizados para simulaciones de CRS y por tanto de cálculo de distribuciones de flujo.

Tabla 2.1 – Resumen de los diferentes códigos para simulación de CRS

Nombre	Compañía	Disponibilidad	Aplicación
HELIOS	SANDIA	Uso gratuito	Modelado de densidad de flujo con óptica de cono
MIRVAL	SANDIA	Uso gratuito	Modelado de densidad de flujo con trazado de rayos
SOLTRACE	NREL	Uso gratuito	Código óptico para trazado de rayos
Tonatiuh	CENER	Código libre	Simulación óptica de CRS con trazado de rayos
STRAL	DLR	Comercial	Simulación de campo de heliostatos con trazado de rayos
Tiesol	Tietronix	Comercial	Diseño, análisis y optimización de CRS
ASAP	Breafult	Comercial	Código de óptica general
HOpS	Google	Código libre	Simulación óptica de campo de heliostatos

2.2.2.1 HELIOS

El código HELIOS [19] ha sido referencia desde su creación hasta comienzos del siglo XXI. Se utiliza para lograr una descripción analítica de las distribuciones de flujo

radiante en sistemas solares térmicos de concentración. Es capaz de generar estas distribuciones para múltiples heliostatos al mismo tiempo, así como para otras superficies como por ejemplo el disco parabólico.

Para lograr esta descripción, este código programado en Fortran tiene en cuenta factores como la procedencia de los rayos solares, bloqueos y sombras, errores de propiedades reflectivas, astigmatismo, reflectividad o la geometría de la superficie y su funcionamiento. Para ello se basa en técnicas de procesamiento de distribuciones como la gaussiana u otras distribuciones discretas.

Como primer paso, el programa obtiene errores asociados al sistema óptico total con óptica de cono, para posteriormente realizar un cálculo de la forma solar efectiva que se proyectará finalmente en el receptor por parte de un heliostato.

Por último, para finalizar el proceso se realiza la convolución de las distribuciones analíticas que se dan en el mapa de impactos generado en el receptor.

Gracias a esto, este código pese a su antigüedad permite obtener previsiones energéticas de potencia y distribución de flujo sobre un receptor para ciertas condiciones estipuladas.

2.2.2.2MIRVAL

MIRVAL [27] es un código de simple uso creado en los laboratorios SANDIA que fue creado originalmente para comprobar las densidades de flujo radiante de otros programas como HELIOS, UHC o DELSOL.

Utiliza el trazado de rayos *ray-tracing* Monte Carlo, que genera de forma estocástica cierto número de rayos que interactúan con las superficies modeladas, teniendo cada uno cierta energía y dirección. En función del número de rayos y de factores como la reflectividad, absorción y emisión de las superficies dónde impactan estos se obtiene la irradiancia o potencia total en el elemento a analizar.

Actualmente se sigue utilizando en países como Alemania, por el Centro Aeroespacial Alemán (DLR, de sus siglas en alemán *Deutsches Zentrum für Luft-und Raumfahrt*), dónde ha seguido teniendo actualizaciones. Puede ser utilizado para calcular la eficiencia de un campo de heliostatos, así como para mapas de flujo de heliostatos y CRS.

Aunque no posee interfaz con el usuario, tiene en cuenta factores importantes como estrategias de apunte a blancos, reflectividad, sombras, bloqueos, factores de atenuación, etc. Para su utilización se debe tener una licencia comercial.

2.2.2.3SOLTRACE

Se trata de un software desarrollado por *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) [31], cuyo objetivo es analizar y diseñar sistemas ópticos complejos aplicados a sistemas solares.

Se divide el sistema óptico en diferentes secciones o *etapas*, compuesto por elementos como superficies y propiedades ópticas. La razón de estas divisiones radica en el logro de una mayor eficiencia y por tanto menor coste computacional. Además del sistema de referencia global, los elementos dentro de una *etapa* son referenciados a partir del sistema de referencia local de éste.

Utiliza trazado de rayos de Monte Carlo y posee varias superficies para helióstatos y receptores, además de una interfaz gráfica de visualización mediante un *plug-in*. La visualización directa de resultados como los mapas de flujo generados, gráficos de rendimiento o diagramas de dispersión supone un factor de gran utilidad en estos programas, ya que se evitan fases intermedias como la obligatoria exportación de los datos generados.

2.2.2.4ASAP

ASAP [4] es un software comercial de trazado de rayos que realiza simulaciones de varias geometrías y diferentes sistemas de concentración solar. Es capaz de optimizar sistemas ópticos gracias a una interfaz y posee la novedad respecto a otros programas de poder importar directamente geometrías del software SolidWorks.

Se puede definir variables interesantes para el modelado de estos sistemas como la reflectividad, el error de pendiente o *slope error*, refracción, dispersión, absorción y la dependencia de la dirección de la radiación solar.

2.2.2.5STRAL

Es un software moderno que utiliza la tecnología de trazado de rayos para generar los rayos en la superficie del helióstato, en lugar de en todo el plano sobre los helióstatos, con la consecuente mejora de eficiencia computacional [34]. Está disponible comercialmente a través de DLR y otros colaboradores.

2.2.2.6Tiesol

Tiesol [3] utiliza la tecnología Monte Carlo con un procesamiento paralelo mediante la unidad de procesamiento gráfico (GPU, de sus siglas en inglés *Graphic Processing Units*), haciendo que el software sea extremadamente rápido.

Es utilizado para análisis, diseño y optimización de CRS. Analiza los diferentes errores ópticos y mecánicos de un campo de helióstatos, la distribución de flujo en el receptor y eficiencia. Además incorpora una avanzada herramienta de visualización capaz de simular en tiempo real los movimientos en azimut y elevación de los helióstatos.

2.2.2.7HOpS

HOpS [23] es un software de código abierto que forma parte del proyecto de Google *RE<C (Renewable Energy Cheaper)* para la realización de simulaciones de CRS.

Establece relaciones entre los elementos ópticos del sistema simulando la transferencia de paquetes de luz entre ellos con el fin de obtener el flujo radiante tanto en los helióstatos como en el receptor.

Su objetivo es realizar simulaciones de sistemas CRS de forma que no desempeñe un alto coste computacional y a la vez intentar obtener una precisión aceptable. De este modo, se situaría como solución de compromiso entre los códigos de trazado de rayos y los de aproximación analítica.

Permite posicionamiento del Sol manual o automático, configuración geométrica y de estrategia de apunte de helióstatos, consideración de errores ópticos, así como diferentes geometrías para las superficies reflectantes.

2.2.2.8 Tonatiuh

Tonatiuh es un software de código libre para que cualquier persona pueda utilizarlo y mejorarlo si se precisa. Basado en C++, utiliza el trazado de rayos Monte Carlo para la obtención del comportamiento óptico y energético de cualquier tipo de sistema de concentración termosolar.

Creado por el Dr. D. Manuel Blanco, actualmente está siendo desarrollado por el Departamento de Energía Solar Térmica del Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) en colaboración con la Universidad de Texas (UTB).

Tiene una interfaz con el usuario sencilla e intuitiva, parecida a la de SOLTRACE, dividiendo el modelo en diferentes secciones con un sistema de referencia fijo global y otros relativos respecto a cada sección o nodo. Su principal inconveniente es que no posee una visualización cuantitativa directa de los resultados, de modo que es necesaria una exportación de ficheros a otros programas como Mathematica, MATLAB o Python.

Los principales objetivos de Tonatiuh son los siguientes [45]:

- Desarrollo de una buena base teórica que permita la simulación óptica de casi cualquier tipo de sistema de concentración solar.
- Correcto funcionamiento independientemente a nivel de código fuente del sistema operativo.
- Interfaz avanzada y de fácil uso para el usuario.
- Arquitectura de software flexible que permita al usuario la adaptación, ampliación, aumento y modificación de las funcionalidades del programa de una forma sencilla.

Al tratarse del software utilizado en este proyecto, un análisis más profundo del programa es realizado en el siguiente capítulo.

2.3 Cálculo del ángulo solar

Con el fin de conocer cómo se obtiene energía desde el sol, es sumamente importante conocer su posición desde varios puntos de vista, ya que como se vio en apartados anteriores este factor es utilizado para el cálculo de consignas a enviar a los heliostatos e influirá notablemente en la forma de la distribución de flujo obtenida en un receptor.

2.3.1 Ángulos Sol-Tierra

La Tierra describe un movimiento elíptico alrededor del Sol cuyo ciclo es completado aproximadamente en 365.25 días a una distancia media de $1.496 \cdot 10^{11}$ m, es decir, una unidad astronómica (1 AU, de sus siglas en inglés *Astronomic Unit*). De esta manera, cuando la Tierra se sitúa en el punto más lejano respecto al sol, en torno al 3 de julio, está a una distancia de $1.52 \cdot 10^{11}$ m. Esto se conoce como afelio, mientras que en el punto más cercano, llamado perihelio, se sitúa a $1.47 \cdot 10^{11}$ m, en una fecha en torno al 3 de enero.

Este movimiento es denominado como traslación, definiendo el año y las estaciones, con los solsticios de verano e invierno, así como los equinoccios de primavera y otoño. Esto se puede apreciar en las figuras 2.12 y 2.13.

Además, la Tierra gira sobre su propio eje polar, con un ángulo de 23.45° de inclinación respecto al plano eclíptico, realizando un movimiento de rotación en ciclos de aproximadamente 24 horas, dando lugar a los días y noches. Este movimiento es el utilizado para la medida del paso del tiempo.



Figura 2.12 –Posicionamiento de la Tierra alrededor del Sol a lo largo del año [50]

La base de la medida de la hora según la zona del mundo es el meridiano, situado en Greenwich, en Inglaterra, así como los polos. De esta forma, con el fin de que a las 12 del mediodía sea la hora de la mitad del día aproximadamente en cualquier lugar, surgen las diferentes zonas horarias [6], separadas en intervalos de unos 15° desde el primer meridiano en incrementos de 1 hora.

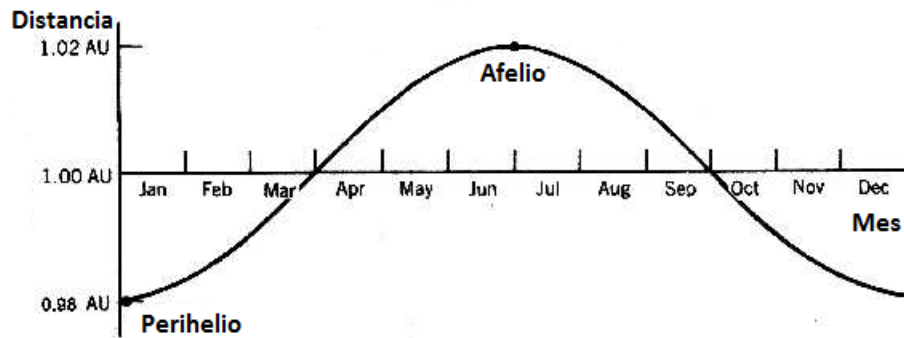


Figura 2.13 – Distancias Sol-Tierra a lo largo del año y equinoccios y solsticios (adaptado de [43])

2.3.1.1 Hora angular

La hora angular, representada como ω , describe la rotación de la Tierra sobre su propio eje polar. Se trata de la distancia angular entre el meridiano del observador y el meridiano cuyo plano contiene al Sol, de modo que es 0° cuando el Sol alcanza su mayor altitud (mediodía solar), y va incrementando unos 15° grados cada hora, oscilando entre -180° y 180° .

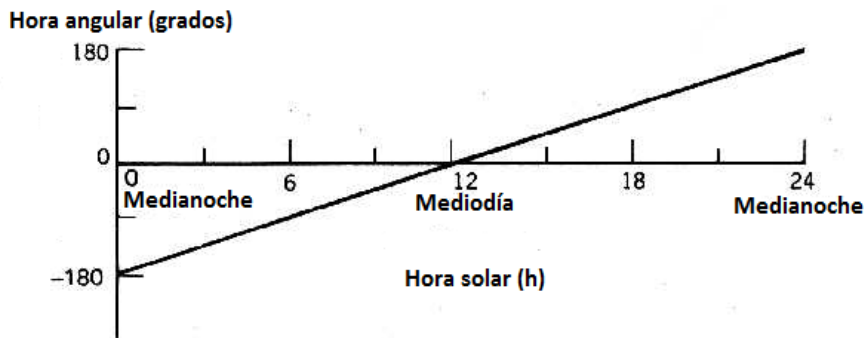


Figura 2.14 – Variación de la hora angular a lo largo del día (adaptado de [43])

2.3.1.2 Hora solar

Se trata de un sistema horario de 24 horas en el que a las 12:00 es la hora en la que el Sol está en línea con el meridiano de la zona en concreto. Por tanto, depende de la localización o longitud del lugar y suele ser diferente de la hora local definida a nivel político y con otras aproximaciones. Aunque para algunos procesos es necesario saber con exactitud la diferencia entre la hora solar y la hora local, para la mayoría de procesos de diseño de sistemas solares es adecuado hablar de hora solar.

2.3.1.3 Ángulo de declinación

El ángulo de declinación o elevación es aquel formado entre la línea desde el centro de la Tierra y el Sol y el plano ecuatorial de la Tierra. Este ángulo varía conforme la tierra realiza el movimiento de traslación y debido a su inclinación sobre su propio eje de rotación.

Como se mencionó anteriormente, debido a su inclinación de 23.45° , el ángulo de declinación oscilará entre -23.45° y 23.45° en los solsticios de invierno y verano, respectivamente. En las estaciones de primavera y otoño el ángulo será 0° , de ahí que sean los equinoccios. La variación de éste ángulo a lo largo del año se puede apreciar en la figura 2.13.

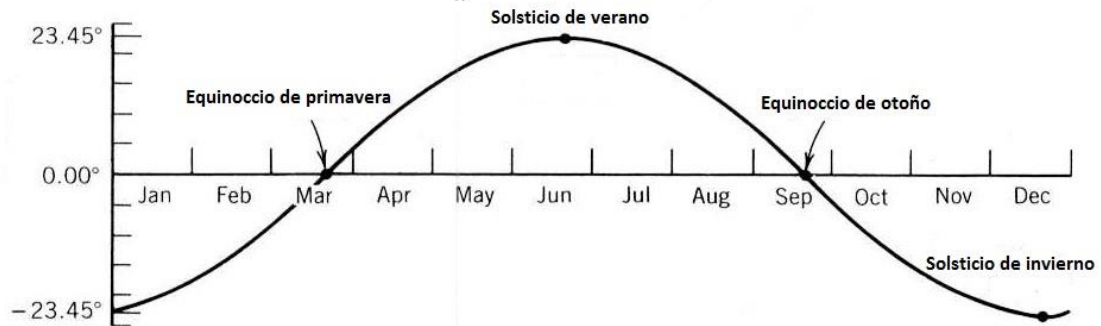


Figura 2.15 – Variación del ángulo de declinación a lo largo del año (adaptado de [43])

2.3.1.4 Ángulo de latitud

De forma complementaria a la longitud anteriormente mencionada, existe el ángulo de latitud, de forma que con ambos se puede representar cualquier punto de la superficie terrestre.

Este ángulo es el formado por una línea dibujada desde cualquier punto de la superficie terrestre hacia el centro de la Tierra y el plano ecuatorial. Por ello, cualquier punto de la superficie terrestre que se forme el ecuador posee una latitud de 0° , mientras que es 90° en el Polo Norte y -90° en el Polo Sur.

2.3.2 Ángulos observador-Sol

No solo es de interés saber los ángulos formados por el Sol y la Tierra, sino que también es necesario determinar la posición del Sol respecto a un sistema de coordenadas basado en el punto de observación.

2.3.2.1 Ángulo acimutal (ψ)

Es el ángulo formado por la proyección sobre la superficie horizontal de la posición del observador de la recta Sol-Tierra y la recta Norte-Sur terrestre. Si nos situamos en el hemisferio norte, este ángulo se mide hacia el sur, siendo positivo hacia el Oeste, mientras que en el hemisferio sur es justamente al contrario.

2.3.2.2 Ángulo zenital (θ)

Este ángulo es el formado por la línea Sol-Tierra con la vertical de la posición del observador, siendo complementario al ángulo de elevación.

2.3.2.3 Ángulo de declinación o elevación (γ)

Es el ángulo formado por la recta Sol-Tierra respecto al plano que contiene a la superficie del lugar. En la figura 2.16 se pueden ver de forma distinguida estos ángulos.

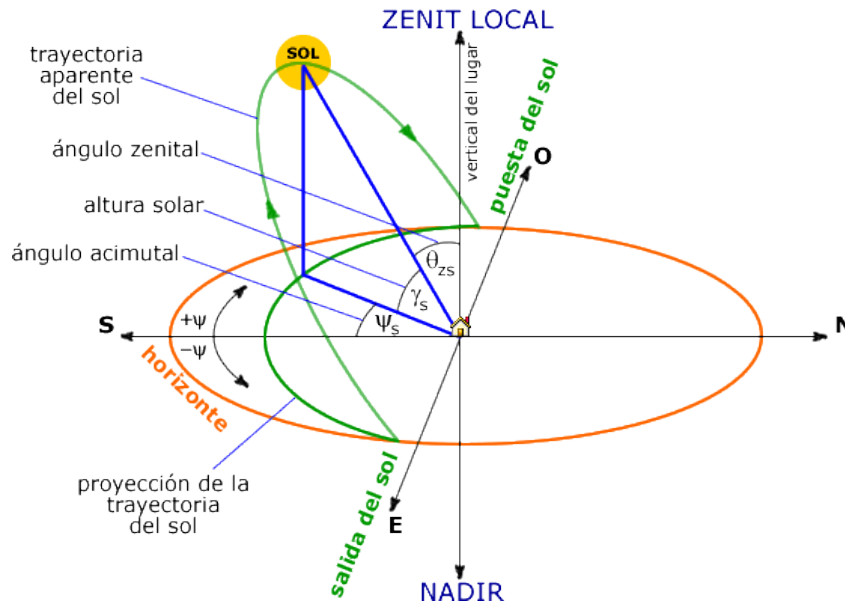


Figura 2.16 – Ángulos observador-Sol [47]

Capítulo 3: Materiales y métodos

En este capítulo se describen los materiales utilizados para la realización de este proyecto, así como la metodología seguida.

Primero se definen y se describen las fases del proyecto, detallando el tiempo empleado en cada una de ellas.

A continuación, se realiza un análisis detallado del software utilizado, incluyendo las funcionalidades más destacadas y las diferentes opciones utilizadas que ofrecen los programas.

El resto del capítulo describe de una forma más detallada la metodología de las fases del proyecto correspondiente a la caracterización del sistema, obtención y validación de las distribuciones de flujo, así como el problema de optimización planteado.

3.1 Fases del proyecto

Para la realización de este proyecto se ha seguido la siguiente metodología:

1. Revisión bibliográfica: Consulta en libros, internet, otros proyectos y artículos científicos sobre aspectos relacionados con este trabajo, tales como funcionamiento y composición de sistemas CRS, códigos de simulación para éstos, caracterización de distribución de flujo, estrategias de apunte, etc.
2. Aprendizaje de Tonatiuh y caracterización del sistema: familiarización con el software y creación de script para obtener modelo de un conjunto definido de heliostatos de la planta CESA-I a partir de una descripción física del mismo.
3. Caracterización de la distribución de flujo en condiciones de ensayo real: obtención de modelos de la distribución de flujo en el receptor proporcionada por cada uno de los heliostatos del conjunto a partir de ensayos reales realizados en la planta CESA-I, teniendo en cuenta que los ensayos de cada heliostato están realizados en condiciones diferentes de irradiancia y posición del Sol en el cielo.
4. Validación de la distribución de flujo: comparación de los modelos obtenidos con distribuciones de flujo correspondientes a ensayo real.
5. Caracterización de distribución de flujo en condiciones estipuladas: una vez verificado el modelo del sistema, se realiza la obtención de modelos analíticos de la distribución de flujo en el receptor de cada uno de los heliostatos en las mismas condiciones de irradiancia y posición del sol, así como del conjunto total.
6. Estudio de la influencia del punto de enfoque en receptor: realización de ensayos con distintos puntos de enfoque con el fin de verificar si se producen cambios notables en la distribución de flujo para posterior estrategia de apunte en puntos alrededor del centro del receptor.

7. Obtención de puntos de enfoque para lograr distribución de flujo requerida mediante herramientas de optimización: una vez caracterizados los heliostatos y comprobado la influencia de los puntos de enfoque en el receptor, mediante herramientas de optimización se obtienen los puntos de enfoque que deben adoptar cada uno de los heliostatos caracterizados para obtener cierta distribución de flujo total requerida.
8. Validación de distribución de flujo requerida: comprobación de distribución de flujo requerida a partir de puntos de enfoque obtenidos previamente.
9. Elaboración de memoria: descripción detallada del proyecto, incluyendo contexto, métodos, estrategias, ensayos y conclusiones.

A continuación, mediante la siguiente tabla y diagrama se sitúan las actividades previamente mencionadas y el tiempo empleado en ellas:

Tabla 3.1 - Fases del proyecto y estimación de tiempo empleado en cada una de ellas

Fase del proyecto	Tiempo empleado [h]
Recopilación bibliográfica	30
Aprendizaje de Tonatiuh y caracterización del sistema	70
Caracterización de la distribución de flujo en condiciones de ensayo real	50
Validación de la distribución de flujo	20
Caracterización de la distribución de flujo en condiciones estipuladas	30
Estudio de la influencia del punto de enfoque en el receptor	15
Obtención de puntos de enfoque para lograr distribución de flujo requerida mediante herramientas de optimización	30
Validación de distribución de flujo requerida	15
Elaboración de memoria	80

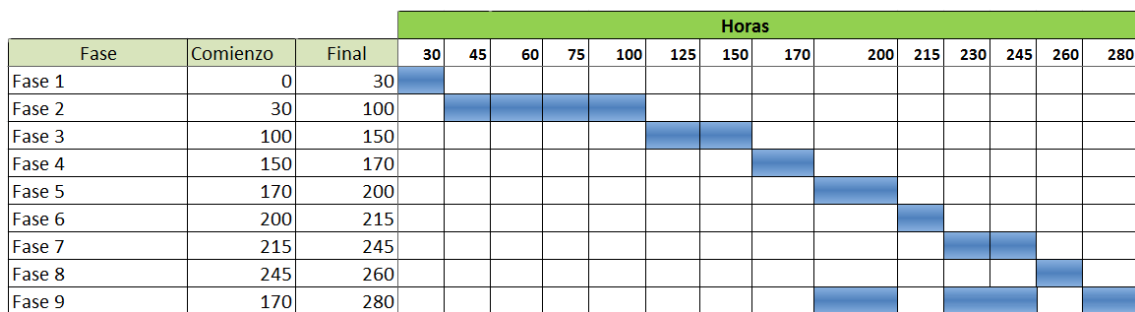


Figura 3.1 - Diagrama de tareas y tiempo empleado en ellas

3.2 Software utilizado

3.2.1 Tonatiuh

Tal y como se introdujo en el capítulo anterior, el proyecto Tonatiuh [45] tiene como objetivo crear un código abierto, de vanguardia, preciso y fácil de usar mediante el trazador de rayos Monte Carlo para la simulación óptica de sistemas de concentración solar. Tiene la intención de avanzar en el campo de las herramientas de simulación para el diseño y análisis de sistemas de concentración solar así como para hacer que las herramientas disponibles sean de libre acceso a cualquier persona interesada en el uso y la mejora de ellos. Además, posee gran versatilidad al ser compatible con diferentes sistemas operativos como Windows, Unix, GNU y Macintosh.

Este software simula el comportamiento óptico de cualquier tipo de sistema solar de concentración lanzando rayos de forma estocástica desde una superficie solar simulada y analizando la interacción entre los rayos y las superficies del modelo [7].

Al tratarse de un simulador que utiliza el método de Monte Carlo, el error cometido será inversamente proporcional al número de rayos lanzados en la simulación (véase figura 3.2), aunque supone un mayor coste computacional, generando archivos de gran tamaño y en un tiempo de simulación considerable, de modo que se debe buscar una solución de compromiso acorde a los objetivos.

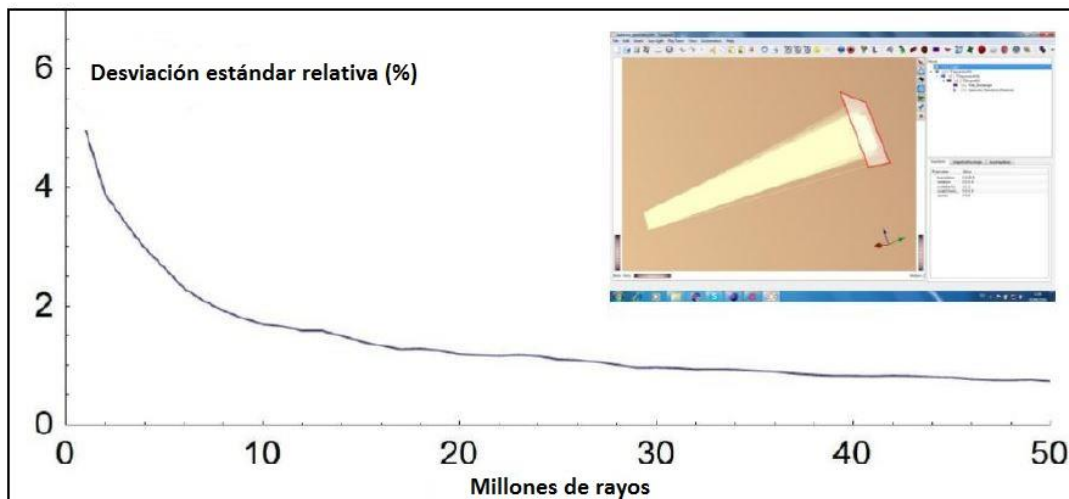


Figura 3.2 - Desviación estándar relativa del error cometido en función del número de rayos en Tonatiuh (adaptado de [8])

Tras realizar la simulación, se lleva a cabo una exportación de archivos que contienen la distribución de fotones en las superficies del modelo. Estos archivos, en el caso de este trabajo, se analizarán posteriormente con MATLAB, extrayendo esta distribución de fotones sobre la superficie del receptor. A partir de esta distribución se podrá caracterizar la distribución de flujo radiante, tal y como se verá posteriormente.

A continuación se hará una breve descripción del entorno gráfico del programa y de las opciones que éste permite.

3.2.1.1 Entorno gráfico general

El entorno gráfico de Tonatiuh marca una diferencia notable respecto a otros códigos de simulación. Como se puede apreciar en la figura 3.3, hay varias partes diferenciadas.

En primer lugar se destaca la ventana gráfica, dónde se ven las geometrías creadas, así como la forma solar y el sistema de referencia. Tras la simulación, se pueden observar también el trazado de rayos, así como los fotones en las diferentes superficies.

Por otra parte, la base de este programa es la separación de componentes de un modelo en nodos. Estos nodos pueden ser o bien *Group Nodes* o bien *Surface Nodes*, sirviendo los primeros para separar en diferentes zonas el modelo creado y los segundos para la creación de una superficie dentro de un *Group Node*, a la que además se le pueden asignar propiedades ópticas. Es posible seleccionar diferentes geometrías como se verá posteriormente, además de configurarlas con distintas opciones como posicionamiento geométrico en el espacio, dimensiones, propiedades ópticas, etc. Otra parte fundamental de estas geometrías es el denominado *tracker*, que orientará automáticamente cualquier nodo hacia un punto deseado a partir de la posición del sol.

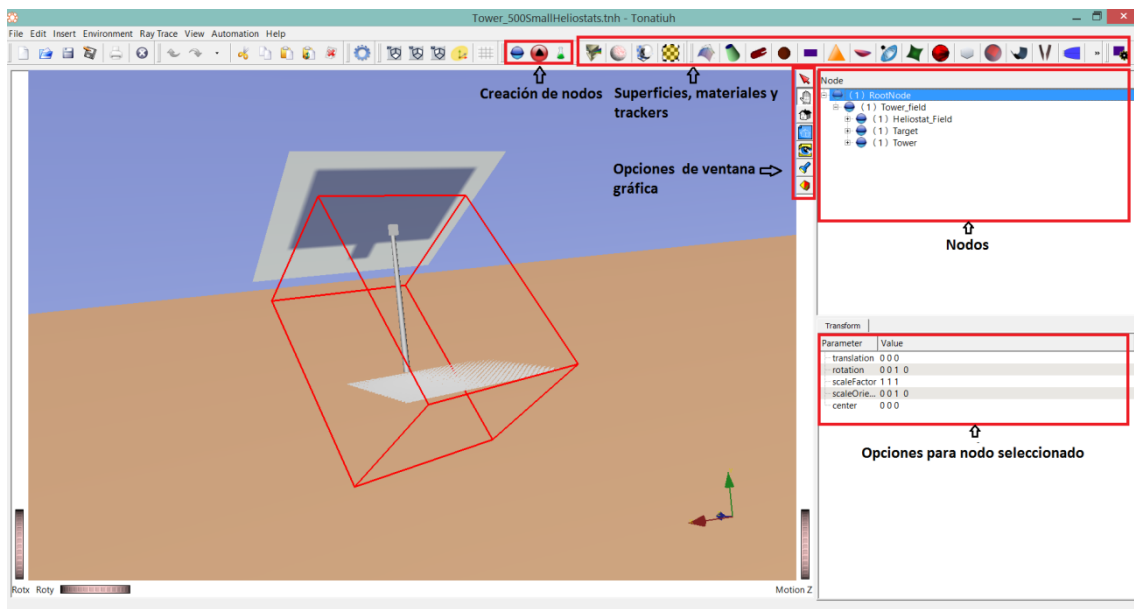


Figura 3.3 – Entorno gráfico general del software Tonatiuh

3.2.1.2 Definición de la forma solar

Tonatiuh posee la opción de elegir entre dos formas solares, la distribución *Pillbox* y la distribución basada en el modelo de Buie.

La distribución angular constante *Pillbox* supone que el Sol puede percibirse como un disco perfecto de diámetro 9.3 mrad con brillo constante a lo largo de toda su superficie, por lo que se trata de una aproximación ya que en realidad surgen los llamados *limbdarkening* o efectos de oscurecimiento del borde por la interacción de la energía con las atmósferas gaseosas que las envuelven.

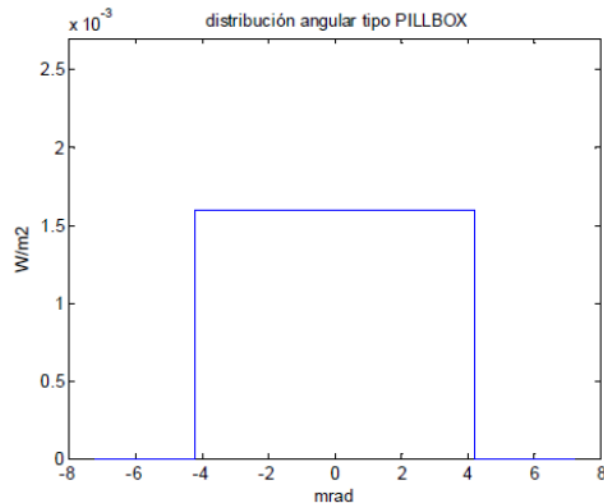


Figura 3.4 – Distribución angular *Pillbox* [8]

De este modo, habría un decaimiento conforme el ángulo se aleja de cero hasta llegar a los extremos (en valor absoluto a 4.65 mrad) [39].

Desde los años 70 se han realizado numerosos estudios de las formas solares con el fin de cuantificar la cantidad de energía de la región circunsolar que afecta a los concentradores solares.

En el año 2001, Buie y Monger dedujeron que si la distribución espacial de la energía del Sol es representada por su relación circunsolar (CSR), ésta es independiente de la ubicación geográfica. En conclusión, la CSR o flujo radiante contenido dentro de la región circunsolar del cielo, define la distribución espacial de la energía a través del disco solar y la aureola solar y se puede utilizar como un modelo solar. Para más información sobre este modelo, es recomendable la lectura de [10] y [11].

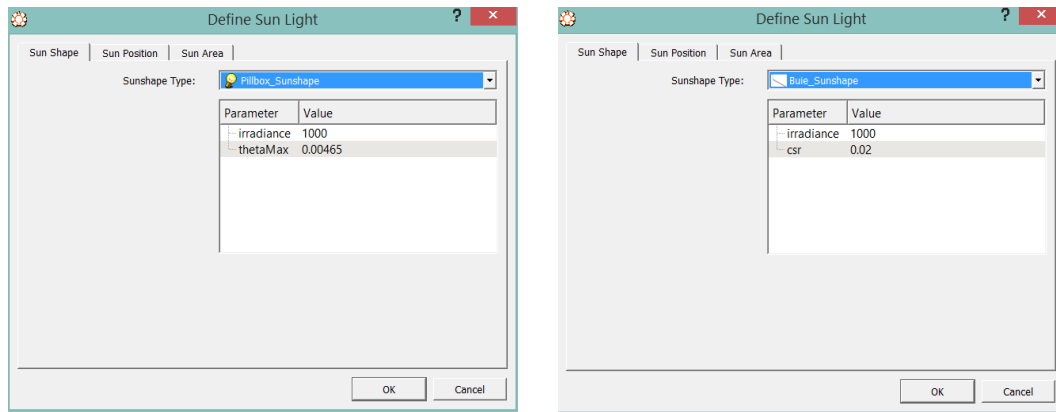


Figura 3.5 – Opciones al escoger tipo de modelo solar

Tonatiuh permite seleccionar mediante la opción *Define Sun Shape* el tipo de modelo, además de otras opciones como la irradiancia, que toma un valor por defecto de 1000 W/m².

Para el modelo *Pillbox*, es posible seleccionar el radio angular del disco solar, cuyo valor por defecto es 4.65 mrad tal y como aprecia en la figura 3.5. En el modelo de *Buie*, por su parte es posible modificar la CSR según las condiciones del sistema a modelar.

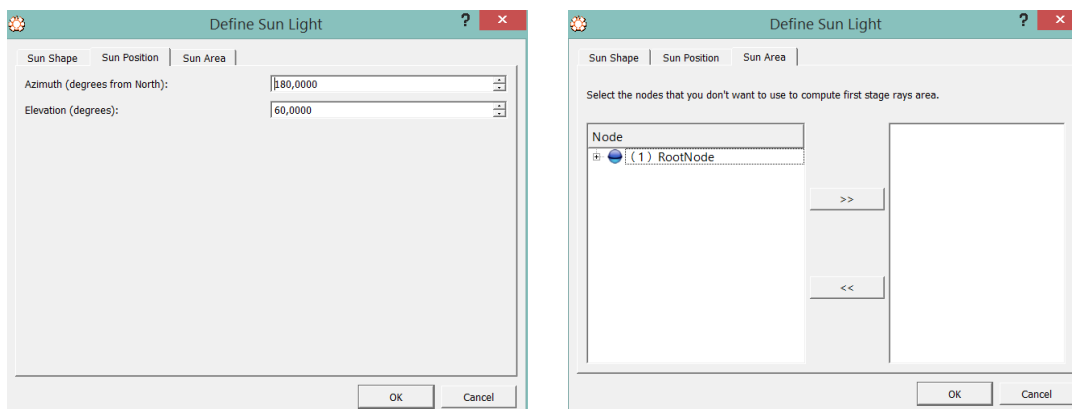


Figura 3.6 – Otras opciones para definir la forma solar

A su vez, en la pestaña *Sun Area* se pueden seleccionar aquellos nodos en los que se desee excluir el trazado de rayos, mientras que en *Sun Position* se puede definir el ángulo de azimut y elevación del sol, que puede introducirse de forma manual o directamente a través de la opción *Sun Position Calculator*, introduciendo las coordenadas geográficas del lugar y la hora universal (UT, de sus siglas en inglés *Universal Time*) o central (CT, de sus siglas en inglés *Central Time*).

3.2.1.3 Definición de geometrías

Existen numerosas geometrías para utilizar en un modelo de Tonatiuh, como pueden ser rectángulos, conos, cilindros, triángulos, discos parabólicos, hiperboloides, rectángulos esféricos, etc.

Como se comentó anteriormente, se hace distinción entre dos tipos de nodos principales, *Group Nodes* y *Surface Nodes*.

Transform	
Parameter	Value
translation	0 0 0
rotation	0 0 1 0
scaleFactor	1 1 1
scaleOrie...	0 0 1 0
center	0 0 0

Figura 3.7 – Opciones a configurar en un *Group Node*

A la hora de configurar un *Group Node*, podemos modificar varios aspectos geográficos, tal y como se observa en la figura 3.7. Es posible ubicar en el espacio un nodo en traslación y rotación en los tres ejes, así como utilizar un factor de escala y el centro del sistema de referencia de ese nodo. Cabe destacar además que si introducimos un *Group Node* dentro de otro *Group Node*, se tomará como sistema de referencia el del nodo inmediatamente superior, por lo que se pueden ubicar objetos respecto a sistemas de referencia relativos.

Spherical_rectangle	
Parameter	Value
radius	0.75
widthX	1
widthZ	1
activeSide	OUTSIDE

Figura 3.8 – Opciones para configurar un rectángulo esférico

Para utilizar una de las geometrías, basta con crear un *Surface Node* dentro de cualquier *Group Node* y seleccionar la geometría deseada. En cualquiera de ellas se seleccionan parámetros básicos de tamaño, como por ejemplo la altura, anchura y radio de curvatura de un rectángulo esférico en la figura 3.8.

Por último, existen diferentes *trackers*, que orientan cualquier *Group Node* y su contenido según la posición del sol. El utilizado en este caso será *heliostat tracker*, ya que permite introducir el punto de enfoque o *aiming point* hacia la coordenada que se precise, además de indicar si esa coordenada es respecto al sistema global o relativo y el tipo de rotación que hará el nodo atendiendo a un criterio de ejes.

TrackerHeliostat	
Parameter	Value
m_azimuth	3.1415927
m_zenith	0.52359879
aimingP...	0 130 74.25
typeOfAi...	Absolute
typeOfR...	YX

Figura 3.9 – Opciones para configurar un *heliostat tracker*

3.2.1.4 Definición de materiales y propiedades ópticas

Existen diferentes tipos de materiales en Tonatiuh, pudiendo ser refractivos, especulares e incluso virtuales si se quieren asignar unas propiedades ópticas determinadas. Para asignar un tipo de material a una superficie, simplemente se selecciona un *Surface Node* y se añade el material escogido.

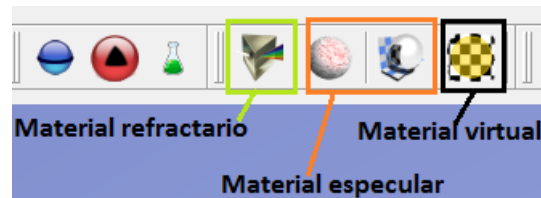


Figura 3.10 – Tipos de materiales en Tonatiuh

Para este trabajo, se utilizarán únicamente los especulares, en concreto *Specular Standard Material*, ya que todas las superficies del modelo son reflectivas. A continuación se detallan los parámetros a configurar de este tipo de material:

- *m_reflectivity*: reflectividad del material, entre 0 y 1.
- *m_sigmaSlope*: desviación típica estándar que asume diferentes errores ópticos como los debidos al seguimiento o los errores locales de pendiente de un heliostato.
- *m_distribution*: tipo de distribución, *Pillbox* o normal.
- *m_ambientColor*: color reflejado por un objeto según iluminación de la escena.
- *m_diffuseColor*: color base de un objeto.
- *m_specularColor*: calidad reflectiva de los puntos más destacados de un objeto.
- *m_emissiveColor*: luz emitida por objeto.
- *m_shininess*: brillo de una superficie, desde 0 a 1, siendo 0 para una superficie sin brillo y 1 para una superficie altamente pulida.
- *m_transparency*: transparencia de una superficie, siendo 0 para superficies completamente opacas y 1 para superficies completamente transparentes.

Además de estas consideraciones ópticas, Tonatiuh ofrece también posibilidades en cuanto al ambiente, pudiendo definir la transmisividad o emisividad del medio.

Parameter	Value
<i>m_reflectivity</i>	0
<i>m_sigmaSlope</i>	2
<i>m_distribution</i>	PILLBOX
<i>m_ambientColor</i>	0.2 0.2 0.2
<i>m_diffuseColor</i>	0.80000001 0.80000001 0.80000001
<i>m_specularColor</i>	0 0 0
<i>m_emissiveColor</i>	0 0 0
<i>m_shininess</i>	0.2
<i>m_transparency</i>	0

Figura 3.11 – Opciones para configurar material reflectivo

3.2.1.5 Parámetros de simulación

A la hora de simular se puede seleccionar el número de rayos, así como si tras la simulación se desean mostrar los rayos y fotones. Respecto a la exportación del mapa de fotones, se puede realizar como base de datos SQL o como archivo binario .dat.

Con el fin de analizar los mapas de fotones posteriormente con MATLAB, se utilizará la opción de archivo binario. Otras opciones son la exportación de todo el mapa de fotones o los de ciertos nodos, así como la selección del sistema de referencia utilizado en ese mapa de fotones.

3.2.1.6 Utilización de scripts para generación de modelos

La generación de modelos de forma manual es una tarea repetitiva y que consume mucho tiempo, por lo que Tonatiuh incorpora una herramienta de script con el que se pueden generar modelos de sistemas solares de concentración complejos.

Basado en el lenguaje de programación ECMAScript [14] y con una serie de funciones internas, se puede realizar cualquier acción de forma automática, ya sea para la generación de modelos o para la automática simulación y exportación de mapas de fotones.

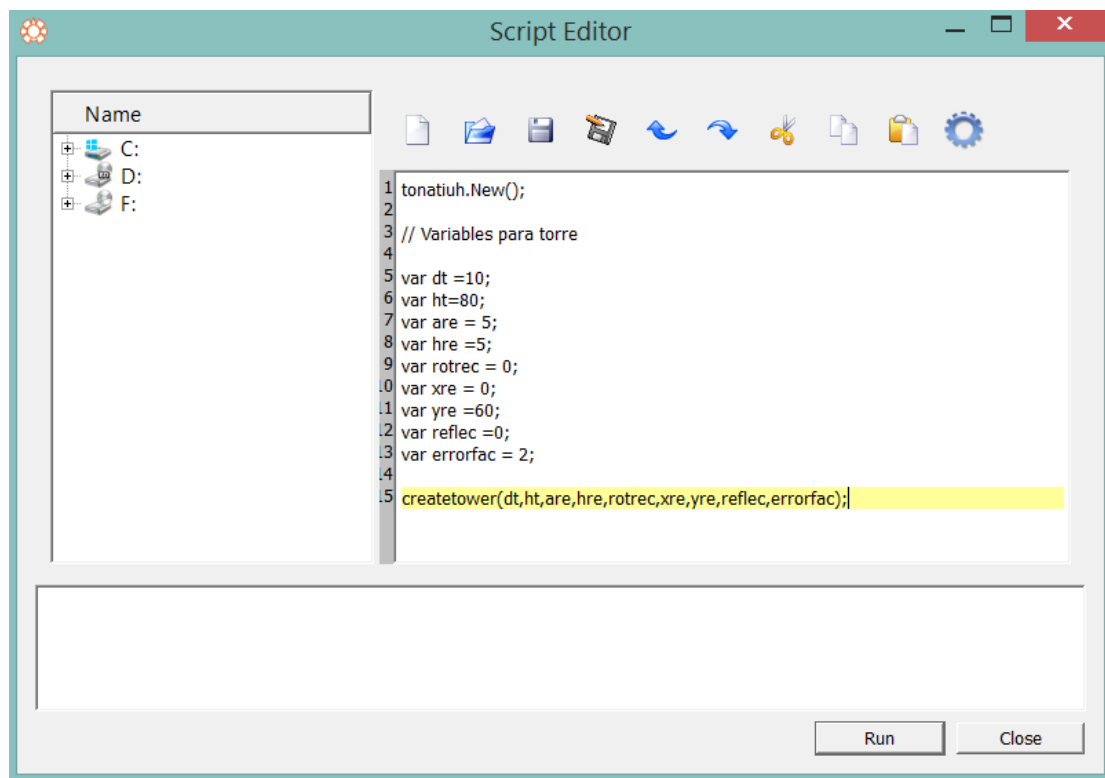


Figura 3.12 – Editor de script de Tonatiuh

3.2.2 MATLAB

MATLAB [29] es un lenguaje de alto nivel y entorno interactivo disponible para múltiples plataformas como Windows, Unix, GNU y Macintosh. Utilizado por millones de ingenieros y científicos en el mundo. Sus principales funciones tienen como fin el cálculo numérico, el análisis y visualización de datos y la programación y desarrollo de algoritmos, así como de aplicaciones.

Respecto al cálculo numérico, es de gran utilidad ya que permite operaciones científicas y de ingeniería habituales a través de la utilización de librerías optimizadas por procesador, obteniendo así una ejecución rápida de los cálculos de vectores y matrices, bases fundamentales de este trabajo. Con el fin de analizar y comparar los datos obtenidos previamente, la generación de gráficas es una parte fundamental que ofrece este software de forma inmediata.

Además, es posible la importación o adquisición de datos de programas externos como Microsoft Excel, utilizado en este caso para proporcionar un archivo de configuración del sistema solar de concentración a partir del cual se realiza el modelo en Tonatiuh.

Aparte del software MATLAB como base, éste ofrece diferentes productos complementarios que amplían sus capacidades con diferentes utilidades, como puede ser para optimización, procesamiento de señales, imágenes y visión artificial, para sistemas de control, computación financiera, computación en paralelo y para distribución de aplicaciones.

En el caso particular de este trabajo, se trabajará con la librería de matemáticas, estadística y optimización, concretamente dentro de ésta, con la herramienta denominada *Curve fitting tool*. Esta herramienta se utiliza para la representación y ajuste de datos a través de curvas y superficies mediante regresión, interpolación y suavizado.

Permite realizar un análisis de los datos tanto en pre-procesamiento como en post-procesamiento, comparando modelos generados y eliminando valores atípicos. Como opción adicional, es posible obtener los modelos utilizando la librería de modelos lineales y no lineales o se puede especificar cualquier ecuación propia, como será el caso. Para mejorar la optimización y ajuste, se pueden introducir condiciones iniciales y límites, representándose de forma inmediata en la interfaz gráfica, así como informes de la bondad del ajuste. En la figura 3.13 se puede ver la interfaz gráfica de la herramienta, así como las diferentes opciones que ofrece para realizar el ajuste mediante la ecuación propia utilizada.

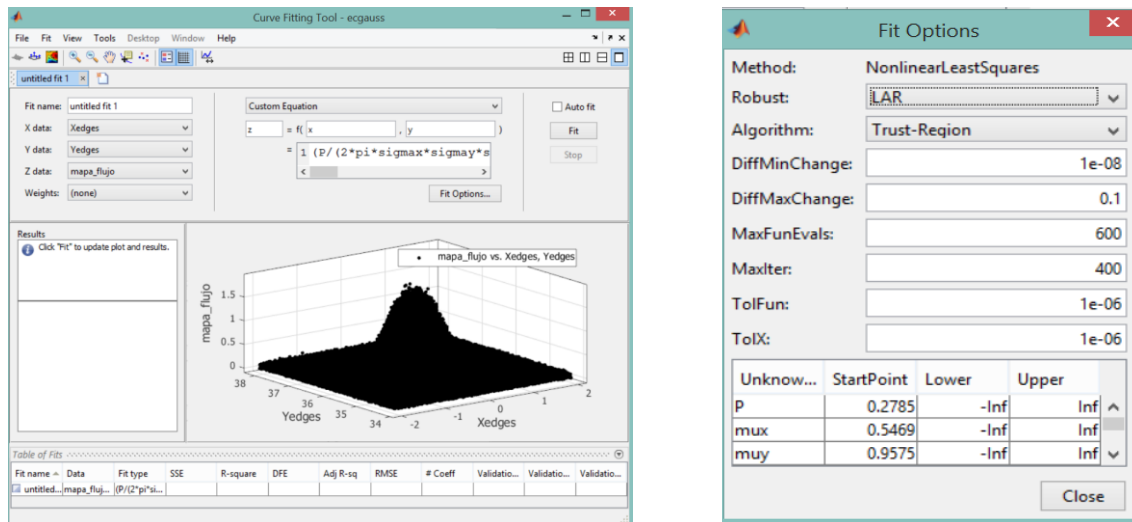


Figura 3.13 – Entorno de la herramienta *Curve fitting tool* y sus opciones de ajuste

3.3 Metodología para caracterización del sistema y validación de modelos

A partir de los datos de la planta CESA-I proporcionados por la PSA (véase capítulo 2 y 4), se realiza un *script* en Tonatiuh que genere el modelo físico de la planta, conteniendo la torre, receptor y helióstatos que se precisen correctamente canteados y situados a partir del sistema de referencia de la torre. Este *script* genera automáticamente los *Group Nodes* y *Surface Nodes* necesarios para cada uno de los componentes del sistema, incluyendo sus propiedades ópticas y geométricas, lo que supone un ahorro de tiempo considerable.

Una vez caracterizado el sistema, se procede a realizar las pertinentes simulaciones en las condiciones de irradiancia y posición en el cielo correspondientes a ensayos reales, exportando el mapa de fotones a un archivo binario. El modelo de Sol definido será de tipo *Pillbox*.

En el caso del estudio de la influencia del punto de enfoque en el receptor, el procedimiento ha sido el mismo, realizando varias simulaciones alrededor del centro del receptor en un radio de 0.5 y 1 m.

Tras éstas, en el entorno MATLAB se utiliza un *script* capaz de importar automáticamente este mapa de fotones con una rejilla o *grid* adecuado y transformarlo en un mapa de flujo que contenga en cada punto del receptor la potencia correspondiente. Este *grid* discretiza el receptor según su valor.

Se debe buscar una relación número de rayos – *grid* correcta, ya que un problema destacable es que ésta es responsable de que varíe las potencia obtenida en cada cuadrícula del *grid*, dando lugar a datos imprecisos. Esto es posible contrastando la distribución de flujo obtenida directamente con la proporcionada por la PSA para cada

uno de los helióstatos del conjunto, realizándose así una correcta validación de las distribuciones de flujo. Finalmente se utilizó un *grid* de 500 para un receptor de 16 m² (4x4 m), discretizando por tanto en intervalos de 0.008 m, con lo que cada cuadrícula del *grid* tendrá un área de $6.4 \cdot 10^{-5}$ m². El número de rayos utilizado será de 10 millones, obteniendo de esta manera una desviación estándar por debajo del 2% (véase figura 3.2).

Una vez validadas, se realizan ensayos en Tonatiuh para el conjunto de helióstatos en las mismas condiciones de irradiancia y posición del Sol para su posterior utilización en el algoritmo de optimización.

Como paso previo a la obtención de un modelo matemático que describa estas distribuciones, se elimina una parte indeseable, u *offset*, que dificulta el ajuste matemático. Para ello, se restará el valor de offset a todos los valores del mapa de flujo, excepto en aquellos puntos del receptor que su valor sea igual o inferior a éste. En dicho caso se asignará 0 como potencia, desplazando así toda la distribución al origen. Una vez caracterizada la distribución de flujo del helióstato y habiéndose obtenido su modelo, el offset deberá de volver a tenerse en cuenta sumándose al resultado del modelo para obtener la distribución de flujo original. En la figura 3.14 se aprecia el efecto descrito y su eliminación.

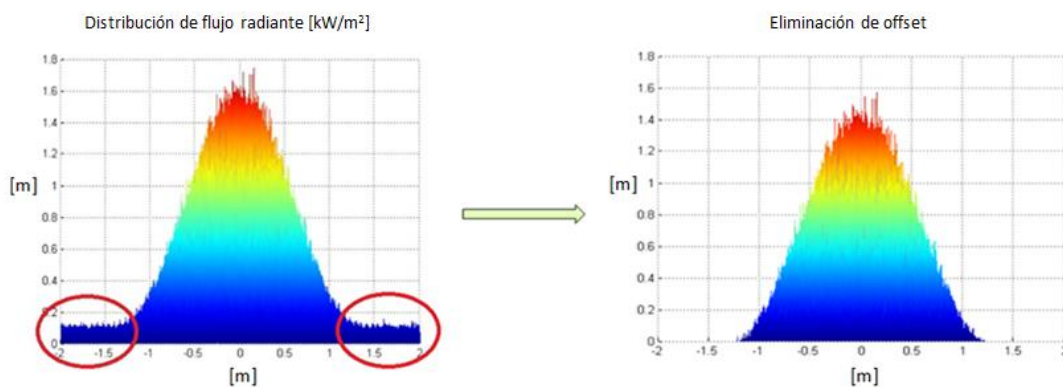


Figura 3.14 – Eliminación de offset de una distribución de flujo

3.4 Metodología para cálculo y ajuste de la distribución de flujo

Con el fin de lograr en el receptor una distribución de flujo óptima, se debe modelar ésta a partir de una expresión matemática que la describa y permita obtener una aproximación para así establecer una posterior estrategia de apunte con diferentes puntos de enfoque.

Esto se puede conseguir mediante una distribución gaussiana bidimensional [37] descrita por la ecuación (3.1):

$$f_0(x_r, y_r) = \frac{P_r}{2\pi\sigma_{x_r}\sigma_{y_r}\sqrt{1-\rho_r^2}} e^{\left(-\frac{1}{2(1-\rho_r^2)}\left(\frac{(x_r-\mu_x)^2}{\sigma_{x_r}^2} + \frac{(y_r-\mu_y)^2}{\sigma_{y_r}^2} + \frac{2\rho_r(x_r-\mu_x)(y_r-\mu_y)}{\sigma_{x_r}\sigma_{y_r}}\right)\right)} \quad (3.1)$$

Siendo x_r e y_r las coordenadas en el plano del receptor, ρ la correlación entre éstas, P_r la potencia total en el receptor, $\mu = [\mu_x, \mu_y]$ el vector de coordenadas del *aiming point* y σ_x y σ_y parámetros que definen la forma de la distribución gaussiana al contener cierto porcentaje de la potencia total, tal y como se aprecia en la figura 3.15.

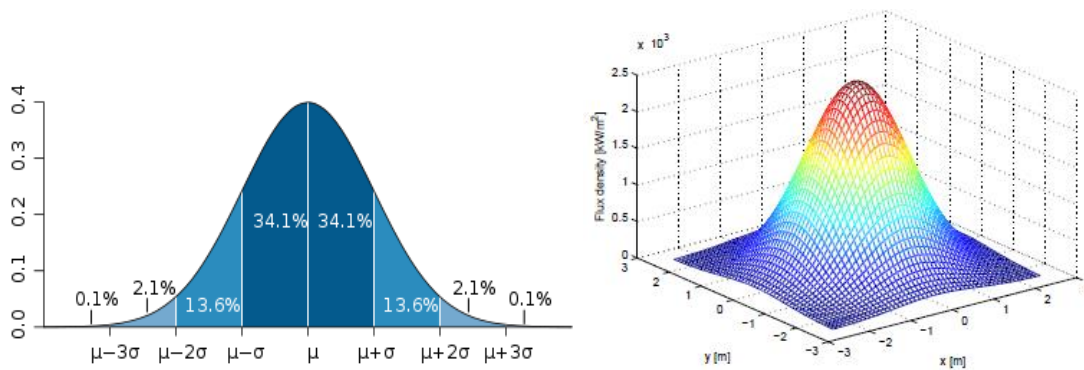


Figura 3.15- Distribución gaussiana para una de las dimensiones x_r o y_r [49] (izquierda) y distribución gaussiana bidimensional [37] (derecha)

A partir de esta expresión, mediante la librería *Curve fitting tool*, se pueden realizar ajustes para obtener los parámetros de la ecuación que describan de forma aproximada la distribución de flujo caracterizada previamente con Tonatiuh.

Para ello, se realiza en primer lugar una importación de la matriz que contiene la potencia en cada punto del receptor sin *offset*, así como los vectores que describen los ejes de éste correctamente discretizados según el *grid*.

Una vez importados los datos, se procede a realizar el ajuste estableciendo unos límites de búsqueda para cada uno de los parámetros y observando la bondad del ajuste para concluir si éste ha sido lo suficientemente preciso.

Estos límites establecidos que facilitan a la herramienta converger en una solución adecuada oscilan en el siguiente rango:

Tabla 3.2- Límites de parámetros de la Ec. (3.1) para realizar el ajuste mediante *Curve fitting tool*

Parámetro	Límite inferior	Límite superior
P_r	0	Variable
ρ	-1	1
μ_x	-2	2
μ_y	-2	2
σ_x	0	1
σ_y	0	1

Los valores fijados de μ se deben a las dimensiones del receptor y al sistema de referencia del mismo.

3.5 Algoritmos y estrategias de optimización

Una vez caracterizados todos los helióstatos del conjunto, se aplica un algoritmo de optimización con el fin de intentar reproducir cierta distribución de flujo requerida. Para ello, se utilizará la función de MATLAB incluida en la librería de optimización *fmincon* [28], encargada de localizar un mínimo local que satisfaga una función multivariable no lineal con restricciones (ecuación 3.2).

$$\min_x f(x) \begin{cases} c(x) \leq 0 \\ ceq(x) = 0 \\ A \cdot x \leq b \\ Aeq \cdot x = beq \\ lb \leq x \leq ub \end{cases} \quad (3.2)$$

Donde A y Aeq son matrices, $c(x)$ y $ceq(x)$ funciones que devuelven vectores y $f(x)$ una función que devuelve un escalar. Las funciones $c(x)$, $ceq(x)$ y $f(x)$ pueden ser funciones no lineales. Por otra parte, los límites se establecen con los parámetros lb y ub , pudiendo ser también vectores.

Para encontrar el mínimo, la función comienza a partir de un punto inicial estimado, atendiendo a una serie de argumentos que especifican ciertos detalles a tener en cuenta a la hora de la optimización, como son la función a minimizar, el número de iteraciones, puntos de evaluación, tolerancia, utilización de inecuaciones no lineales, etc.

En este caso, la función objetivo tratará que las diferencias entre la distribución de flujo tomada como referencia y la que se obtiene en cada iteración sean las mínimas posibles.

Por tanto, la metodología seguida será la siguiente:

1. En primer lugar, se establece como punto de partida que todos los helióstatos apuntarán al centro del receptor, construyendo la distribución de flujo

- correspondiente de la forma descrita en el apartado 3.4 para cada uno de los helióstatos.
2. Seguidamente, se calcula la distribución de flujo total a partir de las anteriores y se realiza la comparación con la distribución de flujo de referencia, de modo que las diferencias deben ser las mínimas posibles. El proceso se repite en cada iteración cambiando el punto de enfoque de los helióstatos, que viene determinado por los parámetros μ_x y μ_y en la ecuación 3.1, hasta que el algoritmo considere que la función objetivo es mínima debido a encontrar un mínimo local adecuado, o bien por haber cumplido alguna de las opciones de finalización del optimizador establecidas previamente.
 3. Una vez finalizado, se obtienen los diferentes puntos de enfoque que cada uno de los helióstatos debe adoptar para conseguir la distribución de flujo requerida. El siguiente paso, por tanto, es validar que éstos son los adecuados. Para ello, se construye la distribución de flujo total proporcionada por los helióstatos en dichos puntos de enfoque mediante un *script* adicional y se compara con la distribución de flujo a la que se hacía referencia en el algoritmo de optimización.

Capítulo 4: Ensayos y discusión de resultados

En este capítulo se presentan los principales resultados analíticos y gráficos obtenidos siguiendo la metodología del capítulo anterior.

En primer lugar se realiza de una forma breve la muestra de los datos de entrada proporcionados por la PSA, así como el resultado de la caracterización del sistema a partir de estos. A continuación, se analizan las diferentes simulaciones en las mismas condiciones que los ensayos reales, con su correspondiente validación.

En el tercer apartado se presentan los parámetros que definen el modelo matemático de estas distribuciones simuladas, tanto en las condiciones del ensayo real como en condiciones estipuladas, además de la comparación con la simulación previa.

En el cuarto apartado se analiza la influencia del cambio del punto de enfoque en una circunferencia de radio 1 metro y centro situado en el centro del receptor, teniendo en cuenta los parámetros de la descripción analítica.

Por último, se analizan los resultados tras la optimización realizada para lograr una distribución de flujo de referencia.

Cabe destacar que todos los tiempos computacionales dados en este capítulo han sido obtenidos con un ordenador portátil con procesador Intel Core i7-2360QM y 8 GB de RAM bajo Windows 8.1.

4.1 Caracterización del sistema

Los heliostatos seleccionados del campo a partir de los cuales se han suministrado datos reales de distribuciones de flujo para realizar la caracterización del sistema son los siguientes:

Tabla 4.1- Datos proporcionados por PSA de los heliostatos para caracterización del sistema

Heliostato	Fecha	Hora (CET)	X	Y	Z	DNI (W/m ²)	Focal	Slope error	FocFac
711	27-nov-12	12:47:14	-70,176	120,209	0,732	952	143,801275	1,6	175
712	29-nov-12	13:16:10	59,836	120,197	0,723	961	139,038116	1,7	175
713	27-nov-12	12:48:50	-70,185	120,203	0,734	952	143,800652	1,82	175
714	29-nov-12	13:17:34	69,862	120,203	0,737	961	143,643282	1,69	175
716	29-nov-12	13:19:00	79,858	120,195	0,749	960	148,755068	1,72	175
910	11-dic-12	14:30:20	49,860	152,200	1,113	895	164,179145	1,96	175
913	11-dic-12	14:11:06	-70,160	152,193	1,110	906	171,432398	1,77	175
914	13-dic-12	14:22:59	69,871	152,184	1,100	859	171,30633	1,5	175
916	13-dic-12	14:24:10	79,863	152,199	1,101	854	175,631906	1,41	175
917	11-dic-12	14:07:38	-90,164	152,197	1,103	905	180,547517	1,58	175

Se han seleccionado un total de 10 heliostatos del conjunto total situados en la parte media del campo, en la fila 7 y 9. Los datos de los heliostatos incluyen las coordenadas geográficas de cada uno de los heliostatos del conjunto respecto al sistema de referencia de la torre (parámetros X, Y y Z), la distancia focal desde el centro del heliostato al receptor (Focal), el radio de curvatura de las facetas de los heliostatos

(FocFac) y el *slope error* aproximado. Además, se aporta la fecha, hora e irradiancia del momento en el que se realiza el ensayo, así como la reflectividad media, del 92%.

Por otra parte, se dispone de los datos del receptor, tanto las coordenadas geográficas como el tamaño, además de la disposición de las 6 facetas respecto al centro del heliostato y sus dimensiones. En la tabla 4.2 y la figura 4.1, respectivamente, se pueden observar estos datos.

El tiempo empleado por el script para la caracterización física y óptica del sistema para este conjunto de heliostatos es siempre inferior a 10 segundos por lo que se realiza rápidamente, ahorrando tiempo en una tarea que resulta muy repetitiva.

Tabla 4.2- Datos proporcionados por PSA del receptor para caracterización del sistema

Blanco	X	Y	Z	Ancho	Alto	Orientación
Canteo (CESA)	0,00	8,24	36,11	12,00	12,00	Vertical/Norte

```

Facet_dat(02) .....Facet_MirrorDimension_X (mm)= 1360.0
Facet_dat(03) .....Facet_MirrorDimension_Y (mm)= 3220.0
Heliostat_dat(24) .....Heliostat_FacetPos_Xcenter(row1) (mm)= -2787.0
Heliostat_dat(25) .....Heliostat_FacetPos_Xcenter(row2) (mm)= -1672.0
Heliostat_dat(26) .....Heliostat_FacetPos_Xcenter(row3) (mm)= -557.5
Heliostat_dat(27) .....Heliostat_FacetPos_Xcenter(row4) (mm)= 557.5
Heliostat_dat(28) .....Heliostat_FacetPos_Xcenter(row5) (mm)= 1672.0
Heliostat_dat(29) .....Heliostat_FacetPos_Xcenter(row6) (mm)= 2787.0
Heliostat_dat(30) .....Heliostat_FacetPos_YCenter(col1) (mm)= -1783.0
Heliostat_dat(31) .....Heliostat_FacetPos_YCenter(col2) (mm)= 1783.5
    
```

Figura 4.1 – Datos proporcionados por PSA para caracterización de cada heliostato

A continuación, los resultados de esta caracterización en Tonatiuh:

- **Modelo de un heliostato**

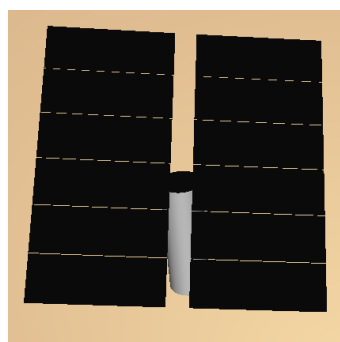


Figura 4.2 – Modelo generado con Tonatiuh de un heliostato

Tal y como se puede apreciar, el modelo generado con Tonatiuh es una buena representación de la realidad. Los resultados obtenidos a posteriori serán mejores en este aspecto debido a la división del mismo en diferentes facetas y mantener la separación correcta entre ellas.

▪ Modelo del conjunto

Una vez se dispone del modelo de cada helióstato, se sitúan todos los que forman el conjunto en el plano respecto al sistema de referencia de la torre, además de la propia torre y el receptor en el que se concentra la radiación solar. El resultado se puede apreciar en la figura 4.3.

De esta manera, se demuestra que gracias al software Tonatiuh se pueden lograr modelos representativos de la realidad de una planta termosolar, gracias a los cuales se está en condición de realizar simulaciones en las circunstancias que se precisen y obtener así distintas distribuciones de flujo radiante en un receptor. En los próximos apartados se analizarán estas distribuciones a partir de la simulación generada con el sistema ya caracterizado.

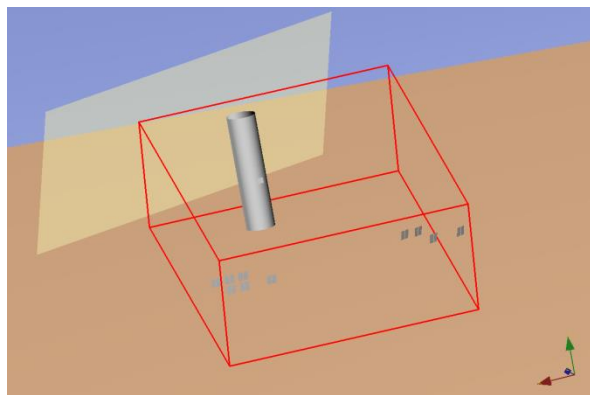


Figura 4.3 – Modelo generado con Tonatiuh del conjunto de helióstatos, torre y receptor

4.2 Simulación y validación de modelos

En el apéndice A se pueden observar todos los ensayos correspondientes a simulación de distribuciones de flujo mediante el software de trazado de rayos Tonatiuh.

Para dar validez al modelo físico y óptico del sistema, se realizan simulaciones en las mismas condiciones de irradiancia y posición del Sol en el cielo que en un ensayo real realizado en la planta CESA-I (véase tabla 4.1). Comparando los ensayos de la planta real y los simulados (véase apéndice A.1), en general se puede llegar a la conclusión de que los mayores picos de potencia obtenidos son iguales en todos los casos con unas formas parecidas. Por tanto, la relación número de rayos – *grid* adoptada, dentro del margen de maniobra disponible, es correcta. En estos casos no se utilizan unidades de ingeniería ya que todas las distribuciones de flujo de los ensayos reales están normalizadas, lo que quiere decir que el total de densidad de potencia en el receptor es 1. Cabe destacar que el software de trazado de rayos concentra la radiación de una forma concentrada, o al menos no de forma tan dispersa como puede suceder en un ensayo real, de manera que se ha realizado un zoom en el plano del XY del receptor. Esto se aplicará también para lograr las descripciones analíticas descritas en los siguientes apartados.

Si se analiza de forma más exhaustiva cada uno de los heliostatos, los resultados son lógicos, ya que para la posición en el Sol en torno a mediodía solar, en el caso de los heliostatos de numeración impar (711, 713, 913 y 917) las distribuciones de flujo están inclinadas hacia la izquierda respecto al centro del receptor, debido a que su ubicación en el campo de heliostatos está situada a la izquierda de la torre (tomando como centro del sistema de referencia la propia torre), mientras que en el caso de heliostatos de numeración par (712, 714, 716, 910, 914 y 916) ocurre justo al contrario, debido precisamente a que están situados a la derecha de la torre.

Esto es algo que ocurre tanto en ensayos reales como en las propias simulaciones, lo que indica coherencia en los resultados obtenidos, pese a que en algunos casos la inclinación es más prolongada, debido a incertidumbres de modelado.

Además, se puede apreciar como los heliostatos más alejados, en la fila 9, poseen unas formas más redondeadas debido a la distancia focal, reproduciéndose asimismo en las simulaciones correspondientes. En el caso concreto del heliostato 910 se obtiene la forma más redondeada y menos inclinada al estar situado en una fila más lejana y en una posición más próxima hacia el eje que describe la profundidad en el campo desde a la torre.

En el apéndice A.2 se plasman todos los ensayos en unas condiciones estipuladas que corresponderían a las del heliostato 711 en el caso anterior. Esto es debido a que para la posterior estrategia de apunte es necesario que todos los heliostatos estén en las mismas condiciones de irradiancia y posición del Sol en el cielo.

Si se analizan los resultados, se observan muchas similitudes respecto a ensayos anteriores debido a que se realiza en condiciones de mediodía solar, variando ligeramente las formas y potencias, como es lógico, repitiéndose además el patrón antes descrito en los heliostatos de numeración par e impar.

Por otra parte, se observa como los picos de potencia son mayores en la fila 7 respecto a la 9, aunque en esta última la concentración de la radiación es mayor en un menor espacio, por lo que en término de balance de potencia total no habrá demasiadas diferencias.

Respecto al tiempo empleado en la realización de estas tareas, la simulación en Tonatiuh de 10 millones de rayos es realizada en un intervalo de tiempo que oscila entre 10 y 15 segundos. La importación del mapa de fotones a MATLAB es una tarea que consume mayor tiempo y recursos, empleando entre 60 y 70 segundos en realizarla completamente.

4.3 Descripciones analíticas de las distribuciones de flujo medidas

En el apéndice B se han plasmado todas las caracterizaciones realizadas mediante la ecuación 3.1 y utilizando *curve fitting tool*, situándose por una parte los ajustes de las

simulaciones en condiciones de ensayo real (apéndice B.1) y por otra los ajustes de las simulaciones en condiciones estipuladas (apéndice B.2).

En el caso de las condiciones de ensayo real, se realizaron los ajustes para comprobar el funcionamiento de la herramienta, así como para realizar una posterior comparación en diferentes condiciones.

A modo de análisis general, observando los resultados tanto en el plano XZ como en el YZ, se aprecia como se intenta ajustar en todas las dimensiones, de una forma más adecuada en unos casos que en otros debido a la propia forma que se impone con el modelo matemático escogido.

En las tablas 4.3 y 4.4 se recogen los parámetros obtenidos mediante *curve fitting tool* para las condiciones de ensayo real y las estipuladas respectivamente, así como los errores cometidos en ambos casos. Los valores de los errores, definidos por la suma de errores al cuadrado (SSE de sus siglas en inglés, *Sum of Squared Errors*) y el error cuadrático medio (RMSE, de sus siglas en inglés *Root-Mean Square Error*), indican un mejor ajuste del modelo cuánto más se aproximen a 0.

Analizando estos datos, se encuentra correspondencia con las imágenes del apéndice ya que los ajustes con mayores errores son aquellos en los que debido a la forma de la distribución de flujo simulada no es posible realizar un ajuste tan bueno en toda la extensión en el plano. Esto se puede apreciar claramente en los heliostatos 913 y 917 y en el ensayo correspondiente al conjunto total de heliostatos.

Sin embargo para la mayoría de heliostatos de la fila 7 la bondad del ajuste es mayor, por lo que dependiendo de la forma de la distribución de flujo, la descripción analítica será más fiel o no a la simulada.

Pese a ello, en general los valores de SSE y RMSE son bastante próximos a 0, por lo que los modelos están bien calibrados.

Tabla 4.3 – Parámetros de las distribuciones de flujo en condiciones de ensayo real

Helióstato	μ_x	μ_y	σ_x	σ_y	ρ	P	Offset	RMSE
711	-0,008519	-0,009948	0,4006	0,4827	-0,1784	2,019	0,1089	0,0005947
712	-0,01046	0,01107	0,428	0,4588	0,252	1,858	0,1246	0,0005667
713	-0,00909	-0,01168	0,4114	0,496	-0,1951	1,893	0,129	0,0005986
714	-0,01203	0,01219	0,4401	0,4735	0,2733	1,868	0,1178	0,0005864
716	-0,01081	0,01175	0,4573	0,5066	0,2734	1,8	0,1176	0,0005827
910	-0,009033	0,007214	0,4555	0,4767	0,09805	1,77	0,1207	0,0005994
913	-0,01025	-0,004674	0,4707	0,5054	-0,1409	1,762	0,1159	0,0006386
914	-0,008615	0,01018	0,4545	0,4921	0,1323	1,6	0,1186	0,0006795
916	-0,00838	0,003734	0,4676	0,5153	0,1443	1,627	0,1209	0,0006514
917	-0,009675	-0,01194	0,4726	0,5382	-0,1669	1,588	0,135	0,0006386

Tabla 4.4 – Parámetros de las distribuciones de flujo en condiciones estipuladas

Helióstato	μ_x	μ_y	σ_x	σ_y	ρ	P	Offset	RMSE	SSE
711	-0,008519	-0,009948	0,4006	0,4827	-0,1784	2,019	0,1089	0,0005947	0,07563
712	-0,009385	0,01054	0,4441	0,4514	0,2685	1,784	0,124	0,0005373	0,07218
713	-0,007138	-0,01005	0,416	0,5021	-0,1964	1,943	0,1172	0,000597	0,08909
714	-0,008873	0,0112	0,4578	0,47	0,2902	1,773	0,1237	0,0005701	0,08126
716	-0,008957	0,01218	0,4772	0,5068	0,2932	1,696	0,129	0,0005349	0,07152
910	-0,007795	0,01271	0,4682	0,4686	0,1376	1,78	0,1274	0,0006054	0,09161
913	-0,009096	0,002299	0,4612	0,5058	-0,1147	1,873	0,127	0,0006964	0,1212
914	-0,008966	0,01427	0,4783	0,494	0,1647	1,769	0,122	0,0006615	0,1094
916	-0,009043	0,006589	0,4956	0,5246	0,1726	1,711	0,1194	0,0006173	0,09525
917	-0,009782	-0,009426	0,473	0,546	-0,1421	1,873	0,1237	0,0008063	0,1625
Todos	0,0001559	-0,005688	0,5327	0,5751	0,02535	18,69	0,3951	0,01447	18,69

En todos los ensayos los valores de μ se sitúan en torno a 0, lo que indica que efectivamente el modelo matemático sitúa correctamente la distribución de flujo dentro del plano. Por otra parte, las potencias obtenidas son similares en todos los casos, aunque como se comentaba anteriormente en los helióstatos de la fila 7 los picos eran mayores.

El valor del coeficiente de correlación entre las variables del plano es variable situándose en valores más cercanos a cero que a los extremos posibles (-1 y 1). Esto, junto a los valores de σ_x y σ_y , indica que las formas de las distribuciones de flujo no serán demasiado achatadas aunque si poseerán mayor o menor inclinación dependiendo del valor y de las diferencias entre ellas, por lo que los resultados son coherentes.

La diferencia entre los parámetros entre los ensayos correspondientes a condiciones de ensayo real y estipuladas son evidentes, por lo que se concluye que resulta obvio que los parámetros del modelo matemático y por tanto las distribuciones de flujo varían según las condiciones del ensayo.

Por último, el tiempo empleado en el ajuste de las distribuciones de flujo ha oscilado en un intervalo de 40 a 50 segundos, dependiendo de los límites de búsqueda y del tipo de distribución de flujo importada.

4.4 Estudio de la influencia del punto de enfoque en el receptor

Con el fin de comprobar si se puede utilizar el mismo modelo calculado de un helióstato, cuyo centro de la distribución gaussiana es el centro del receptor, en una circunferencia de radio de 1 metro y centro el centro del receptor, se realiza un estudio de la influencia del punto de enfoque en el receptor.

De esta forma, se podrá garantizar que se puede utilizar un solo modelo del helióstato en el proceso de optimización y no un modelo para cada uno de los puntos de enfoque que haya en el receptor.

En el apéndice A.3 y B.3 se pueden apreciar todos los ensayos y ajustes analíticos realizados para el helióstato 910 en los diferentes puntos de enfoque que se aprecian en la figura 4.4 y tabla 4.6.

A simple vista, en el apéndice A.3, los resultados indican que no hay una diferencia notable en las distribuciones de flujo ya que tanto la forma como los picos de potencia son idénticos en la mayoría de los casos, a excepción de unos pocos en los que algunos fotones puntuales logran una mayor concentración.

Se llega a las mismas conclusiones si se observan las distribuciones en los planos XZ e YZ en el apéndice B.3, dónde se aprecia como el ajuste realizado mediante *curve fitting* también resulta muy parecido. Tal y como se comentaba en el apartado anterior, debido a la forma que prefija la distribución gaussiana de base elipsoide, más ancha en la base, resulta imposible realizar un ajuste perfecto que contenga por completo la distribución obtenida en simulación, aunque sí que se aproxima bastante en aspectos como la potencia de pico y la forma general, algo que contrasta directamente con los bajos valores de RMSE y SSE, que a su vez son muy similares entre ellos.

Además, se aprecia la correspondencia entre los planos debido a la forma de la distribución de flujo, ya que hay una mayor concentración en el plano YZ que en el XZ.

En la tabla 4.5 se han identificado todas las distribuciones gaussianas correspondientes a cada uno de los ensayos. Analizando los datos, se concluye que en un radio de 1 metro la influencia del cambio del punto de enfoque es tan baja que puede suponerse despreciable, ya que todos los máximos errores se sitúan por debajo del 0.5% a excepción del coeficiente de correlación, del 3.62 %, aunque este mayor error puede deberse al sistema de referencia adoptado.

Tabla 4.5 – Parámetros de las distribuciones de flujo de los distintos puntos enfocados en el receptor

Helióstato	μ_x	μ_y	σ_x	σ_y	ρ	P	Offset	RMSE	SSE
Centro	-0,008124	0,006722	0,4556	0,4766	0,09704	1,773	0,1207	0,0005994	0,0866
910_punto1	-1,01	0,00748	0,4537	0,4761	0,09588	1,772	0,1207	0,0005989	0,0866
910_punto2	-0,7166	0,7136	0,4552	0,4763	0,0937	1,777	0,1207	0,0005997	0,08992
910_punto3	-0,009711	1,006	0,455	0,4761	0,09725	1,768	0,1207	0,000609	0,09028
910_punto4	0,6976	0,7134	0,4551	0,4781	0,1004	1,773	0,1207	0,0006018	0,09052
910_punto5	0,9922	0,007156	0,4555	0,4773	0,09922	1,768	0,1207	0,0006025	0,09075
910_punto6	0,6992	-0,6995	0,4544	0,4778	0,09732	1,768	0,1207	0,0006007	0,09019
910_punto7	-0,008539	-0,9925	0,4542	0,476	0,09458	1,773	0,1207	0,000594	0,08822
910_punto8	-0,7154	-0,7006	0,4544	0,4762	0,09353	1,774	0,1207	0,0005963	0,0889
Máximo error (%)	-	-	0,41703248	0,31472933	3,61706513	0,2820079	-	-	-

Por otra parte, realizando comparaciones entre los valores de μ , en las tablas 4.5 y 4.6 se comprueba como todos los valores se corresponden adecuadamente a los puntos mostrados en la figura 4.4 e indicados en la tabla 4.6, por lo que los resultados son aceptables.

Tabla 4.6 – Coordenadas de los puntos evaluados para el estudio de la influencia del punto de enfoque

Punto	Coordenada
1	(-1,0)
2	(-0,7071,0,7071)
3	(0,1)
4	(0,7071,0,7071)
5	(1,0)
6	(0,7071,-0,7071)
7	(0,-1)
8	(-0,7071,-0,7071)

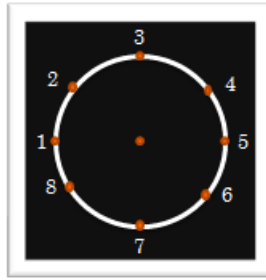


Figura 4.4 – Puntos evaluados para el estudio de la influencia del punto de enfoque

4.5 Estrategia de apunte mediante optimización

Para lograr una estrategia de apunte mediante optimización, se debe minimizar una función de coste, tal y como se comentaba en el capítulo anterior. En este caso, la función de coste dependerá de μ_x y μ_y , minimizando la sumatoria de las diferencias en valor absoluto entre las distribuciones de flujo.

En primer lugar, se han establecido algunas referencias a lograr mediante el algoritmo de optimización. Por una parte, se ha enfocado al receptor con 2 heliostatos apuntando al centro (711 y 910) y el resto en un radio de 0.5 metros (712, 713, 714, 716, 913, 914, 916 y 917 respectivamente por orden de aparición en la tabla), tal y como se aprecia en la tabla 4.7, identificando de forma analítica esta distribución. En el apéndice A.2 y B.2 se sitúan las figuras correspondientes a este ensayo (figura A.2.11, B.2.21 y B.2.22) en las que se observa como efectivamente el ajuste es realizado con mayor dificultad, además de una potencia que supone de forma aproximada la suma de éstas por parte de cada uno de los heliostatos del conjunto, como es lógico.

Por otra parte, se han generado referencias directamente mediante el modelo matemático para realizar pruebas en el algoritmo de optimización de una forma más rápida y cómoda y con el objetivo de comprobar si el algoritmo encontraba una solución establecida previamente como mínimo global.

Se analizará en primer lugar la distribución obtenida a través del software Tonatiuh.

Tal y como se aprecia en la tabla 4.7, los puntos de enfoque simulados previamente y los obtenidos como resultado de la optimización no coinciden, aunque si caen dentro de la circunferencia con radio de 1 m y centro el centro del receptor. Pese a ello, observando la figura 4.5 se concluye que tanto en términos de densidad de potencia como de forma, los resultados son casi idénticos, tal y como indican los valores de RMSE y SSE, de 0.0007386 y 0.1312 respectivamente. Esto quiere decir que existen numerosas posibilidades a la hora de realizar la estrategia de enfoque para lograr una distribución de flujo requerida, permutando heliostatos y puntos de enfoque.

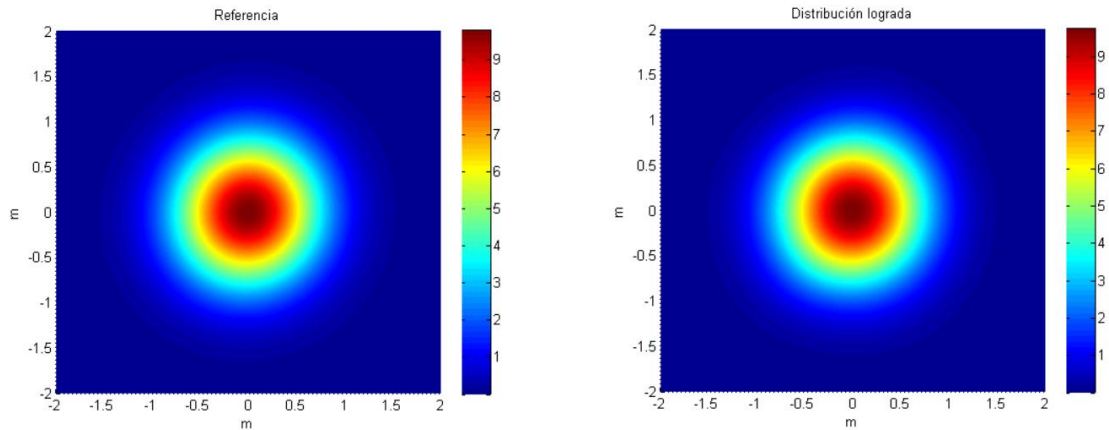


Figura 4.5 – Referencia a conseguir (izquierda) y distribución de flujo lograda (derecha). Ensayo correspondiente a distribución de flujo ajustada a partir de simulación en Tonatiuh

Tabla 4.7 – Puntos de enfoque simulados y obtenidos tras aplicar el algoritmo de optimización local en ensayo de distribución de flujo ajustada a partir de simulación en Tonatiuh

Puntos de enfoque simulados	Puntos de enfoque obtenidos
(0,0)	(0.1920, 0.0901)
(-0.5, 0)	(-0.2592, -0.1961)
(-0.3535, 0.3535)	(0.3370, 0.4747)
(0, 0.5)	(0.2597, -0.3253)
(0.3535, 0.3535)	(-0.1729, 0.0205)
(0,0)	(0.2872, -0.3448)
(0.5, 0)	(-0.2970, -0.1702)
(0.3535, -0.3535)	(-0.3631, -0.2518)
(0, -0.5)	(-0.0214, -0.0451)
(-0.3535, -0.3535)	(-0.0657, -0.2048)

En la figura 4.6, los resultados son muy parecidos al caso anterior, aunque al haber generado de forma manual la distribución de flujo, la forma no es tan redondeada y la potencia pico es ligeramente inferior. Salvando estas pequeñas diferencias, teniendo en cuenta que los valores de RMSE y SSE son de 0.00093 y 0.1935 respectivamente, nuevamente los resultados son casi idénticos, por lo que los resultados son satisfactorios. Los puntos de enfoque difieren nuevamente, como se aprecia en la tabla 4.8, por lo que no se consigue encontrar el mínimo global buscado.

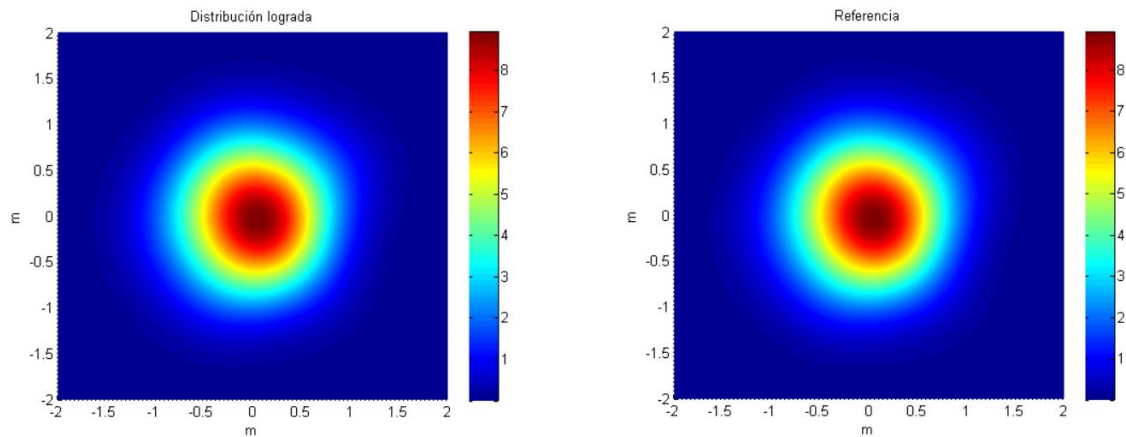


Figura 4.6 – Referencia a conseguir (izquierda) y distribución de flujo lograda (derecha). Ensayo correspondiente a distribución de flujo generada manualmente con ecuación de distribución gaussiana

Tabla 4.8 – Puntos de enfoque simulados y obtenidos tras aplicar el algoritmo de optimización local en distribución de flujo generada manualmente con ecuación de distribución gaussiana

Puntos de enfoque simulados	Puntos de enfoque obtenidos
(0,0)	(-0.2959, 0.3844)
(-0.5, 0)	(-0.5047, 0.0295)
(-0.3535, 0.3535)	(-0.2148, -0.0255)
(0, 0.5)	(0.0259, 0.1915)
(0.3535, 0.3535)	(0.1505, 0.5531)
(0,0)	(0.2109, -0.3948)
(0.5, 0)	(0.4691, -0.1291)
(0.3535, -0.3535)	(0.1117, -0.0450)
(0, -0.5)	(0.4327, 0.0252)
(-0.3535, -0.3535)	(-0.3338, -0.5660)

Por último, en la figura 4.7 se observa cómo se ha ampliado el radio de la circunferencia donde se sitúan los puntos de enfoque, o *aiming points*, del receptor hasta 1 metro. En este caso los valores de RMSE y SSE son, respectivamente, 0.0011 y 0.2584.

La conclusión es la misma que en los ensayos anteriores, pese a que en este caso los valores de RMSE y SSE son ligeramente superiores.

Tabla 4.9 – Puntos de enfoque simulados y obtenidos tras aplicar el algoritmo de optimización local en distribución de flujo generada manualmente con ecuación de distribución gaussiana en un radio mayor

Puntos de enfoque simulados	Puntos de enfoque obtenidos
(0,0)	(-0.0950, 0.1421)
(-1,0)	(0.4900, -0.0156)
(-0.3535, 0.3535)	(-0.0031, -0.6073)
(0, 1)	(0.2935, 0.1381)
(0.3535, 0.3535)	(1.0578, -0.1806)
(0,0)	(0.1306, 0.9976)
(1, 0)	(-0.2028, 0.2918)
(0.3535, -0.3535)	(-1.0507, -0.2163)
(0, -1)	(-0.6050, 0.2704)
(-0.7, -0.7)	(-0.3764, -1.0739)

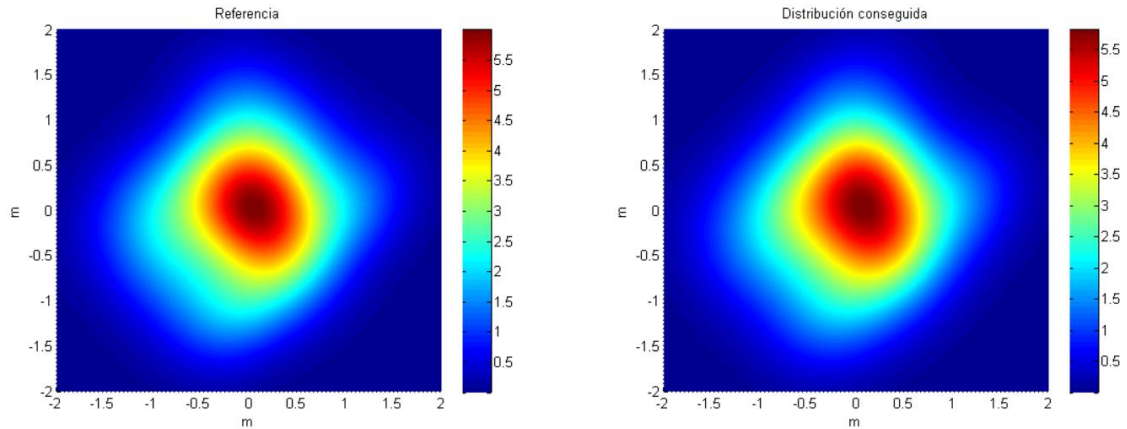


Figura 4.7 – Referencia a conseguir (izquierda) y distribución de flujo lograda (derecha). Ensayo correspondiente a distribución de flujo generada manualmente con ecuación de distribución gaussiana en un radio mayor

Por tanto, en resumen, se concluye que gracias al algoritmo de optimización local `fmincon` se pueden lograr distribuciones de flujo similares a las deseadas pero teniendo en cuenta que dicho algoritmo acostumbra a caer o encontrar óptimos locales en lugar del óptimo global de la función de coste escogida. Aunque los resultados son aceptables, para encontrar una solución óptima habría que escoger otro método de optimización o ejecutar el optimizador escogido, `fmincon`, con diferentes puntos iniciales para ver si alguno de ellos cae cerca del óptimo global.

Respecto al tiempo empleado en realizar esta tarea, es con diferencia el mayor de todos debido a que normalmente este tipo de algoritmos consumen mucho tiempo. En este caso, aunque depende de las condiciones iniciales utilizadas, como el número de iteraciones, tolerancia o puntos evaluados, se ha necesitado emplear entre 20 y 30 minutos para lograr un resultado aceptable.

Capítulo 5: Conclusiones

5.1 Discusión

La estimación de la distribución de flujo en un receptor de una planta termosolar supone un problema complejo de modelado que repercute directamente en el coste de plantas comerciales, así como en la construcción del propio receptor, de modo que su estudio es bastante significativo actualmente.

En este trabajo se ha pretendido establecer una metodología para lograr esta estimación estudiando las diferentes distribuciones de flujo que se obtienen en condiciones de un ensayo real, así como en unas estipuladas, en torno al mediodía solar, en el que se logra un mayor aprovechamiento de la radiación solar incidente.

Tras realizar un análisis bibliográfico para comprender el contexto en el que se basa este trabajo, se han estudiado diferentes posibilidades para conseguir los objetivos, optando por un software de trazado de rayos de código abierto que ha permitido el modelado físico y óptico de la planta con unos resultados aceptables y aproximados a la realidad en todos los aspectos. A partir de este modelado físico y óptico, se han cotejado las distribuciones de flujo obtenidas mediante simulaciones con las correspondientes a ensayos reales de la planta con unos resultados satisfactorios.

Se ha establecido una discretización adecuada del receptor acorde al número de rayos simulados y las densidades de potencia obtenidas, realizando una comparación directa con ensayos reales de la planta termosolar CESA-I.

Por otra parte, se ha logrado aproximar mediante un modelo matemático estas distribuciones de flujo simuladas previamente con unos errores bajos, de modo que se concluye que la descripción analítica a través de una distribución gaussiana bidimensional es una opción válida a considerar.

Se ha realizado un estudio de la influencia del cambio del punto de enfoque respecto al centro del receptor, ya que a la hora de establecer una estrategia de apunte, no todos los helióstatos apuntarán al centro del receptor. Tras las simulaciones y resultados analíticos pertinentes, se concluye que si esta estrategia se realiza en un receptor pequeño en un radio cercano al centro, se cometen pequeños errores que no suponen cambios sustanciales en las distribuciones de flujo respecto a las que se daban en el centro del receptor.

Por último, se han estudiado posibles estrategias de apunte en el receptor mediante un algoritmo de optimización local. Pese a no haber realizado pruebas con diferentes optimizadores, se obtienen unos buenos resultados ya que se logra reproducir con fidelidad las distribuciones de flujo tomadas como referencia, aunque el algoritmo no sepa situar cada helióstato en su punto de enfoque original.

En resumen, se cumplen los objetivos establecidos previamente a la realización de este trabajo al lograr estimar y caracterizar las diferentes distribuciones de flujo que se dan en el receptor tanto para un conjunto determinado de helióstatos como de forma individual, instaurando una metodología para conseguirlas.

5.2 Trabajos futuros

Tal y como se ha comentado, este trabajo pretende demostrar la viabilidad de una metodología a seguir para lograr las consignas de un futuro sistema de control de una planta termosolar.

Por tanto, tiene como utilidad formar una base para futuros estudios en distintas ramas de investigación. A continuación, se describen algunas posibilidades a estudiar:

- Relación de parámetros del modelo matemático y posición del Sol en el cielo: todos los ensayos descritos en el trabajo corresponden a mediodía solar en una época determinada del año. Encontrar una relación entre los parámetros de un modelo matemático que describa la distribución de flujo y la posición del Sol en el cielo para cualquier momento del año supondría una herramienta muy potente para realizar estimaciones de la distribución de flujo en el receptor.
- Relación entre modelo matemático y punto de enfoque: a la hora de realizar el estudio de la influencia del punto de enfoque, se realizaron ensayos en un radio de 1 metro al tratarse de un receptor pequeño. Existen numerosas centrales termosolares cuyos receptores son de mayor tamaño y se establece una estrategia de apunte en puntos más alejados respecto al centro del mismo, por lo que una relación entre el modelo matemático de la distribución de flujo y las coordenadas del punto de enfoque en el receptor supondría una opción que ahorraría varias simulaciones.
- Ampliación a un campo real: aplicar la metodología descrita al número total de helióstatos del campo, ya que se realizó en este caso para un conjunto de 10 helióstatos.
- Número de parámetros óptimos del modelo matemático: encontrar una expresión analítica con el mínimo número de parámetros que describa la distribución de flujo en el receptor facilitaría la optimización ahorrando gasto computacional.
- Algoritmo de optimización global: el algoritmo de optimización aplicado en este trabajo es local, manejando como variables los puntos de enfoque. La aplicación de un algoritmo de optimización global, pese al mayor consumo de tiempo, puede lograr resultados más satisfactorios en un rango mayor de distancia respecto al centro del receptor y para un conjunto más numeroso de helióstatos. En este caso, no se ha aplicado esta opción debido a que requeriría mucha más dedicación.

Bibliografía

- [1] Abengoa Solar. *Plantas solares de torre*. Accesible en: http://www.abengoasolar.com/web/es/nuestros_productos/plantas_solares/plantas-solares-de-torre/. [Último acceso: 4 mayo 2015].
- [2] S. Alexopoulos, B. Hoffschmidt. *Concentrating receiver systems (solar power tower)*. *Solar Energy*. Springer, 2013.
- [3] P. Armstrong, C. Nilsson, N. Vu, M. Izygon. TieSOL – A GPU-based suite of software for central receiver solar power plants. *SolarPaces – Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems*, Granada, Spain, 2011.
- [4] ASAP. Accesible en: www.breault.com/software/asap.php. [Último acceso: 20 mayo 2015].
- [5] A. L. Ávila-Marín. Volumetric receivers in solar thermal power plants with central receiver system technology: A review. *Solar Energy*, vol. 85, pp. 891-910, 2011.
- [6] C. Blaise. *Time Lord - Sir Sandford Fleming and the creation of Standard Time*. Pantheon Books, New York, 2000.
- [7] M. J. Blanco, J. M. Amieva, A. Mancillas. The Tonatiuh software development, an open source approach to the simulation of solar concentrating systems. Paper No. IMECE2005-81859, pp. 157-164; doi:10.1115/IMECE2005-81859.
- [8] R. M. Blázquez. *Estudio de la distribución de flujo y factor de desbordamiento de un sistema de disco parabólico*. Proyecto Final de Carrera. Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, 2011.
- [9] S.-J. Bode, P. Gauché. Review of optical software for use in concentrating solar power systems. Proceedings of SASEC – 1st Southern African Solar Energy Conference, Stellenbosch University, South Africa, 2012.
- [10] D. Buie, A. G. Imenes. A solar and vector class for the optical simulation of solar concentrating systems. In *Proceedings of ISES Solar World Congress*, Gothenburg, Sweden, 2003.
- [11] D. Buie, A. G. Monger, C. J. Dey. Sunshape distributions for terrestrial solar simulations. *Solar Energy*, vol. 74, pp. 113-122, 2003.
- [12] K. Clifford. *Software and codes for analysis of concentrating solar power technologies*. SANDIA National Laboratories, Livermore, CA, report SAND2008-8053, 2008.
- [13] F. Collado. One-point fitting of the flux density produced by a heliostat. *Solar Energy*, vol. 84, pp. 673-684, 2010.
- [14] ECMAScript Programming Language. Accesible en: <http://www.ecmascript.org/>. [Último acceso: 18 junio 2015].
- [15] eSolar. Accesible en: <http://www.esolar.com/>. [Último acceso: 20 junio 2015].
- [16] eSolar, *Modular and Scalable Concentrating Solar Thermal Power (CSP)*. Accesible en:

- <http://siteresources.worldbank.org/EXTENERGY2/Resources/4114199-1276100261381/eSolar.pdf>. [Último acceso: 20 junio 2015].
- [17] Especificaciones técnicas para los servicios de mecanizado, montaje de mecanismos de accionamiento, instalación y canteo de los helióstatos en la planta CESA-1 de la Plataforma Solar de Almería. Financiado con fondos FEDER (PSA), Proyecto ICT-CEPU 2009-2002. CIEMAT, 2013.
- [18] Europa 2020. Accesible en: http://ec.europa.eu/europe2020/index_en.htm. [Último acceso: 15 abril 2015].
- [19] P. K. Falcone. *A Handbook for Solar Central Receiver Design*. Sandia National Laboratories. Report SAND86-8009, p. C-4, 1986.
- [20] J. Fernández-Reche. *Análisis estadístico de la reflectividad de un campo de helióstatos. Aplicación al campo de helióstatos CRS de la Plataforma Solar de Almería*. Informes Técnicos CIEMAT 1023, 2003.
- [21] P. Garcia, A. Ferriere, J-J Bezan, Codes for solar flux calculations dedicated to central receiver system applications: A comparative review. *Solar Energy*, vol. 82, pp. 189-197, 2008.
- [22] I. Guerra, M. Ballesteros, F. Ferrando, G. García. *Fuentes de energía para el futuro*. Ministerio de Educación, Cultura y Deporte, 2008.
- [23] Hops, *Heliostat optical simulation*. Accesible en: <https://code.google.com/p/hops/>. [Último acceso: 18 junio 2015].
- [24] International Energy Agency. Accesible en: <http://www.iea.org/>. [Último acceso: 10 junio 2015].
- [25] G. J. Kolb, R. Davenport, D. Gorman, R. Lumia, R. Thomas, M. Donnelly. Heliostat cost reduction. *ASME 2007 Energy Sustainability Conference*, pp.1077-1084. California, USA, 2007.
- [26] Kübler, *Solar Energy*. Accesible en: <https://www.kuebler.com/english2/prod-branchen-solar.html>. [Último acceso: 14 mayo 2015].
- [27] P. L. Leary, J. D. Hankins. *User's Guide for MIRVAL – A computer code for modeling the optical behavior of reflecting solar concentrators*. SANDIA National Laboratories. Report SAND77-8280, 1979.
- [28] Mathworks, *fmincon*. Accesible en: <http://es.mathworks.com/help/optim/ug/fmincon.html#zmw57dd0e44188>. [Último acceso: 23 junio 2015].
- [29] MATLAB, el lenguaje de cálculo técnico. Accesible en: <http://es.mathworks.com/products/matlab/>. [Último acceso: 20 junio 2015].
- [30] A. Muñoz, C. Hernández, J. Avellaner, C. Ortiz, F. Sánchez, B. Caso, L. Navarro. *Central electrosolar de Almería, proyecto CESA-I, descripción general*. Ministerio de Industria y Energía, mayo 1983.

- [31] NREL, SolTrace 2011.7.5 *Help File*, 2011. Accesible en: http://www.nrel.gov/csp/troughnet/models_tools.html#soltrace. [Último acceso: 20 mayo 2015].
- [32] I. Ortega, J. I. Burgaleta, F. Téllez. Central Receiver System (CRS) Solar Power Plant using Molten Salt as Heat Transfer Fluid. *Solar PACES: 13th International Symposium on Concentrated Solar Power and Chemical Energy Technologies*. Sevilla, Spain, 2006.
- [33] Q. Pham, C. Gregory, M. Slack, B. Gross, D. Reznik, P. Arbogast. *Heliostat array layouts for multi-tower central receiver solar power plants*. US Patent US 8,656,907 B2, 2014.
- [34] R. Pitz-Paal, P. Schwarzbözl, S. Ulmer, B. Belhomme. A new fast ray tracing tool for high-precision simulation of heliostat fields. *Solar Energy*, vol. 131, 2009.
- [35] Protermosolar. *El sector en cifras*. Accesible en: <http://www.protermosolar.com/honorificos/el-sector-en-cifras/>. [Último acceso: 15 mayo 2015].
- [36] PSA. *Sistemas de torre con receptor central*. Accesible en: <https://www.psa.es/webesp/instalaciones/receptor.php#cesa1>. [Último acceso: 19 mayo 2015].
- [37] J. L. Redondo, J. D. Álvarez, C. Rodríguez, J. Fernández-Reche, R. Monterreal, M. Berenguel, P. M. Ortigosa. Optimal flux distribution from a heliostat field on the receiver of a solar power tower plant. *Solar Energy*, bajo revisión, 2015.
- [38] V. Ruiz. *La electricidad termosolar historia de éxito*. Protermosolar, 2010.
- [39] M. Schubnell. Sunshape and its influence on the flux distribution in imaging solar concentrators. *Solar Energy*, vol. 114, pp. 260-266. 2008.
- [40] A. Salomé, F. Chhel, G. Flamant, A. Ferrière, F. Thiery. Control of the flux distribution on a solar tower receiver using an optimized aiming point strategy: Application to THEMIS solar tower. *Solar Energy*, vol. 94, pp. 352–366, 2013.
- [41] SENER, *pioneer also in its construction*. Accesible en: <http://magazine.sener.es/en/news/gemasolar-plant-pioneer-also-in-its-construction/46/>. [Último acceso: 4 junio 2015].
- [42] Solar One. Accesible en: <http://www.solarone.net/>. [Último acceso: 17 mayo 2015]
- [43] W. Stine, M. Geyer. *Power from the Sun*. Accesible en: <http://www.powerfromthesun.net/>. [Último Acceso: 4 junio 2015].
- [44] Suntrack, *Solar térmica*. Accesible en: <http://www.suntrack.es/castellano/aplicaciones.html>. [Último acceso: 18 mayo 2015].
- [45] Tonatiuh, *Tonatiuh ray tracing for solar energy*. Accesible en: <https://code.google.com/p/tonatiuh/>. [Último acceso: 10 abril 2015].

- [46] Torresol Energy. *Gemasolar*. Accesible en: <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/planta-gemasolar/es>. [Último acceso: 4 mayo 2015].
- [47] Universidad de Jaén, *Posición del sol. Coordenadas polares*. Accesible en: http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/02_radiacion/01_basico/2_radiacion_07.htm. [Último acceso: 4 junio 2015].
- [48] C.-J. Winter, R. L. Sizmann, L. L. Van-Hull. *Solar power plants, fundamentals, technology, systems, economics*. Springer-Verlag, 1991.
- [49] Wikipedia. *Distribución normal*. Accesible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_normal. [Último acceso: 4 junio 2015].
- [50] Wikipedia, *Traslación de la Tierra*. Accesible en: https://es.wikipedia.org/wiki/Traslaci%C3%B3n_de_la_Tierra. [Último acceso: 4 junio 2015].

Apéndice A. Simulaciones con trazado de rayos

A.1 Simulaciones en las mismas condiciones que ensayo real

Validación del heliostato 711

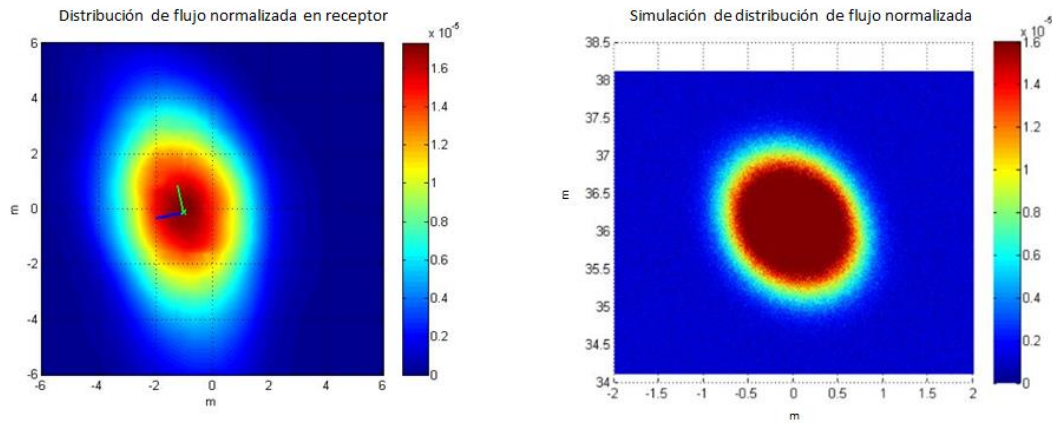


Figura A.1.1 – Distribución de flujo normalizada real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 711

Validación del heliostato 712

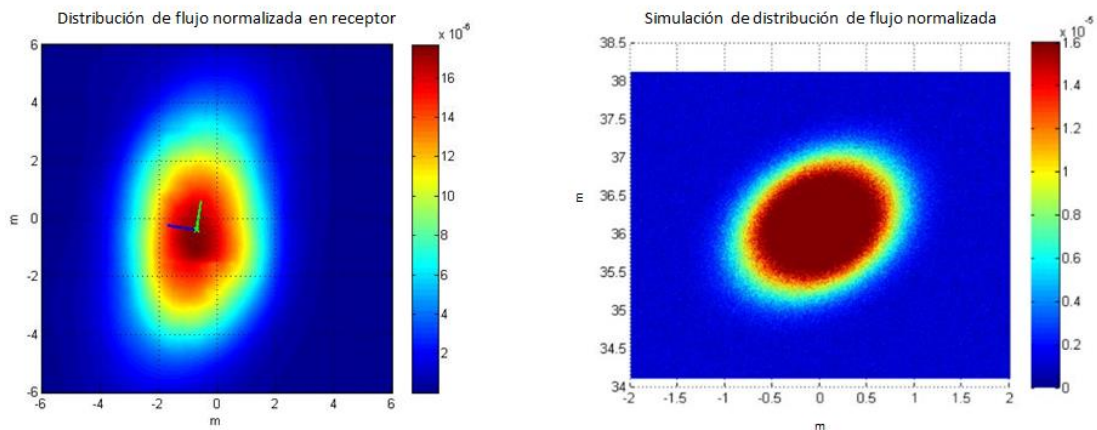


Figura A.1.2 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 712

Validación del heliostato 713

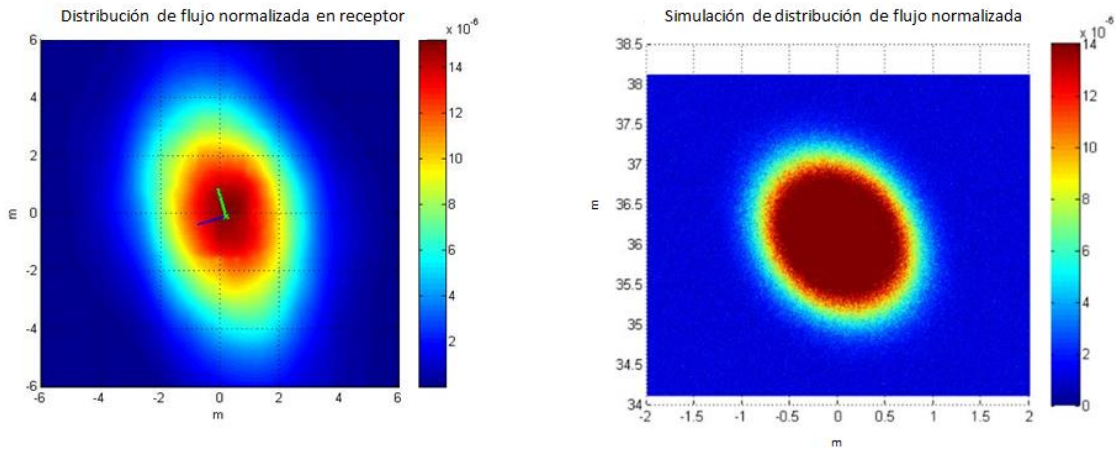


Figura A.1.3 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 713

Validación del heliostato 714

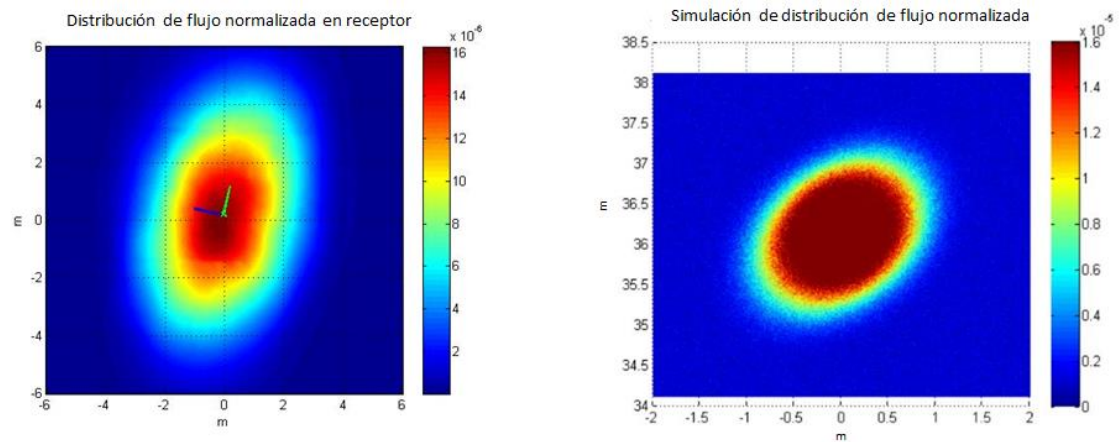


Figura A.1.4 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 714

Validación del heliostato 716

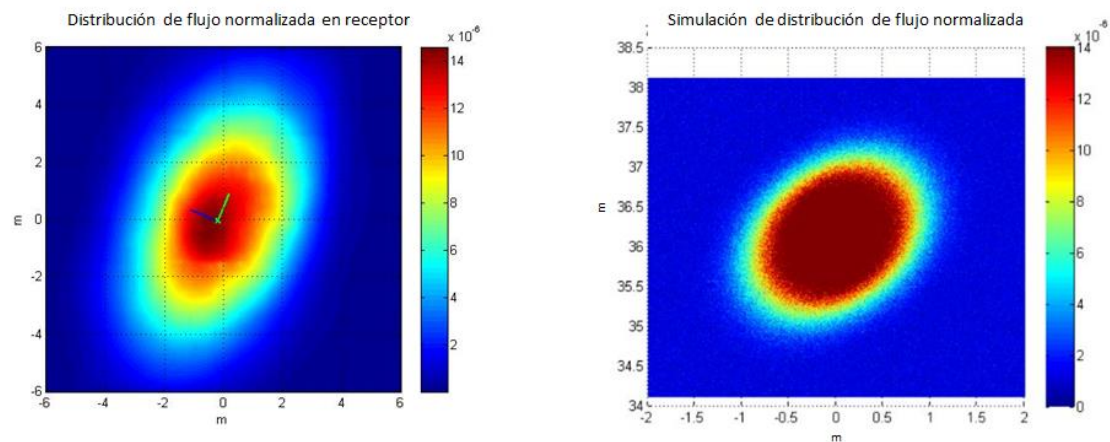


Figura A.1.5 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 716

Validación del heliostato 910

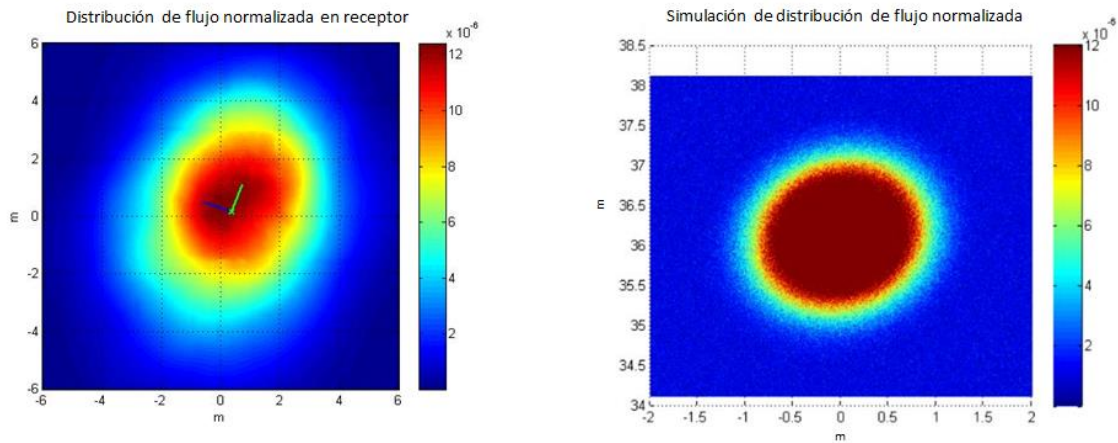


Figura A.1.6 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 910

Validación del heliostato 913

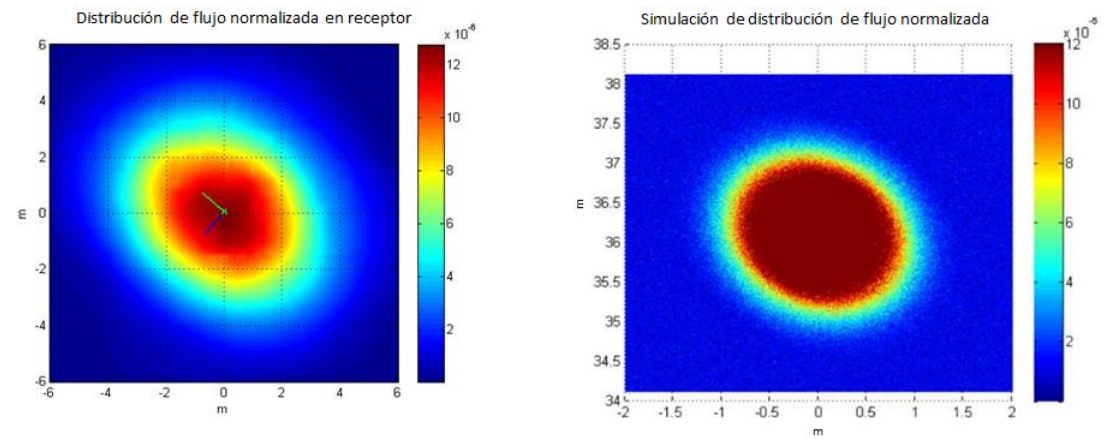


Figura A.1.7 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 913

Validación del heliostato 914

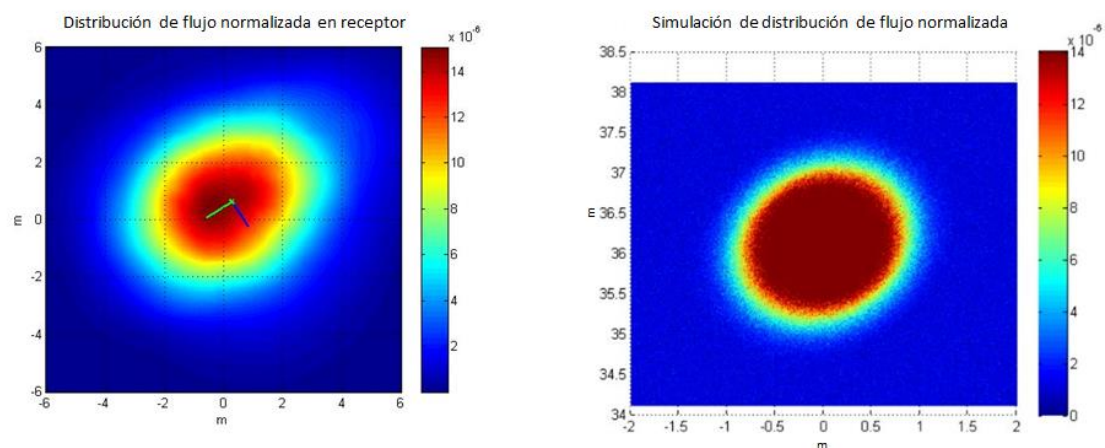


Figura A.1.8 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 914

Validación del heliostato 916

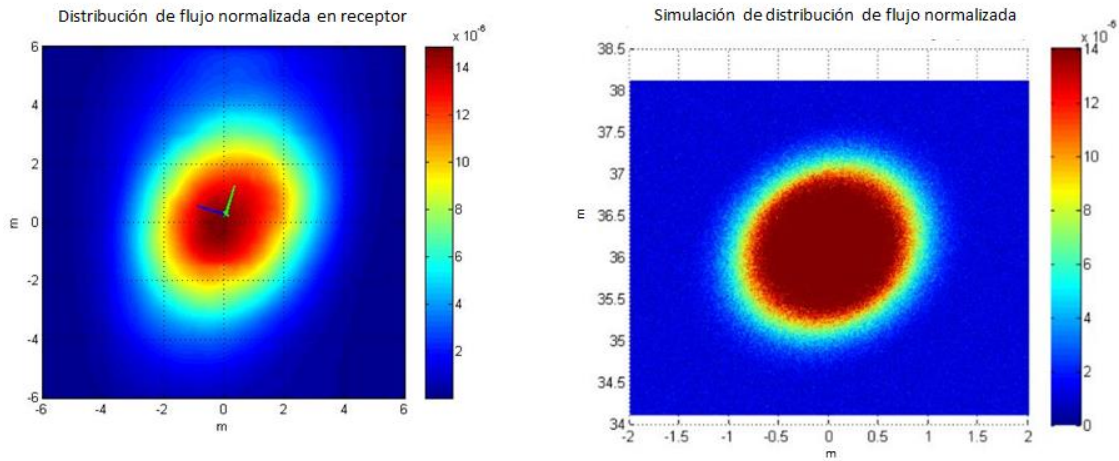


Figura A.1.9 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 916

Validación del heliostato 917

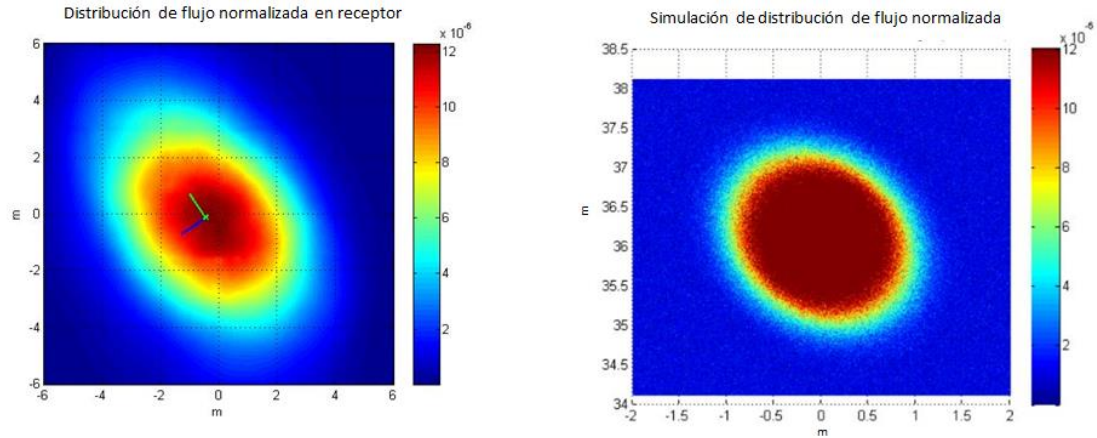


Figura A.1.10 – Distribución de flujo real (izquierda) y distribución de flujo simulada (derecha) del heliostato 917

A.2 Simulaciones en condiciones estipuladas

▪ Helióstato 711

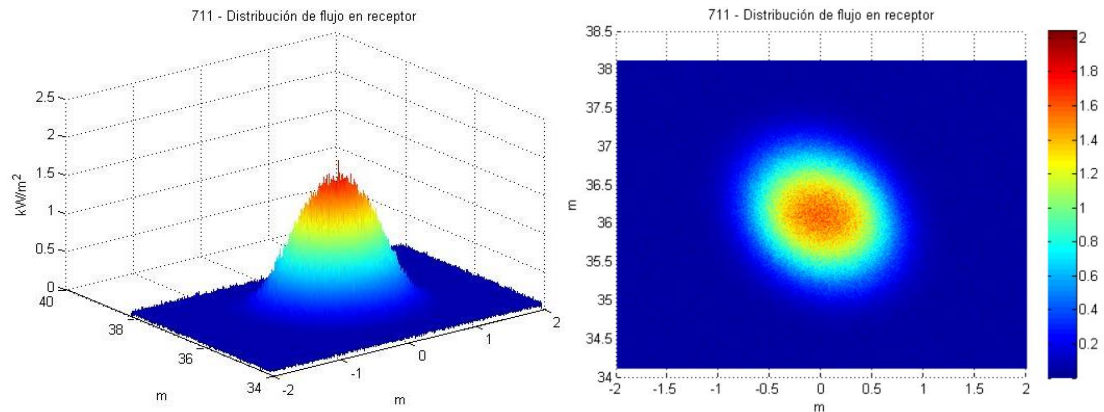


Figura A.2.1 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del heliostato 711 en condiciones estipuladas

▪ Helióstato 712

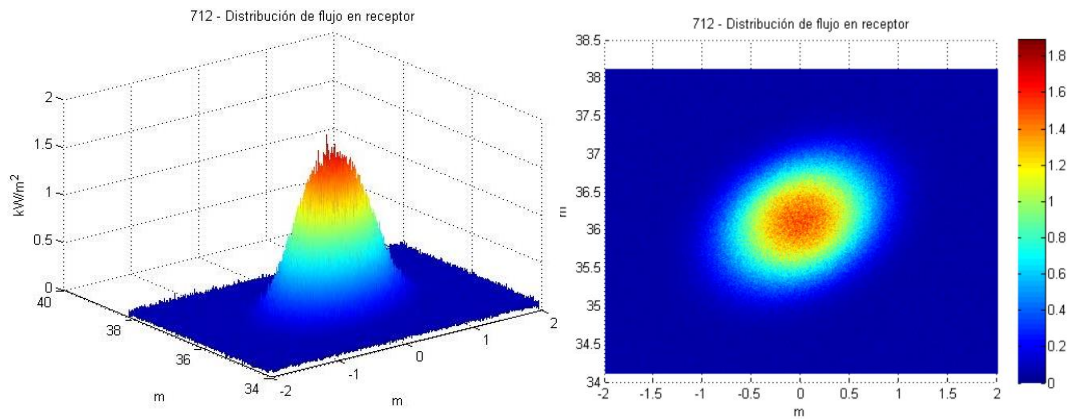


Figura A.2.2 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del heliostato 712 en condiciones estipuladas

▪ Helióstato 713

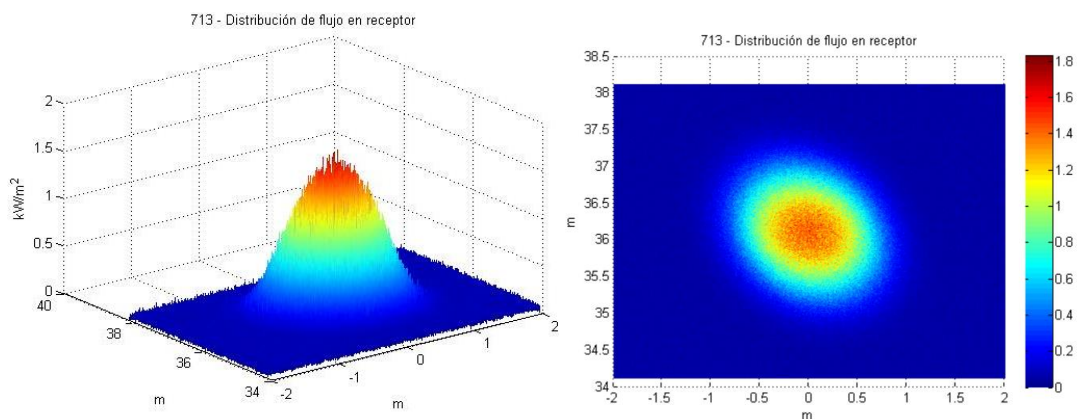


Figura A.2.3 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del heliostato 713 en condiciones estipuladas

▪ Helióstato 714

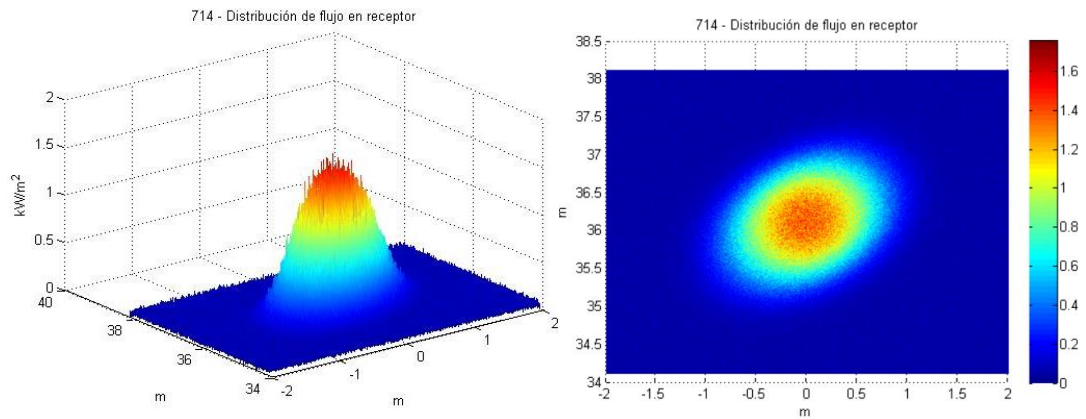


Figura A.2.4 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del heliostato 714 en condiciones estipuladas

▪ Helióstato 716

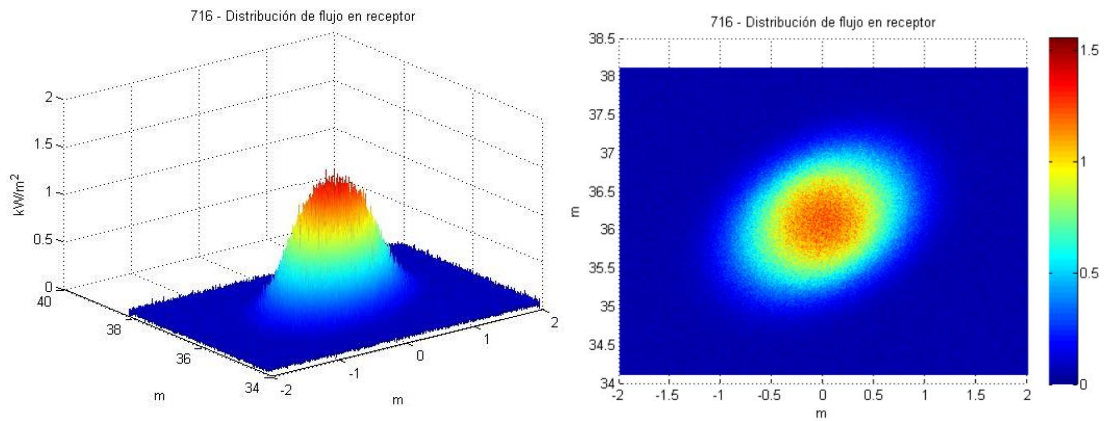


Figura A.2.5 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del heliostato 716 en condiciones estipuladas

▪ Helióstato 910

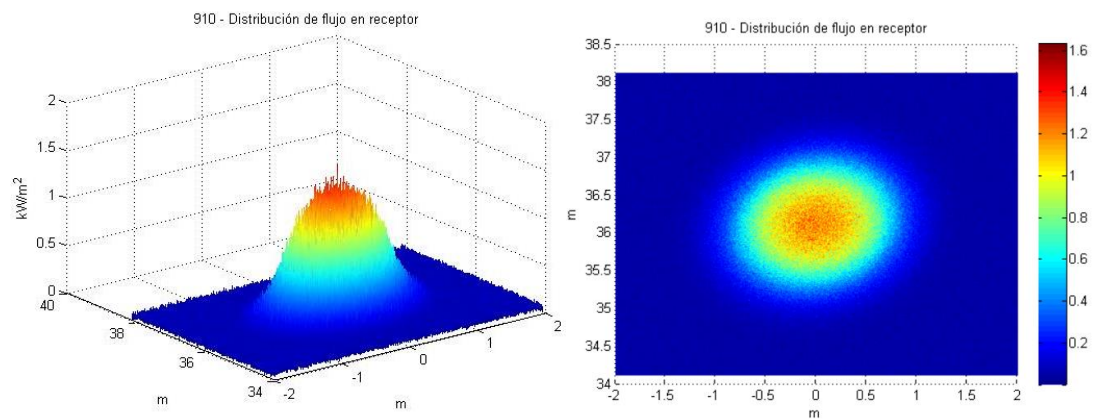


Figura A.2.6 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del heliostato 910 en condiciones estipuladas

■ Helióstato 913

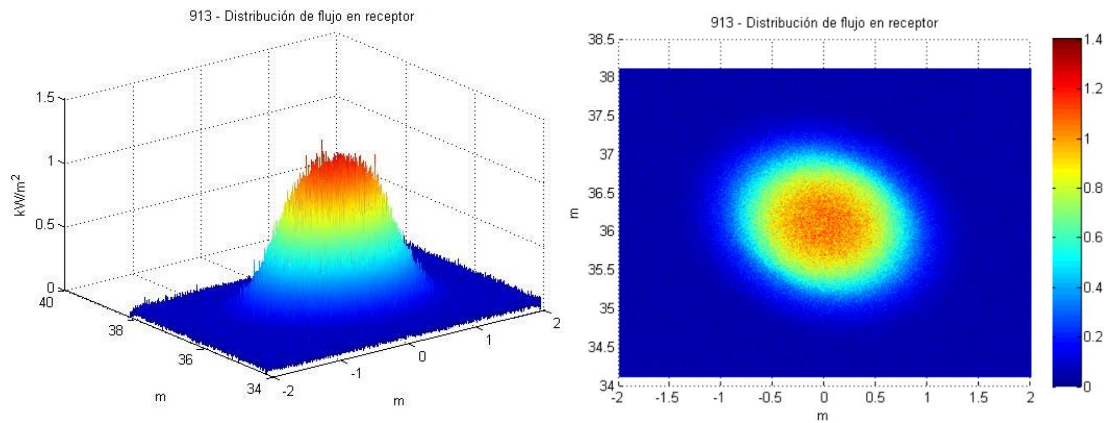


Figura A.2.7 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del helióstato 913 en condiciones estipuladas

■ Helióstato 914

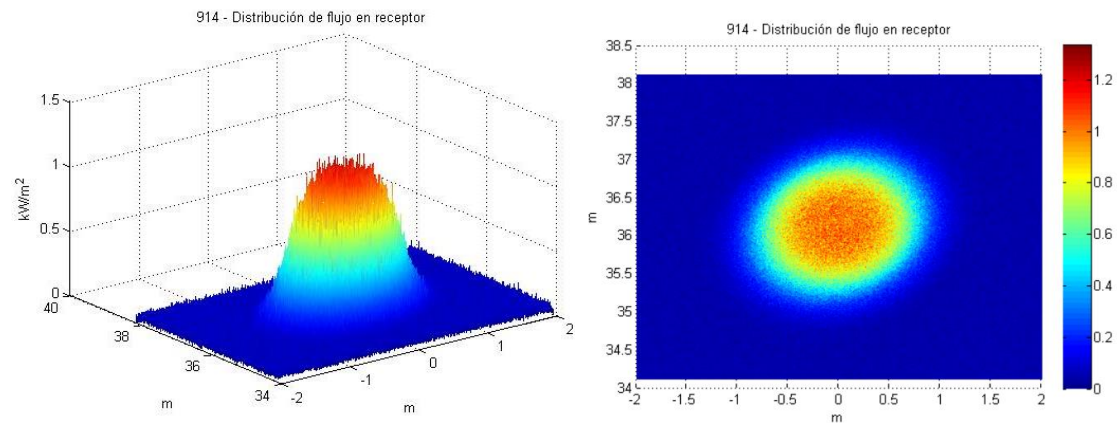


Figura A.2.8 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del helióstato 914 en condiciones estipuladas

■ Helióstato 916

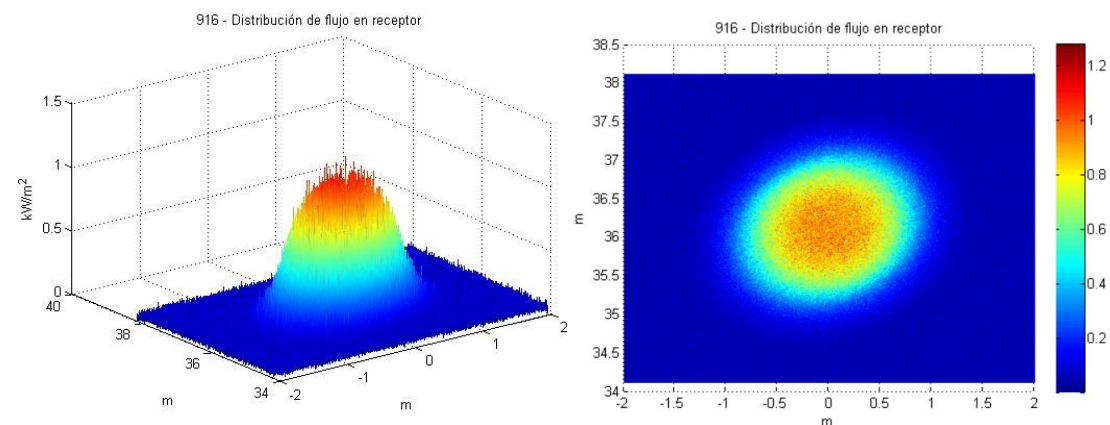


Figura A.2.9 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del helióstato 916 en condiciones estipuladas

▪ **Helióstato 917**

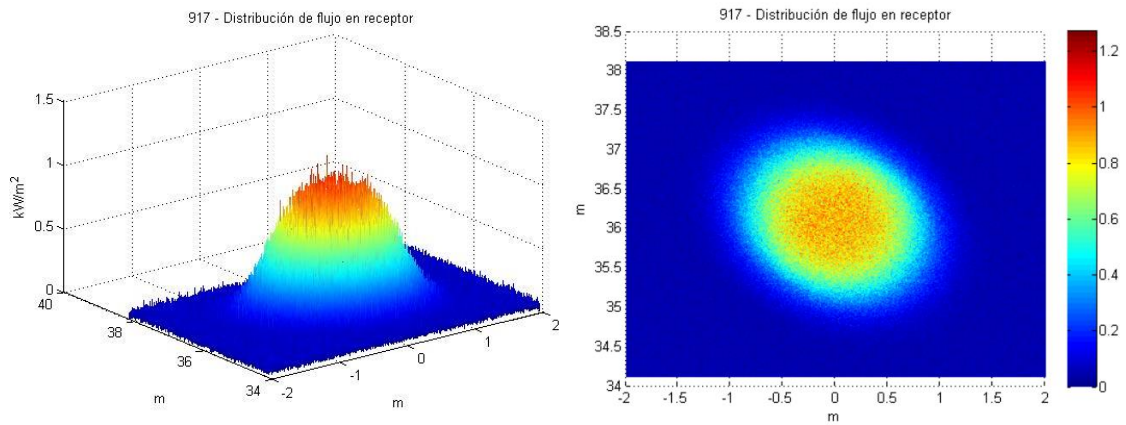


Figura A.2.10 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del helióstato 917 en condiciones estipuladas

▪ **Todo el conjunto**

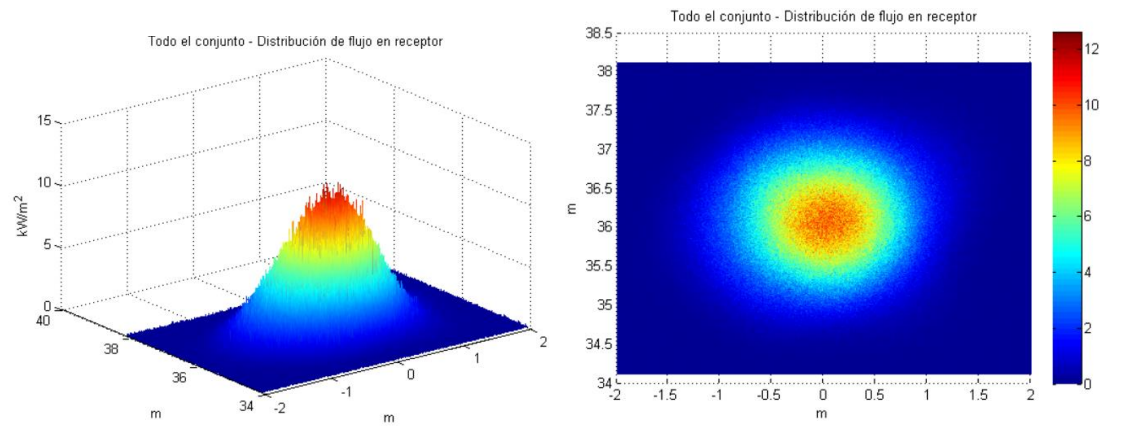


Figura A.2.11 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del conjunto de helióstatos en condiciones estipuladas

A.3 Simulaciones en diferentes puntos de enfoque

▪ **Helióstato 910 – punto 1**

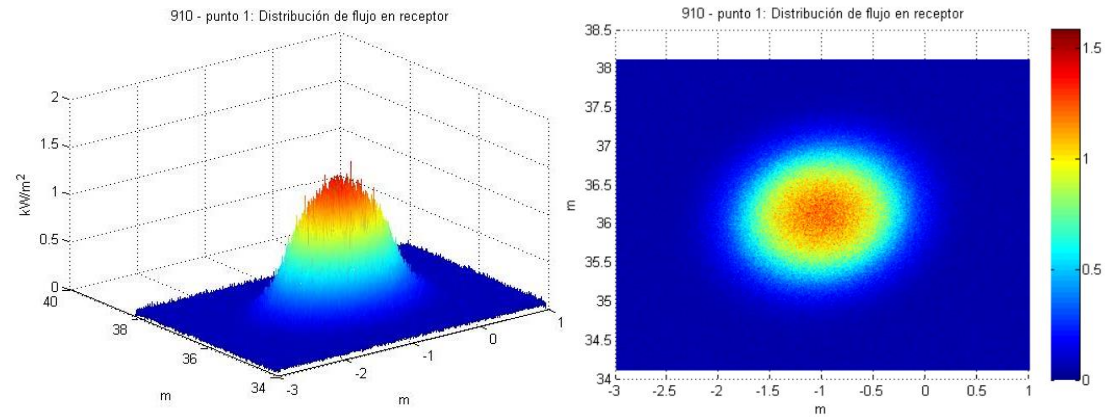


Figura A.3.1 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (-1,0) del helióstato 910

▪ **Helióstato 910 – punto 2**

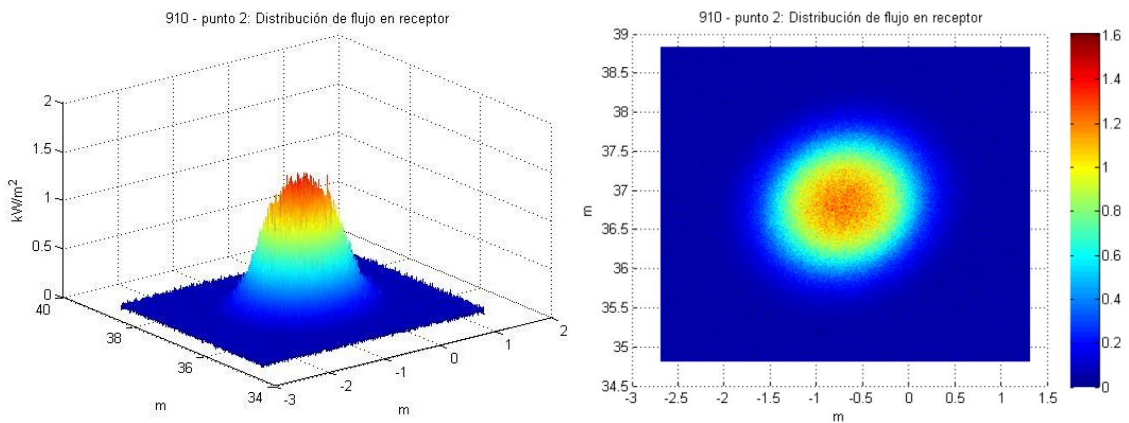


Figura A.3.2 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (-0.707, 0.707) del helióstato 910

▪ **Helióstato 910 – punto 3**

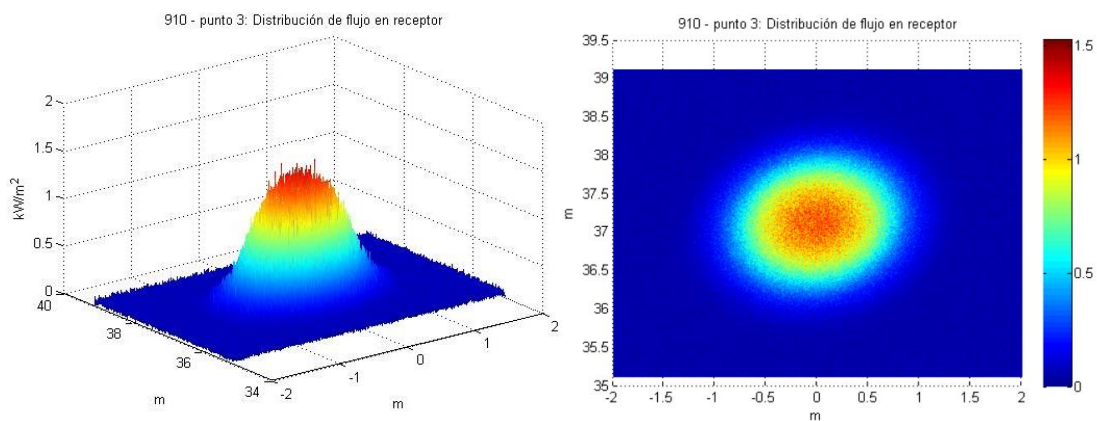


Figura A.3.3 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (0, 1) del helióstato 910

▪ Helióstato 910 – punto 4

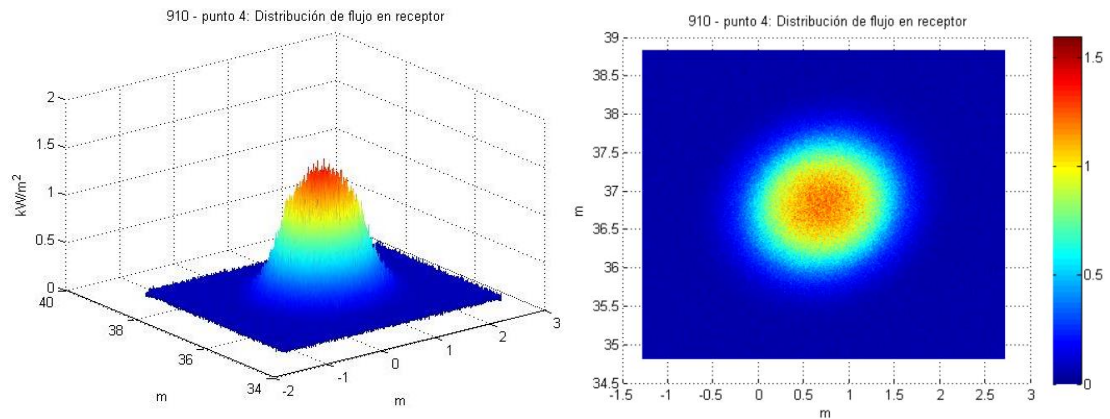


Figura A.3.4 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (0.707, 0.707) del helióstato 910

▪ Helióstato 910 – punto 5

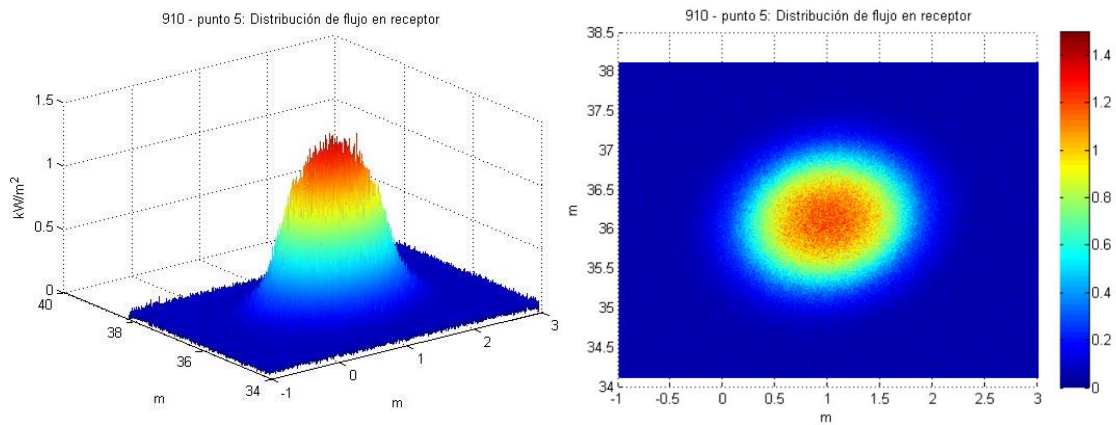


Figura A.3.5 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (1, 0) del helióstato 910

▪ Helióstato 910 – punto 6

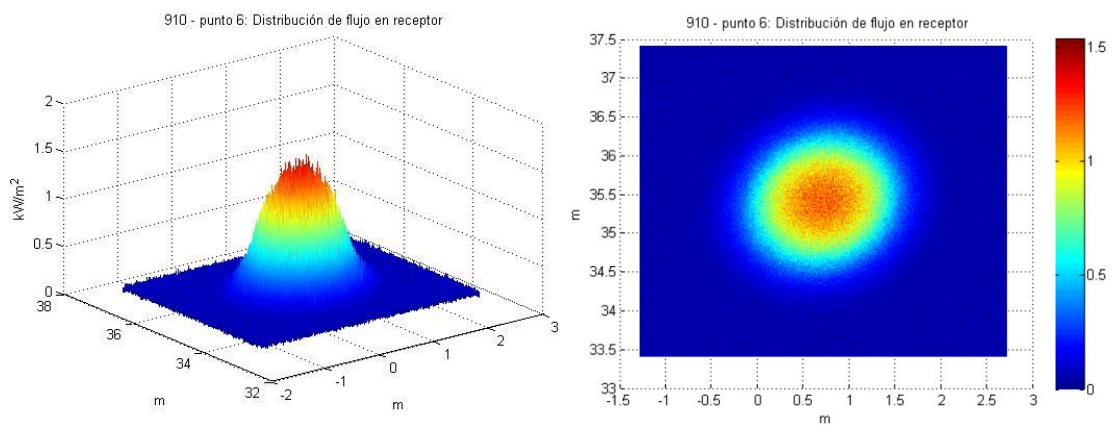


Figura A.3.6 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (0.707, -0.707) del helióstato 910

▪ Helióstato 910 – punto 7

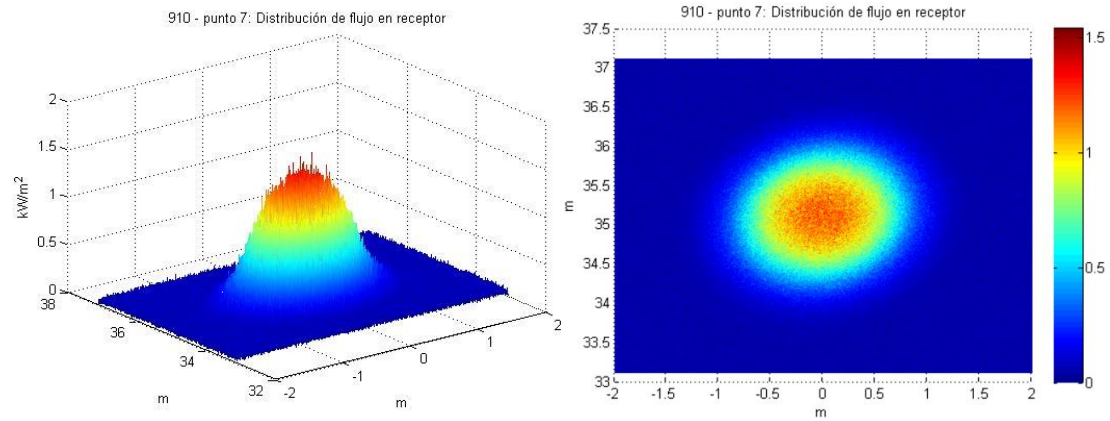


Figura A.3.7 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (0, -1) del helióstato 910

▪ Helióstato 910 – punto 8

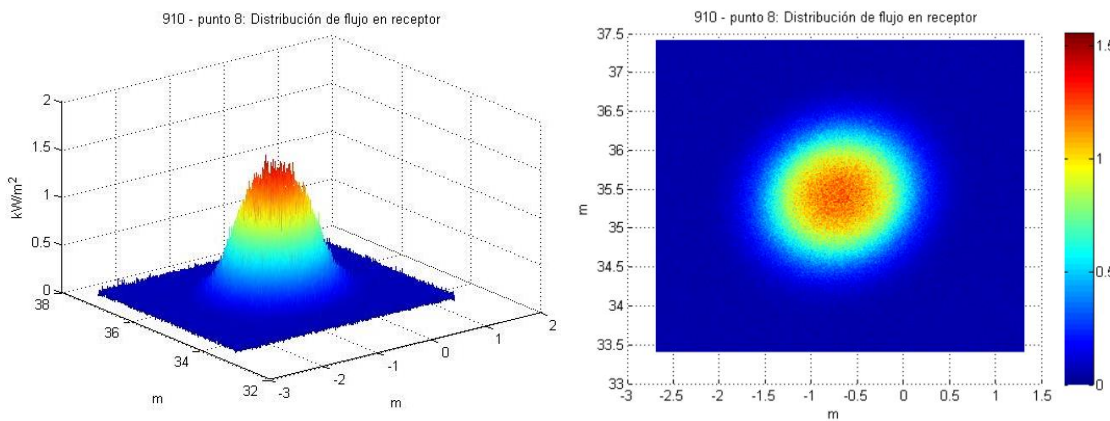


Figura A.3.8 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (-0.707, -0.707) del helióstato 910

▪ Helióstato 910 – centro

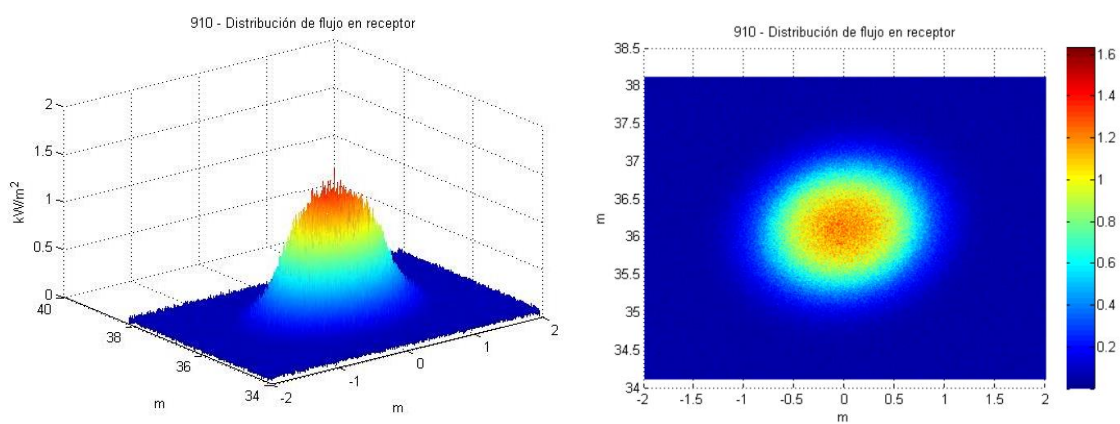


Figura A.3.9 – Distribución de flujo simulada en 3D (izquierda) y en el plano XY (derecha) del punto de enfoque (0, 0) del helióstato 910

Apéndice B. Simulaciones y descripción analítica

B.1 Condiciones de ensayo real

▪ Helióstato 711

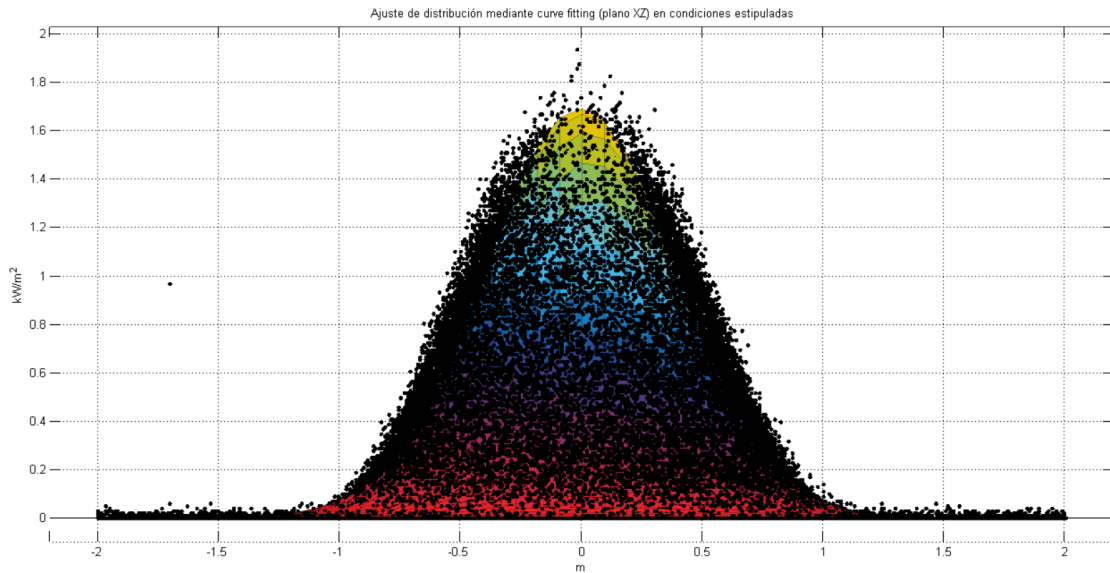


Figura B.1.1 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 711 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ)

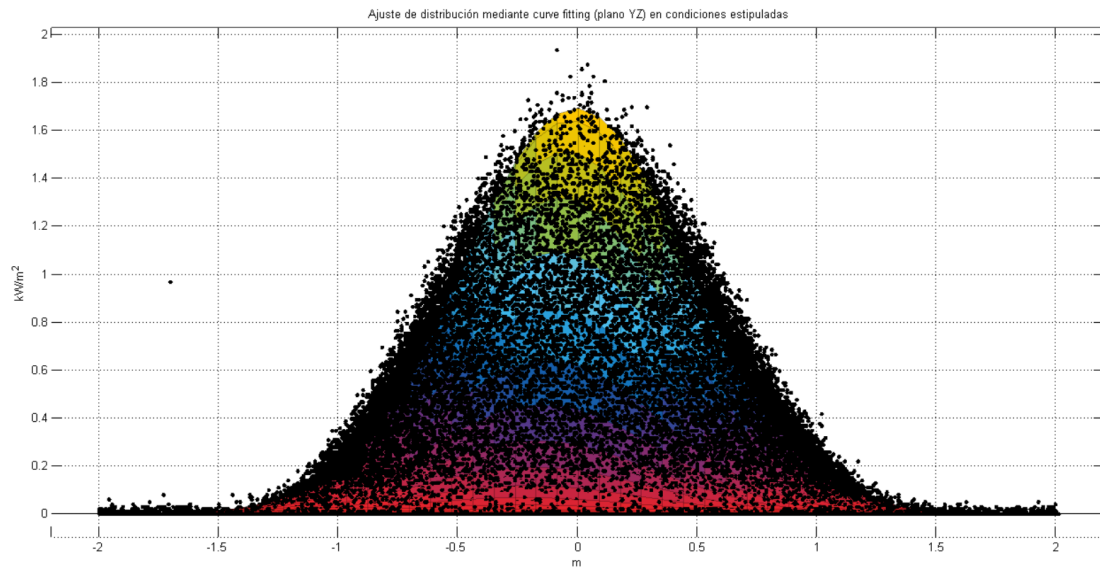


Figura B.1.2 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 711 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ)

▪ Helióstato 712

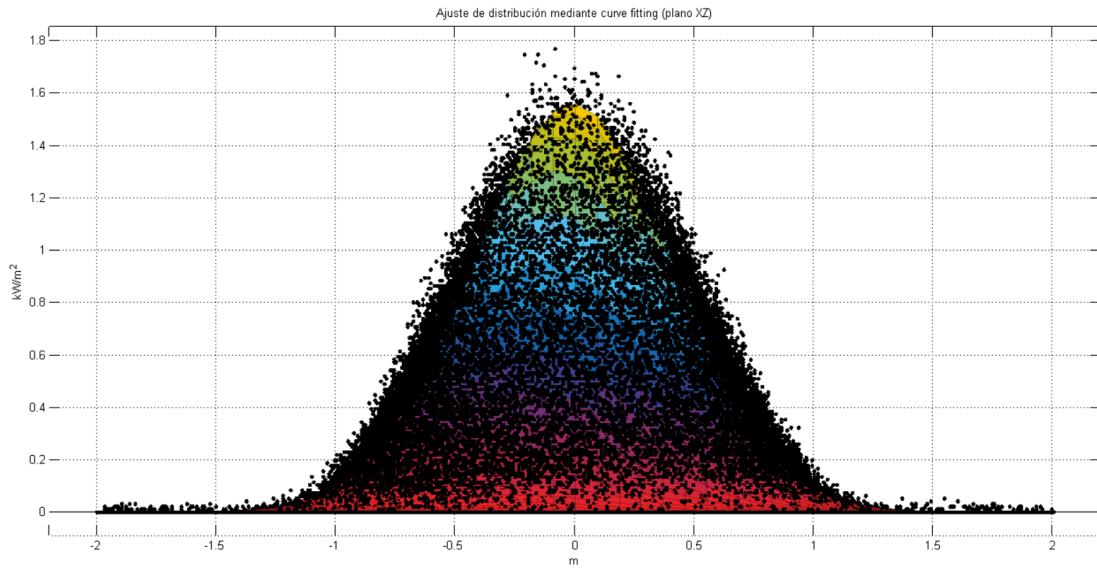


Figura B.1.3 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 712 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ)

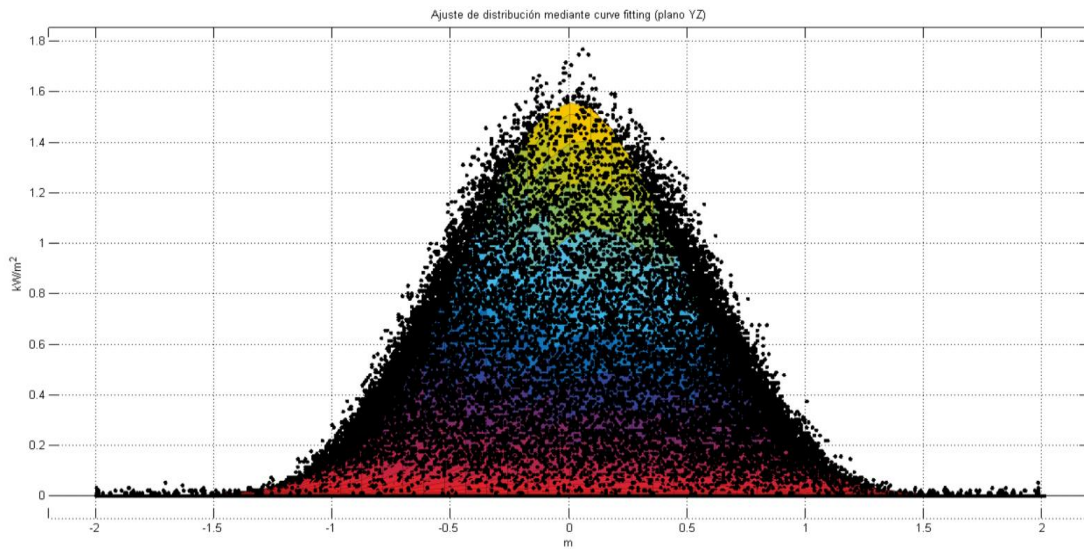


Figura B.1.4 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 712 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ)

■ Helióstato 713

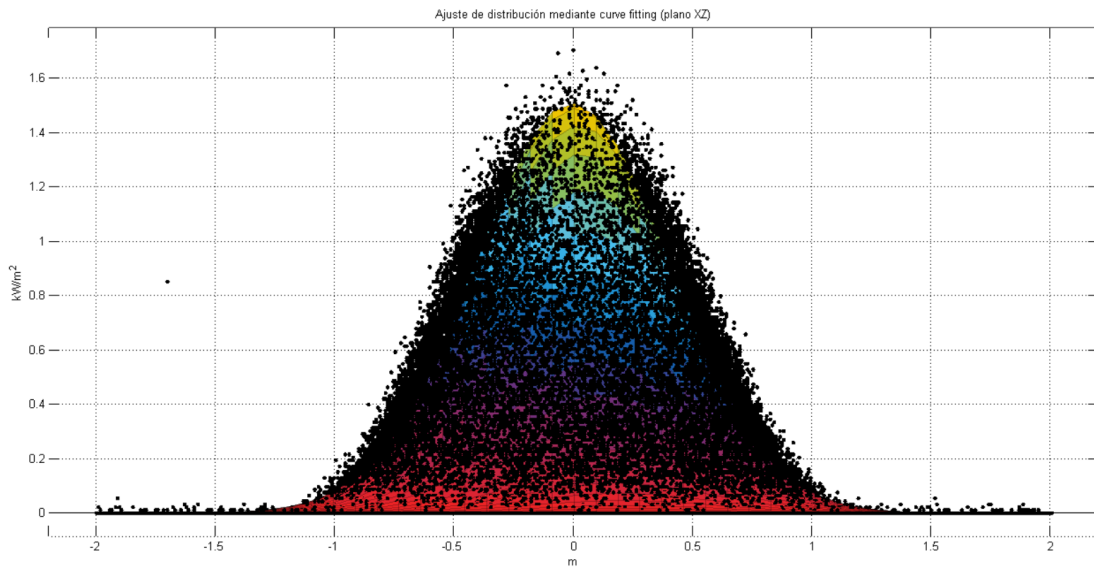


Figura B.1.5 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 713 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ)

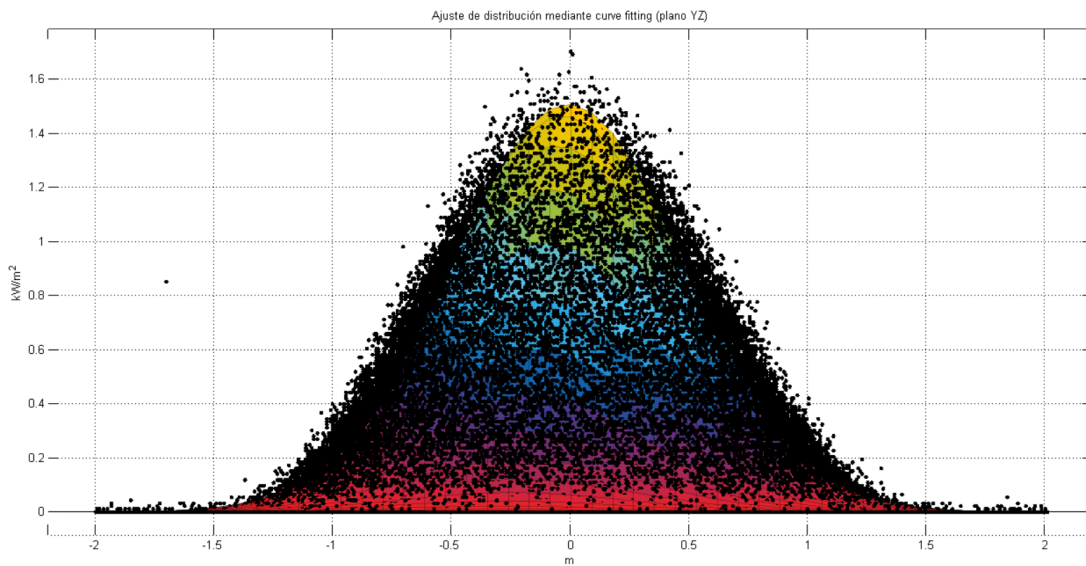


Figura B.1.6 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 713 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ)

▪ Helióstato 714

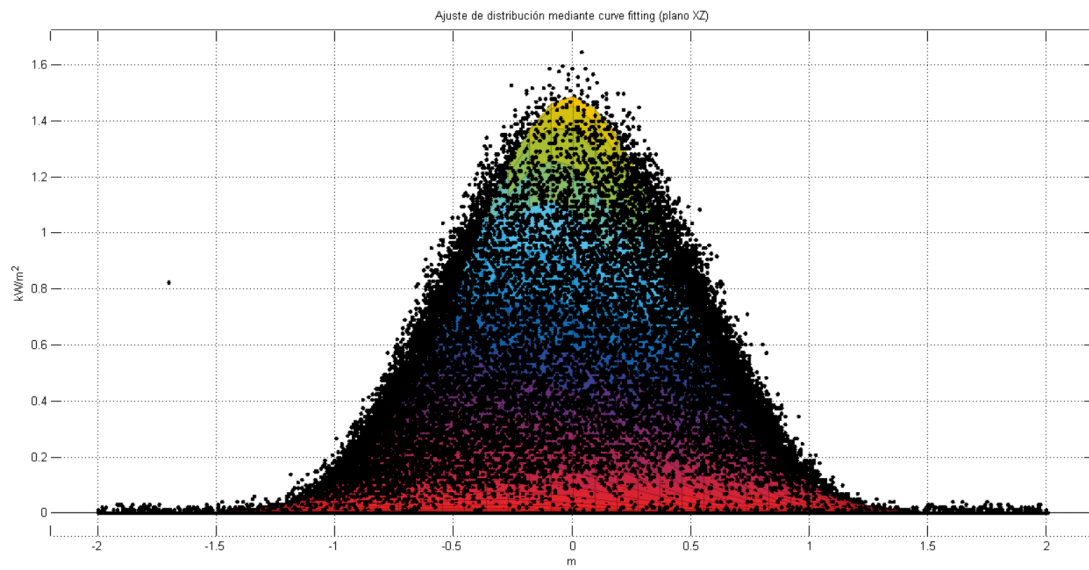


Figura B.1.7 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 714 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ)

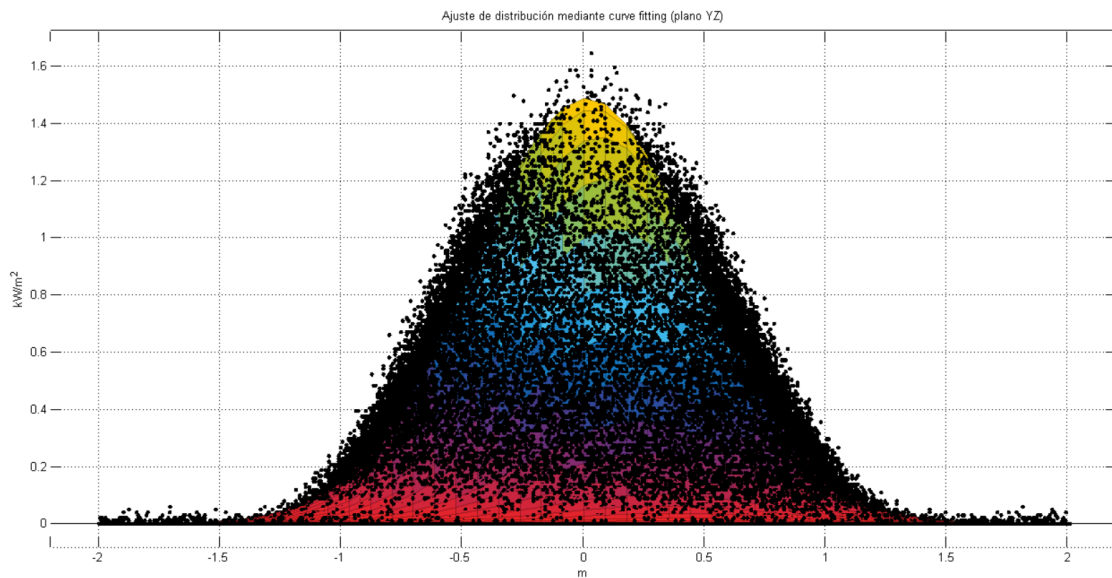


Figura B.1.8 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 714 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ)

▪ Helióstato 716

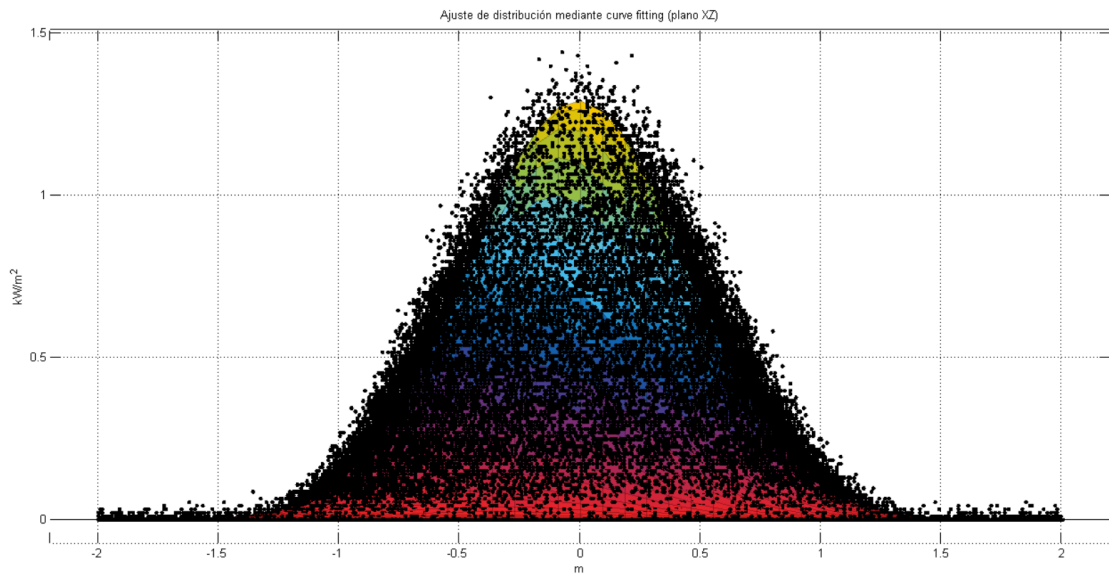


Figura B.1.9 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 716 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ)

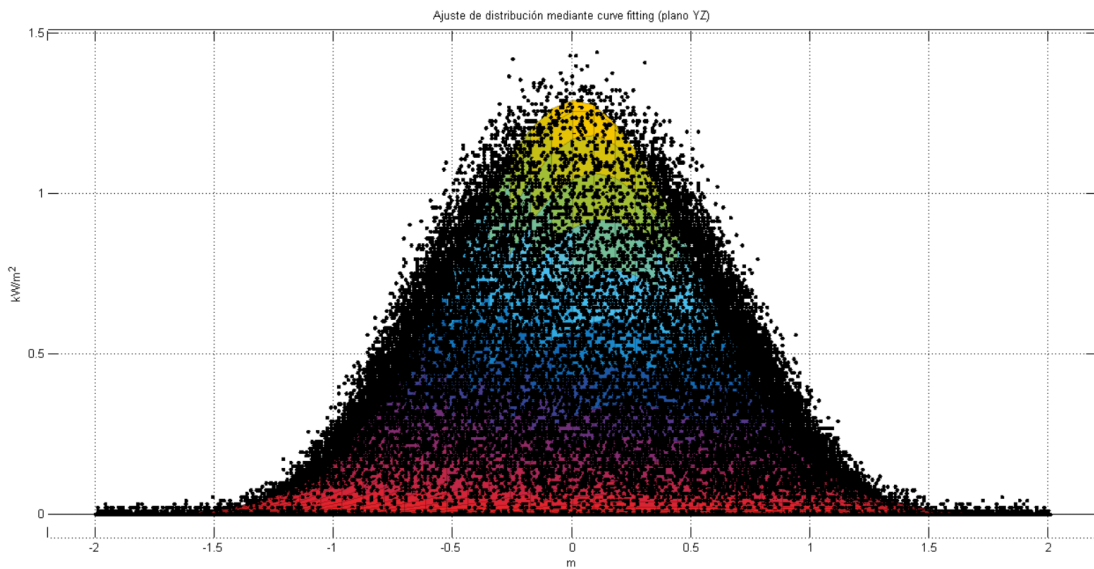


Figura B.1.10 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 716 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ)

▪ Helióstato 910

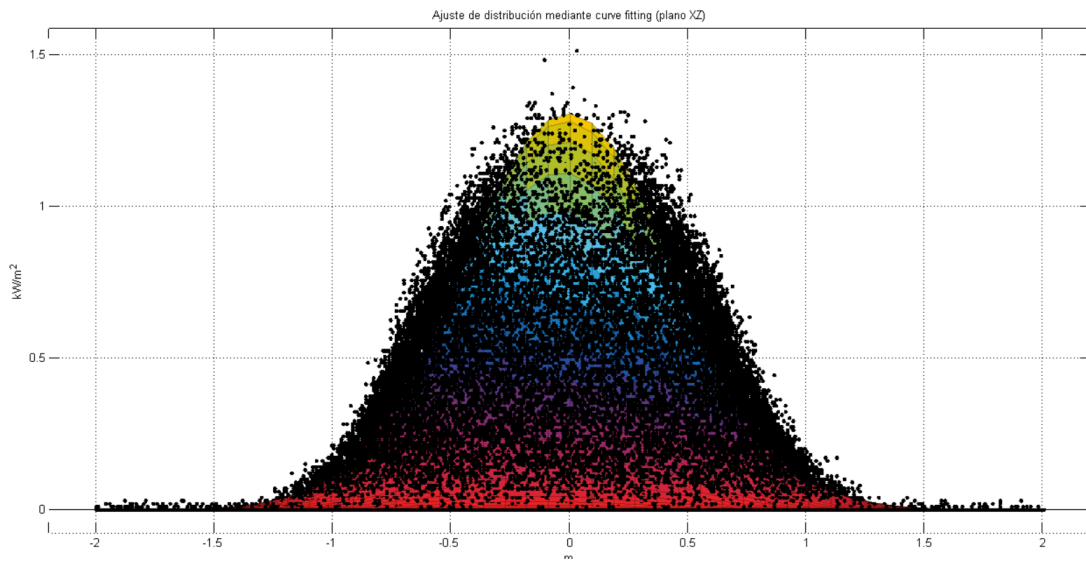


Figura B.1.11 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 910 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ)

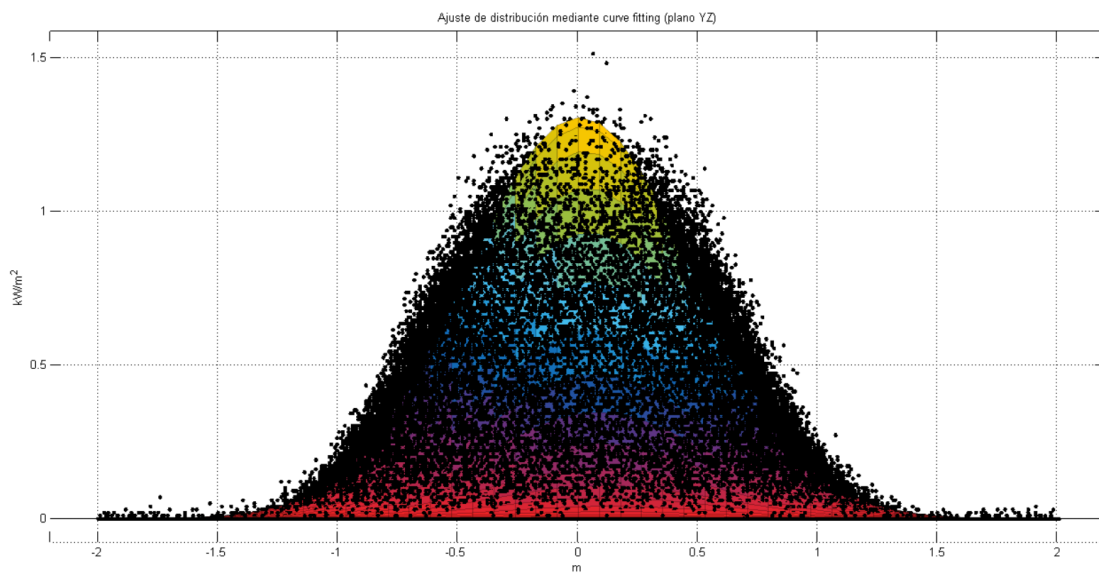


Figura B.1.12 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 910 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ)

▪ Helióstato 913

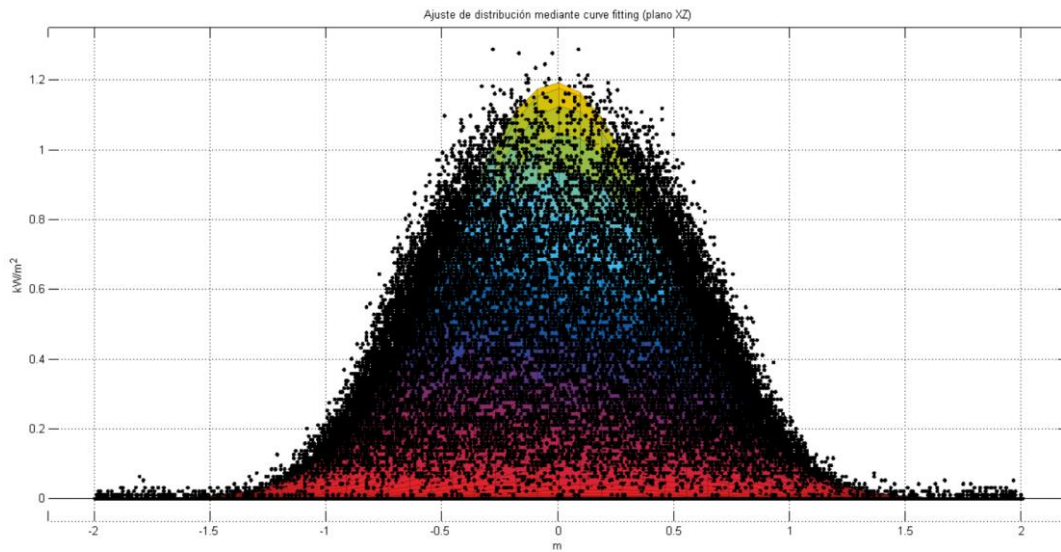


Figura B.1.13 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 913 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ)

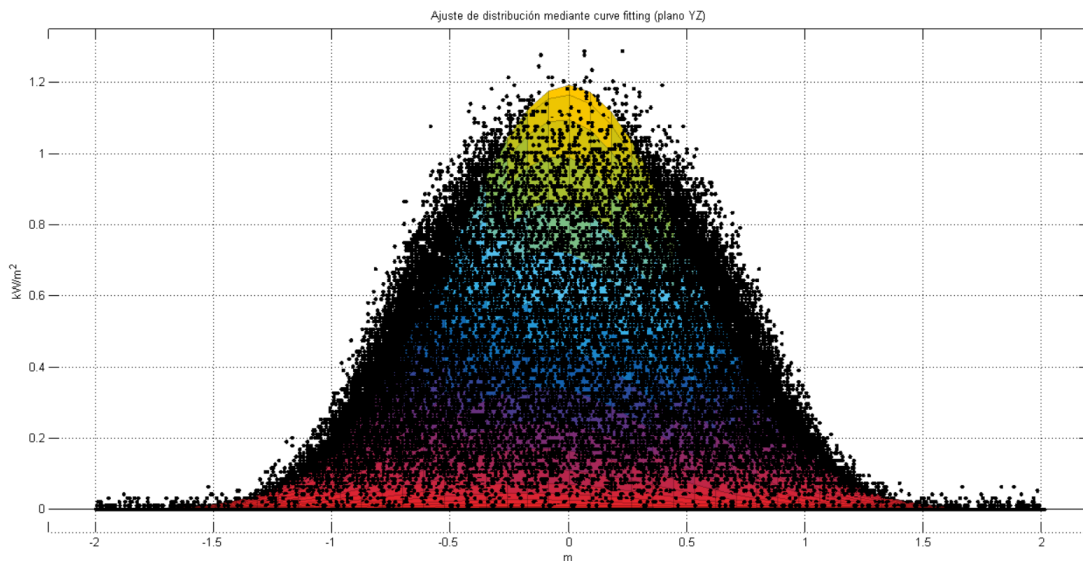


Figura B.1.14 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 913 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ)

▪ Helióstato 914

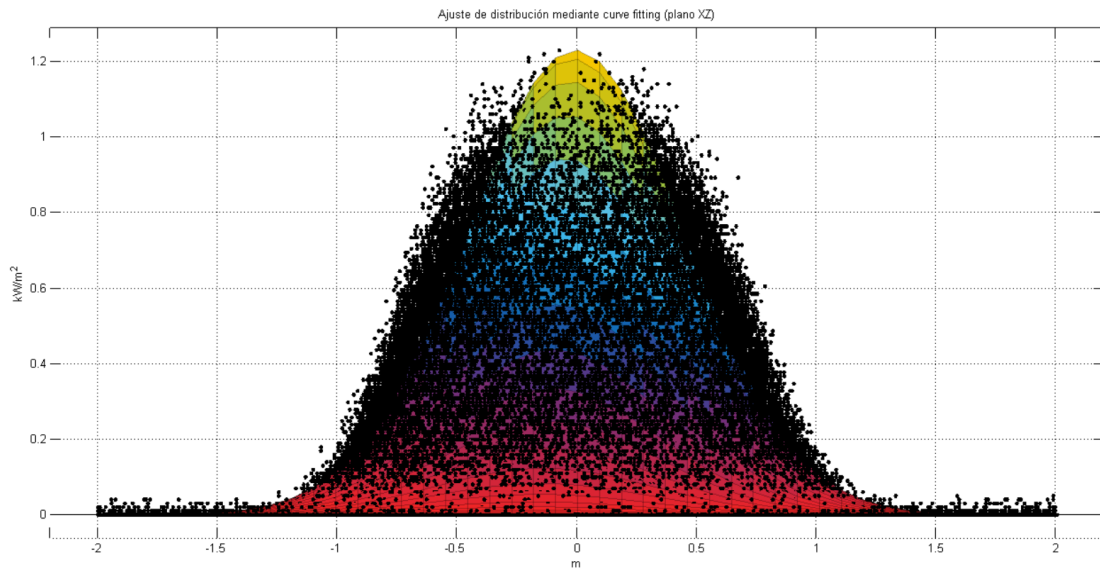


Figura B.1.15 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 914 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ)

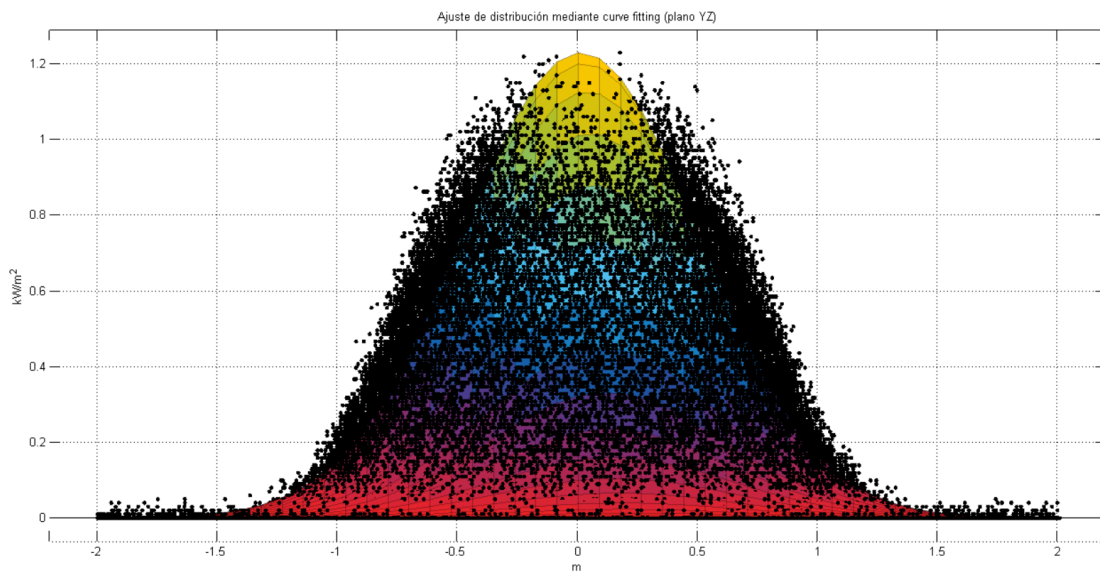


Figura B.1.16 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 914 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ)

▪ Helióstato 916

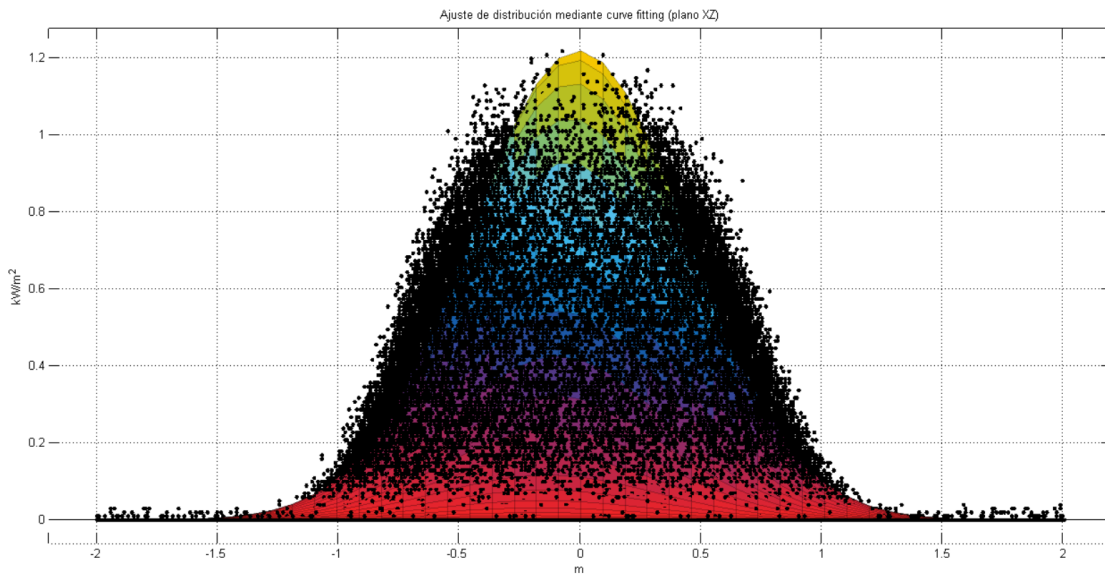


Figura B.1.17 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 916 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ)

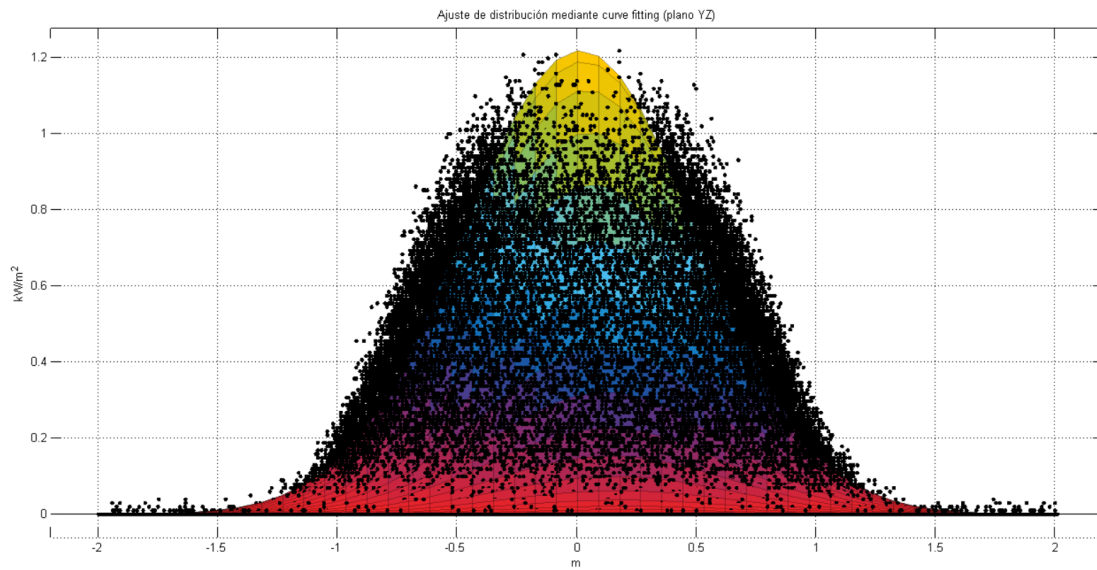


Figura B.1.18 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 916 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ)

▪ Helióstato 917

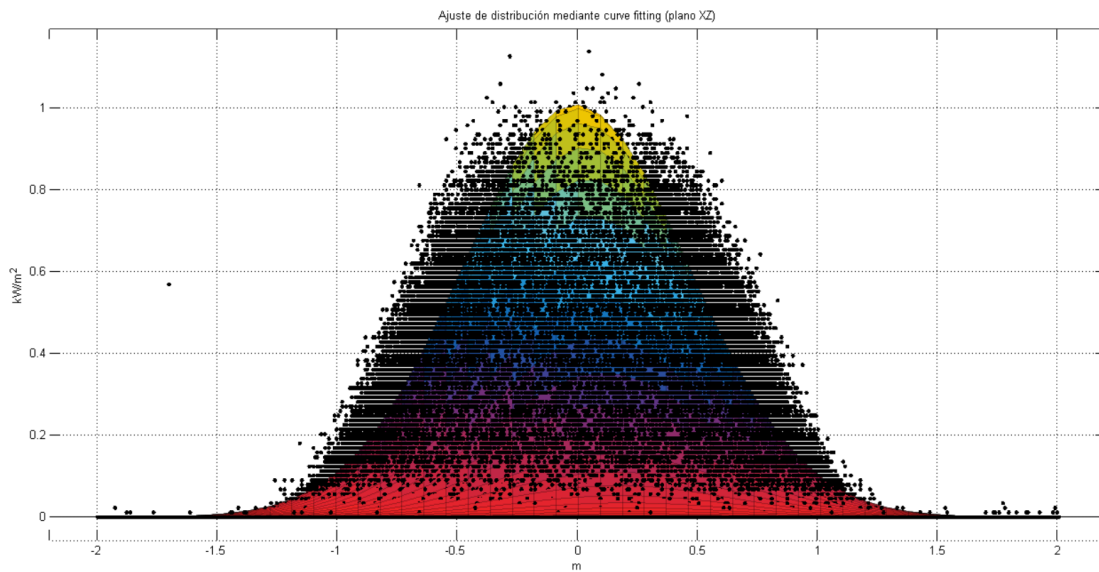


Figura B.1.19 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 917 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano XZ)

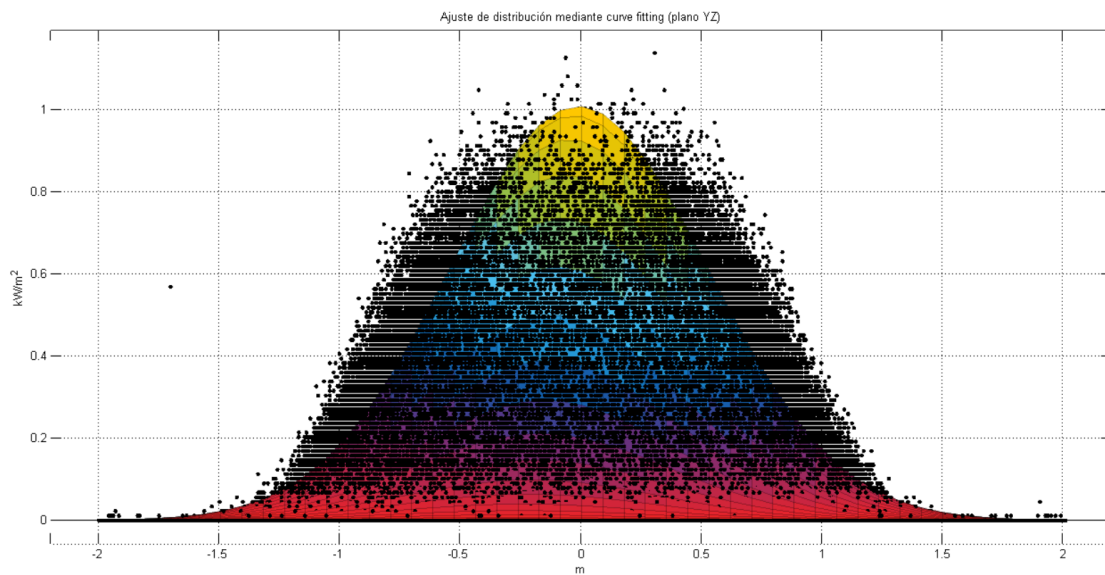


Figura B.1.20 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 917 en las mismas condiciones que el ensayo real (plano YZ)

B.2 Condiciones estipuladas

▪ Helióstato 711

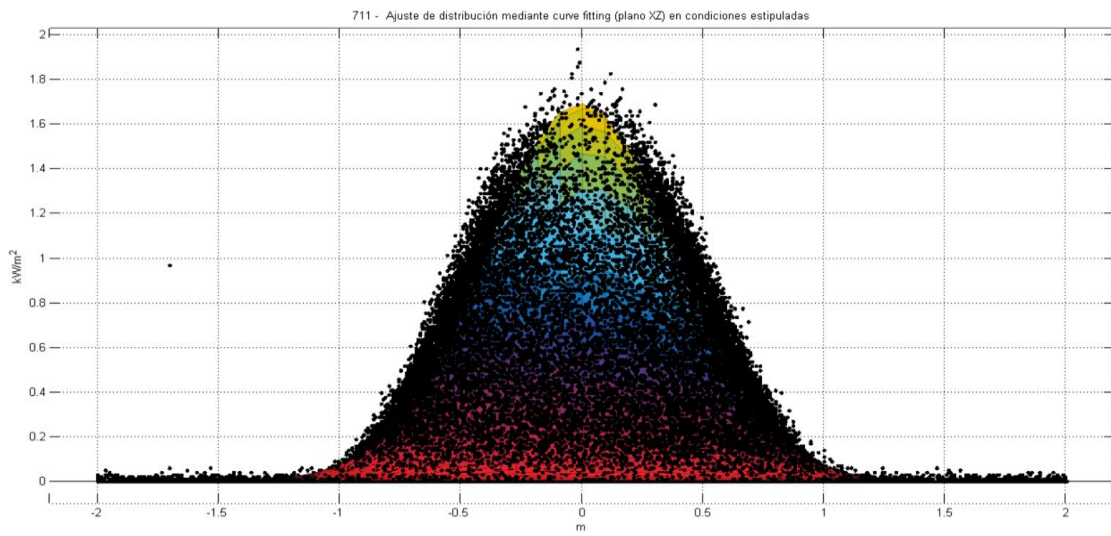


Figura B.2.1 - Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 711 en condiciones estipuladas (plano XZ)

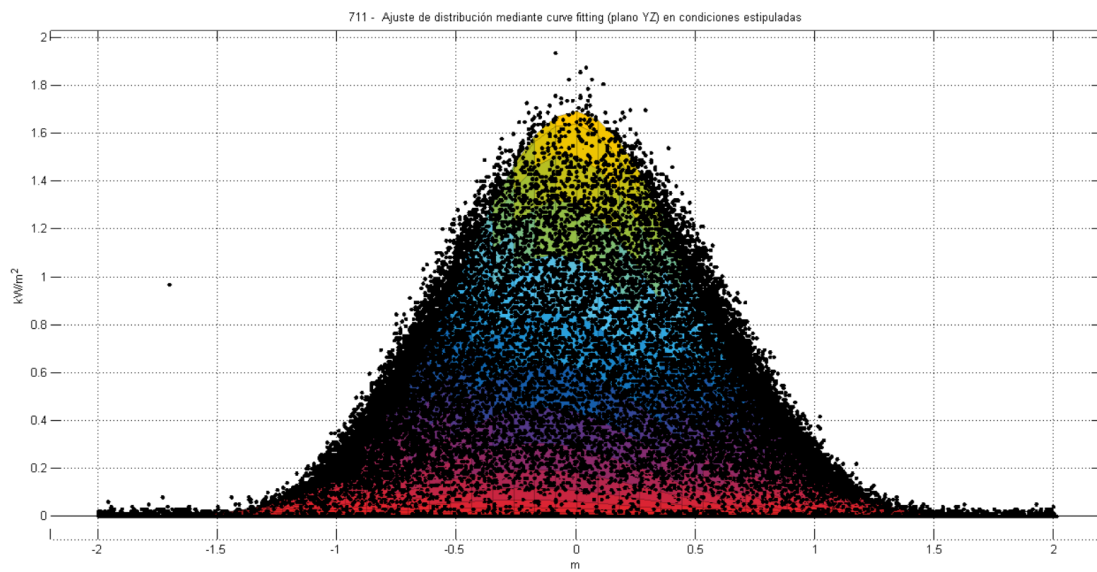


Figura B.2.2 - Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 711 en condiciones estipuladas (plano YZ)

▪ Helióstato 712

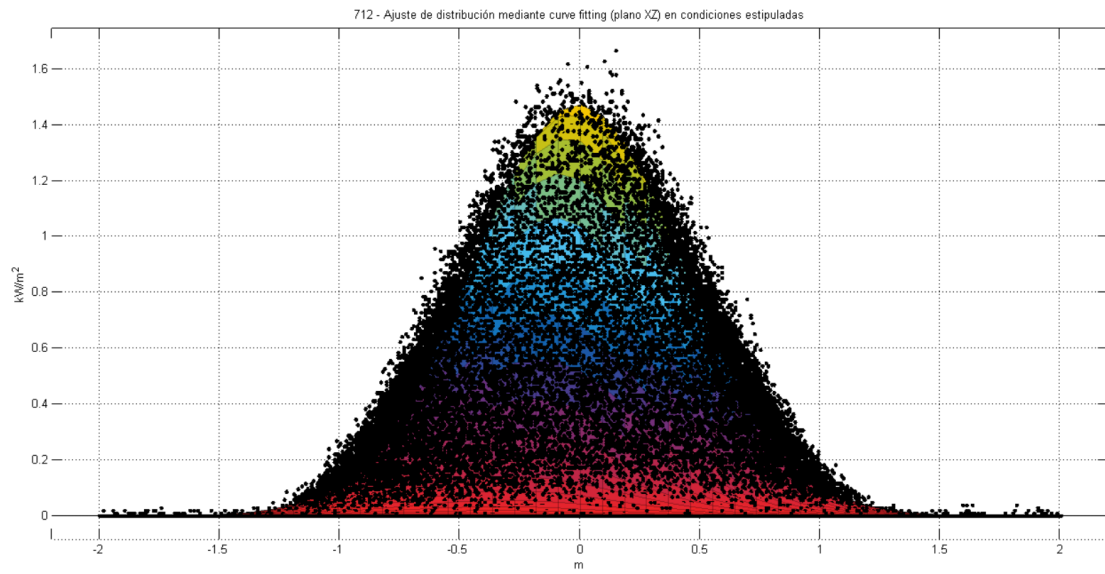


Figura B.2.3 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 712 en condiciones estipuladas (plano XZ)

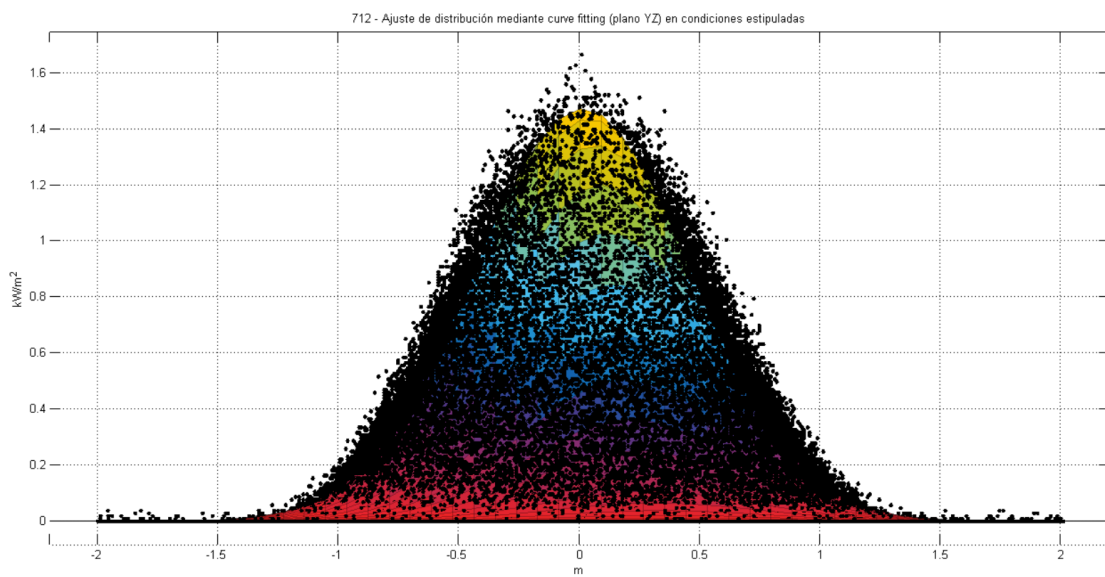


Figura B.2.4 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 712 en condiciones estipuladas (plano YZ)

▪ Helióstato 713

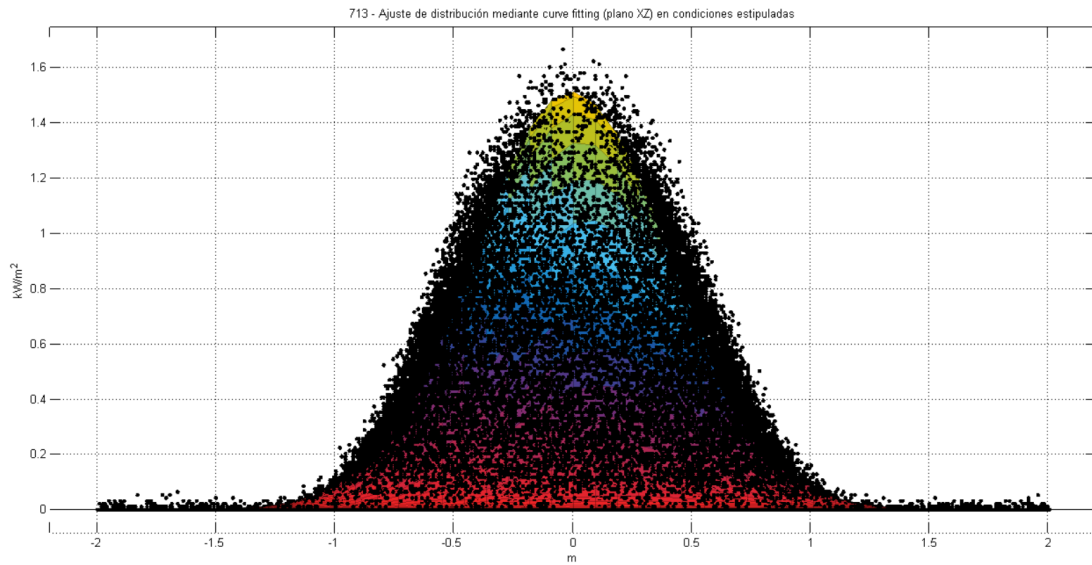


Figura B.2.5 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 713 en condiciones estipuladas (plano XZ)

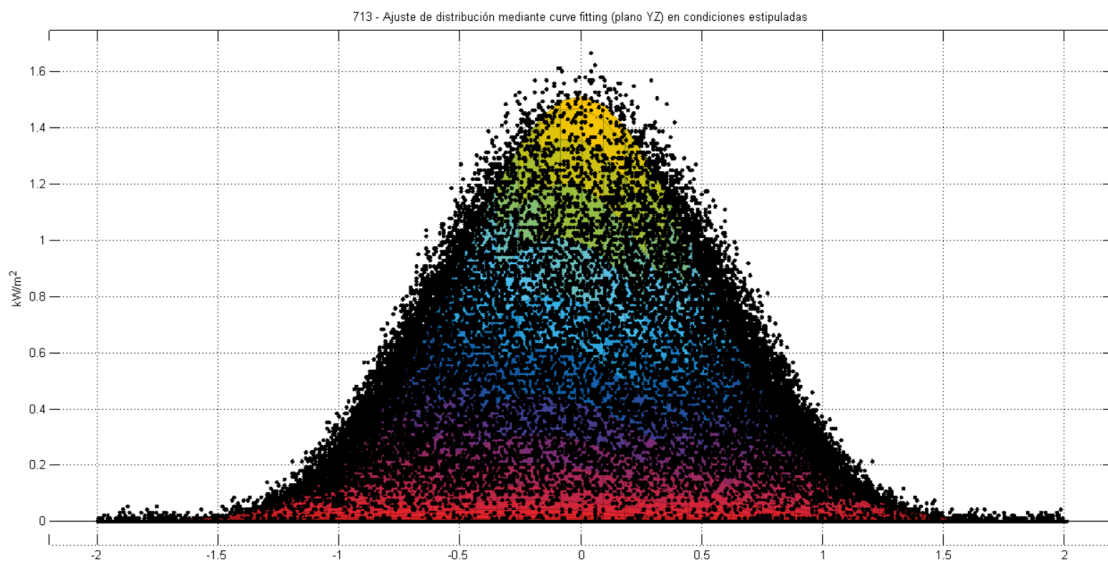


Figura B.2.6 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 713 en condiciones estipuladas (plano YZ)

▪ Helióstato 714

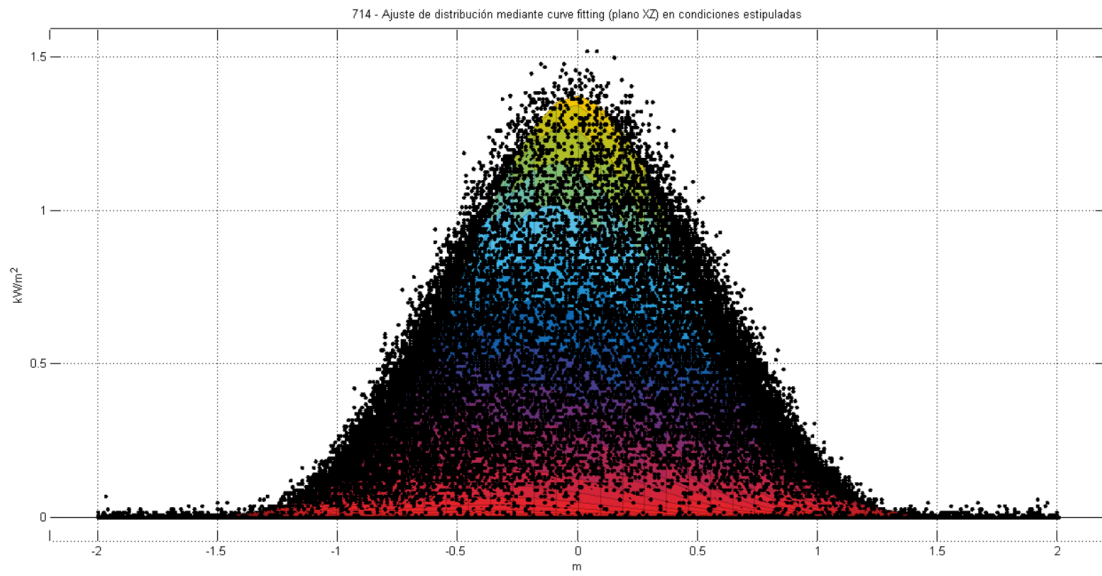


Figura B.2.7 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 714 en condiciones estipuladas (plano XZ)

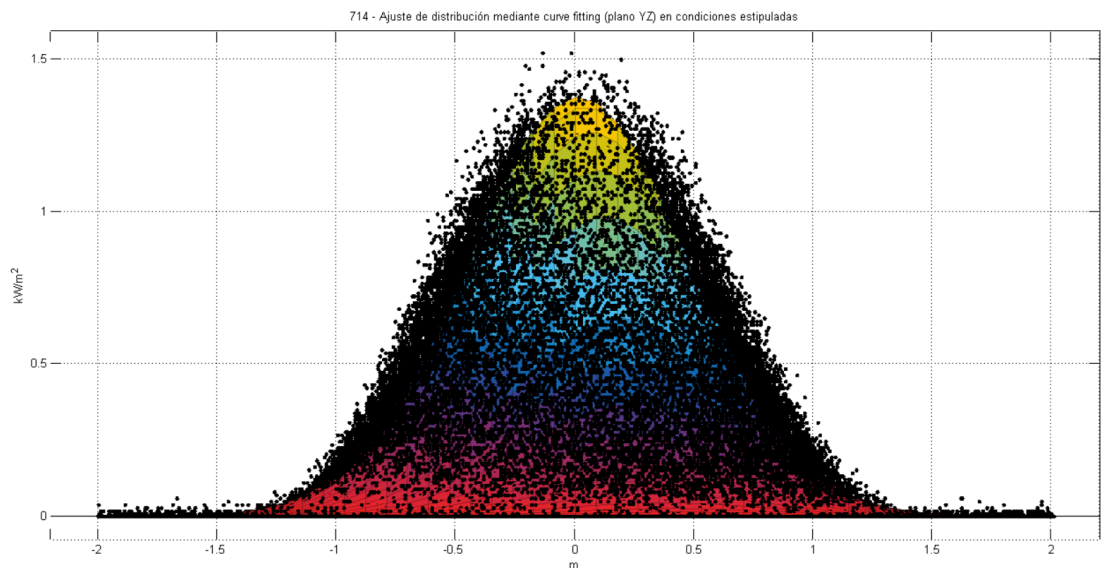


Figura B.2.8 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 714 en condiciones estipuladas (plano YZ)

▪ Helióstato 716

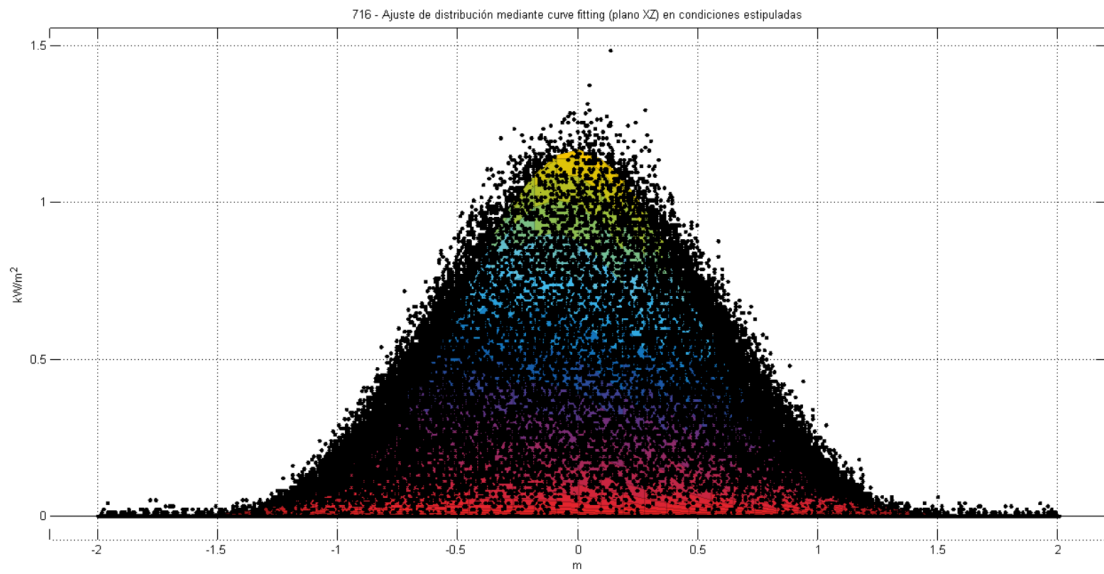


Figura B.2.9 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 716 en condiciones estipuladas (plano XZ)

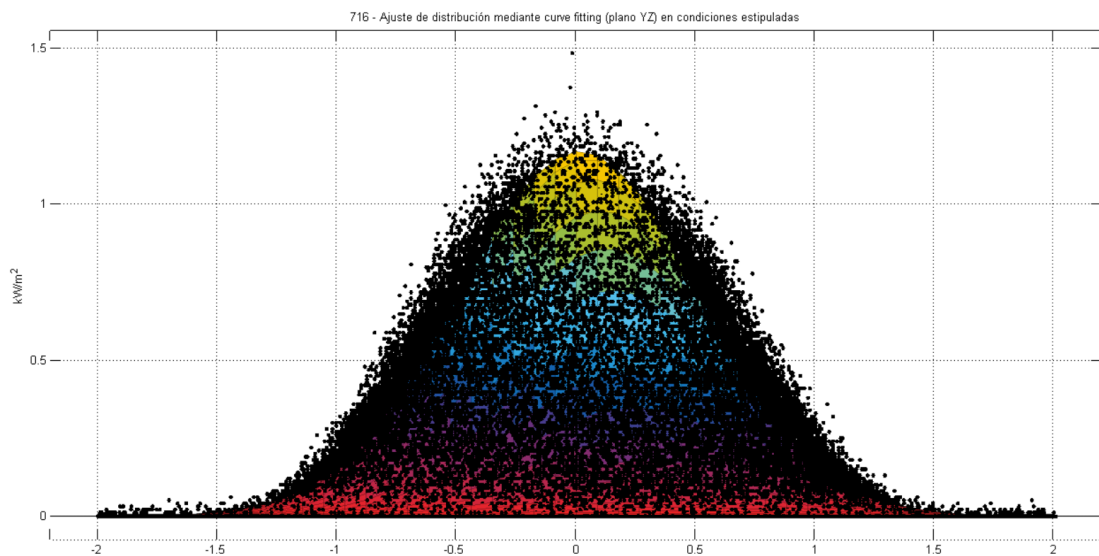


Figura B.2.10 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 716 en condiciones estipuladas (plano YZ)

▪ Helióstato 910

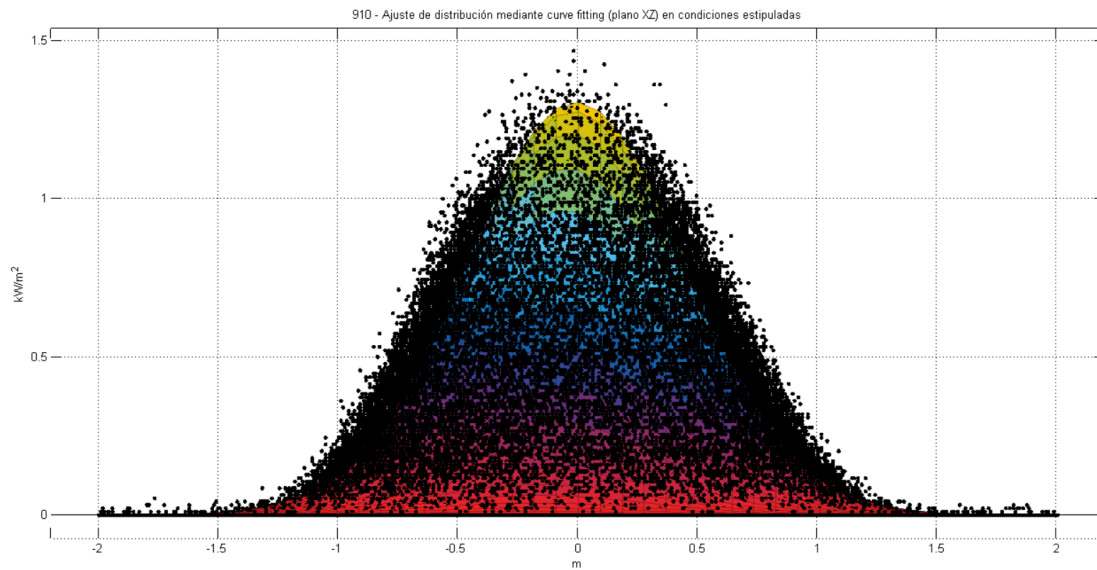


Figura B.2.11 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 910 en condiciones estipuladas (plano XZ)

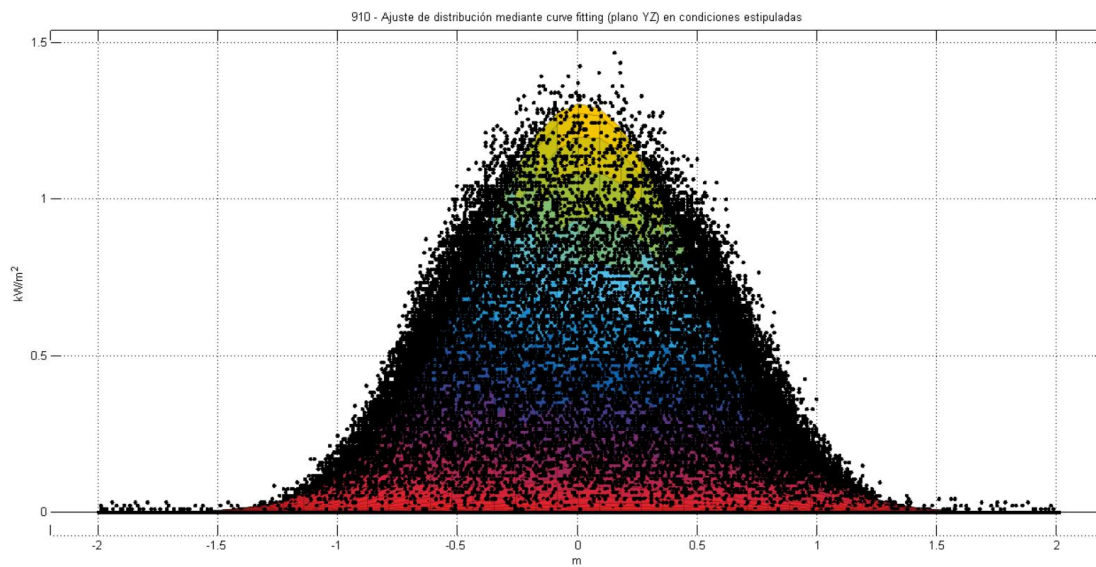


Figura B.2.12 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 910 en condiciones estipuladas (plano YZ)

▪ Helióstato 913

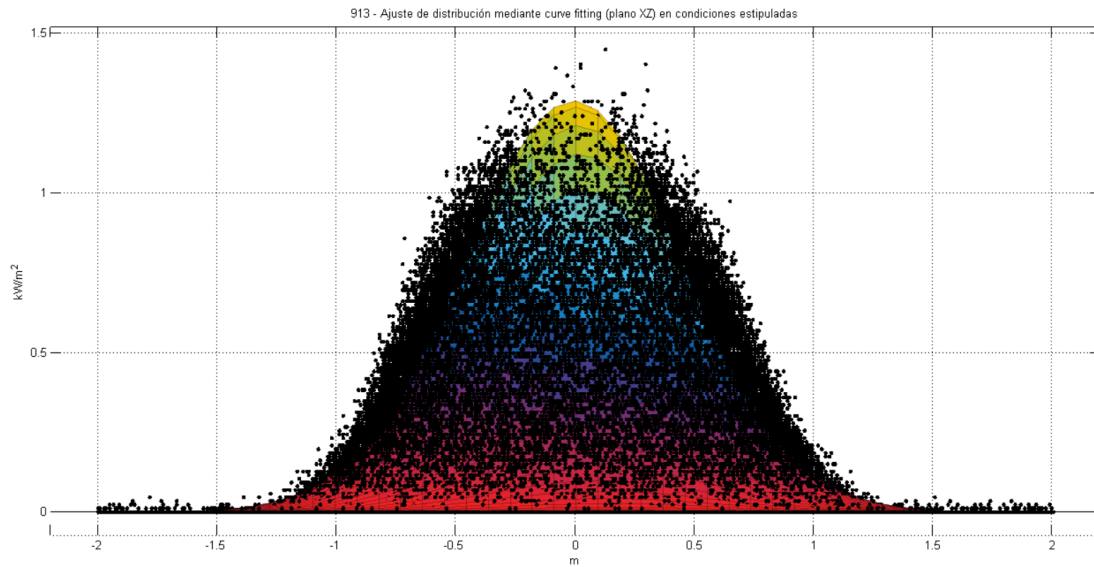


Figura B.2.13 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del heliostato 913 en condiciones estipuladas (plano XZ)

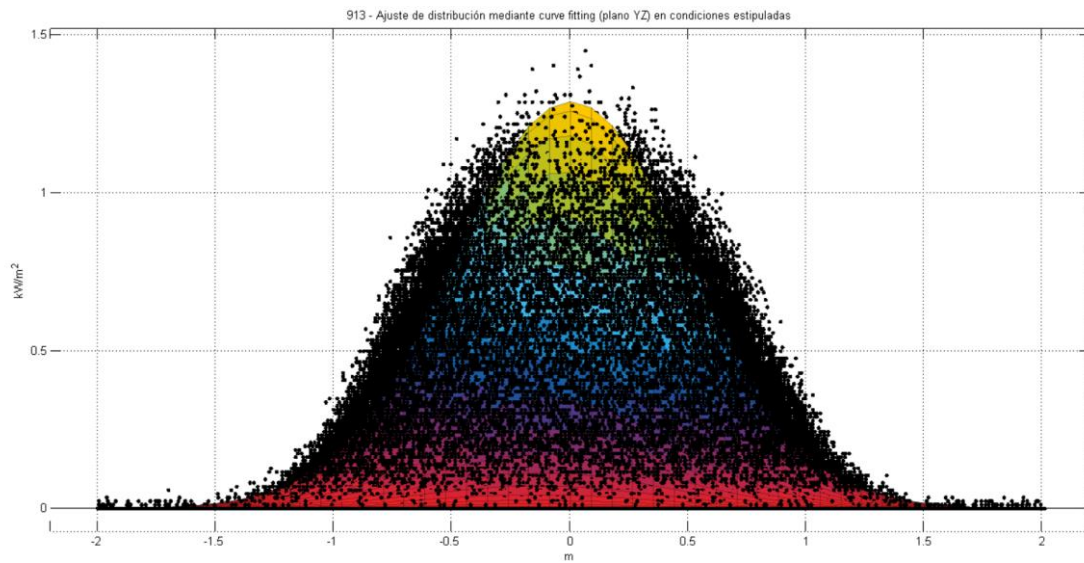


Figura B.2.14 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del heliostato 913 en condiciones estipuladas (plano YZ)

▪ Helióstatos 914

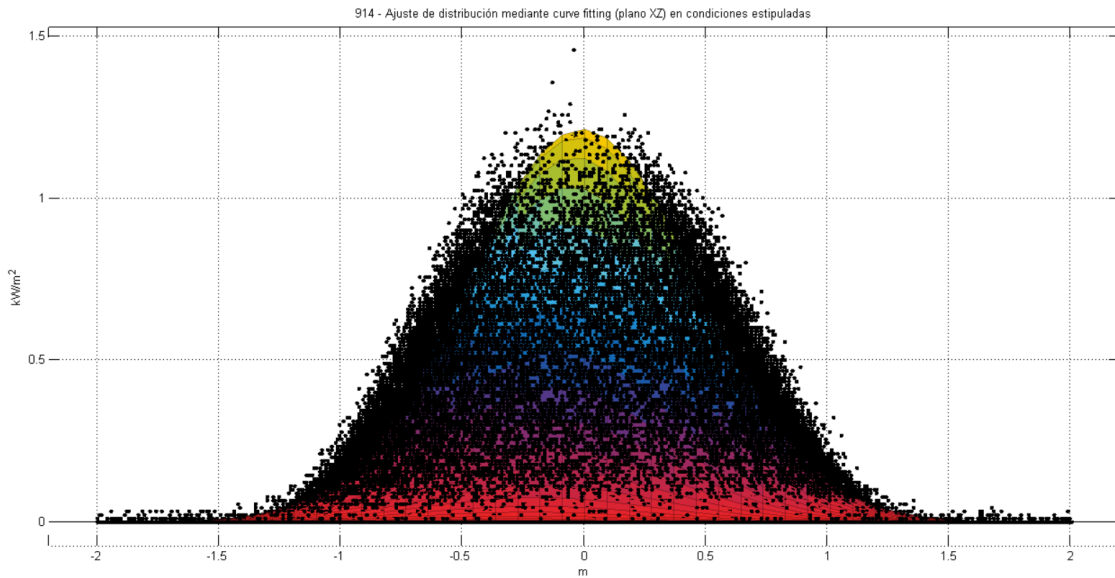


Figura B.2.15 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 914 en condiciones estipuladas (plano XZ)

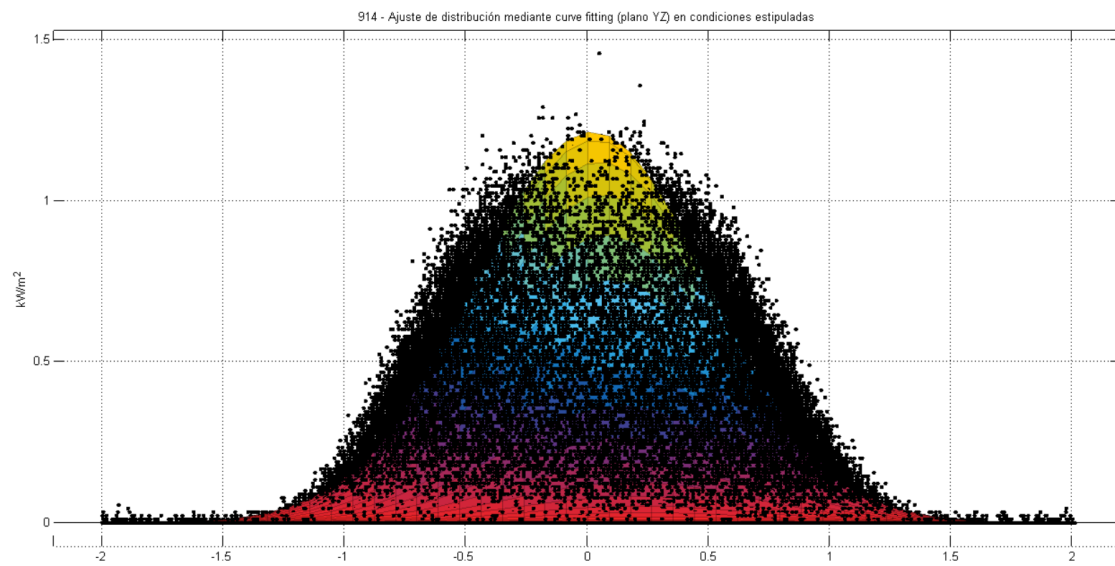


Figura B.2.16 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 914 en condiciones estipuladas (plano YZ)

▪ Helióstato 916

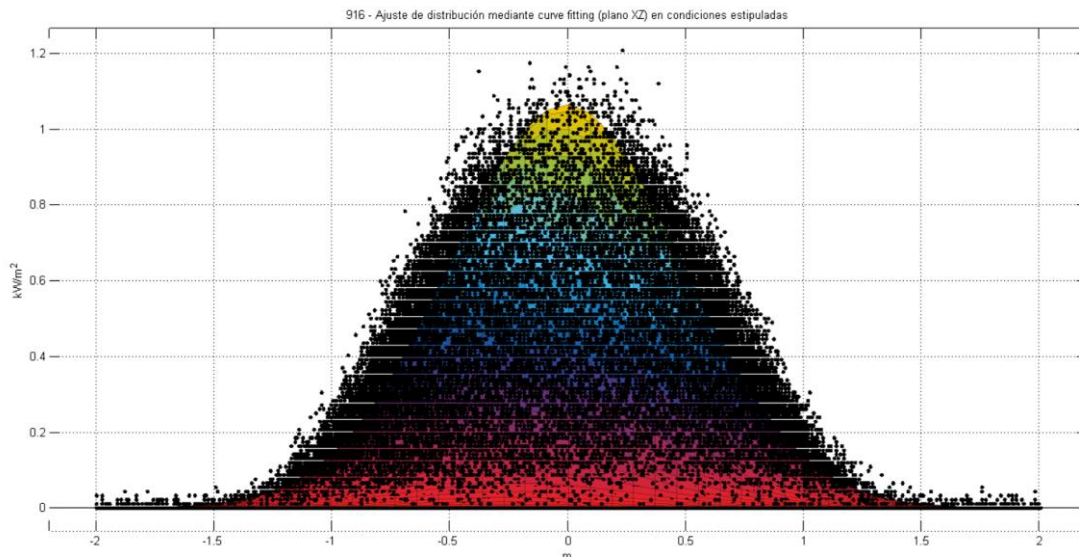


Figura B.2.17 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 916 en condiciones estipuladas (plano XZ)

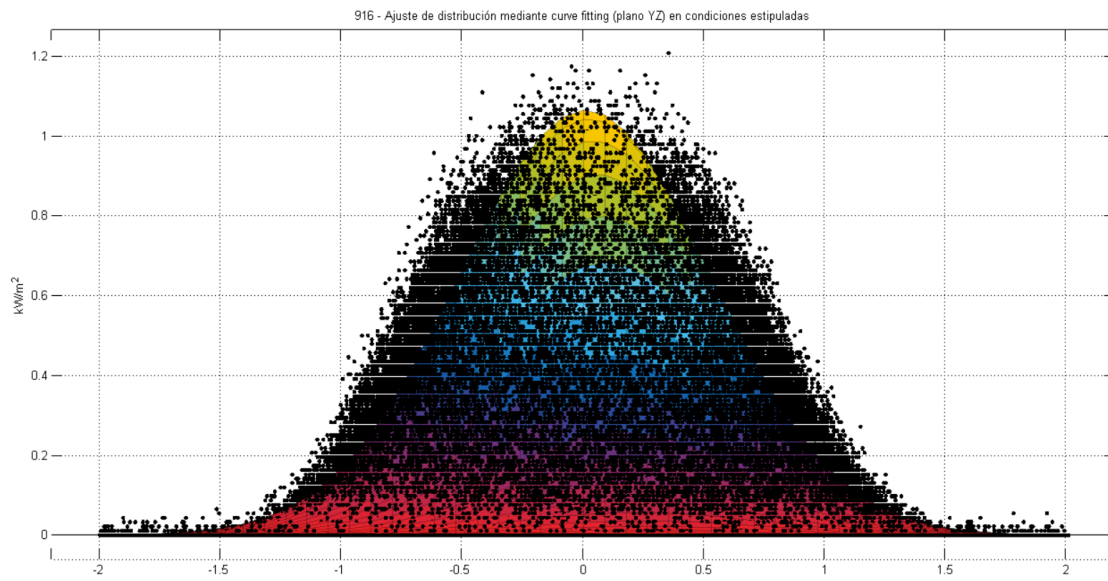


Figura B.2.18 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 916 en condiciones estipuladas (plano YZ)

▪ Helióstato 917

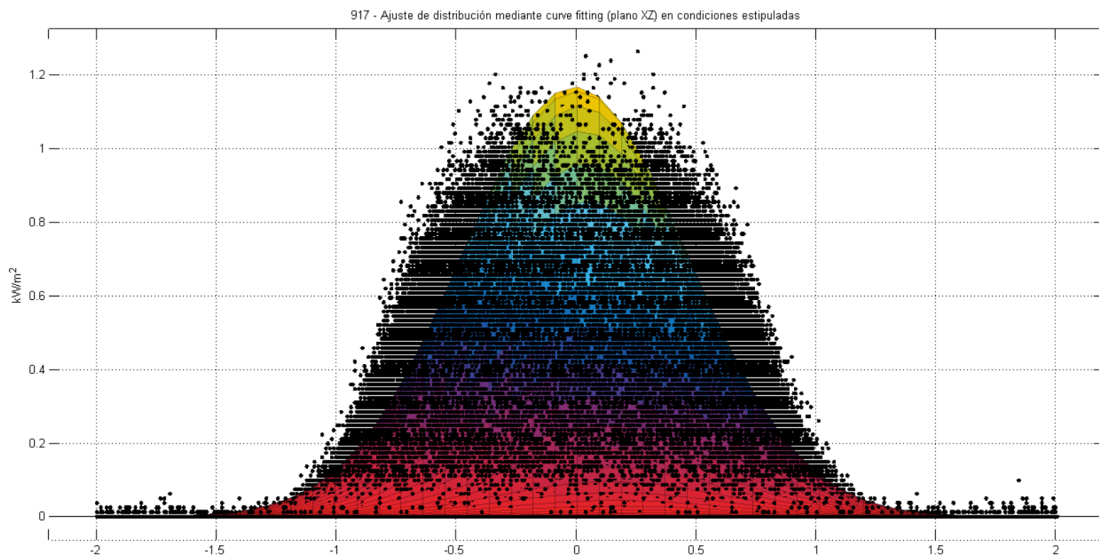


Figura B.2.19 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 917 en condiciones estipuladas (plano XZ)

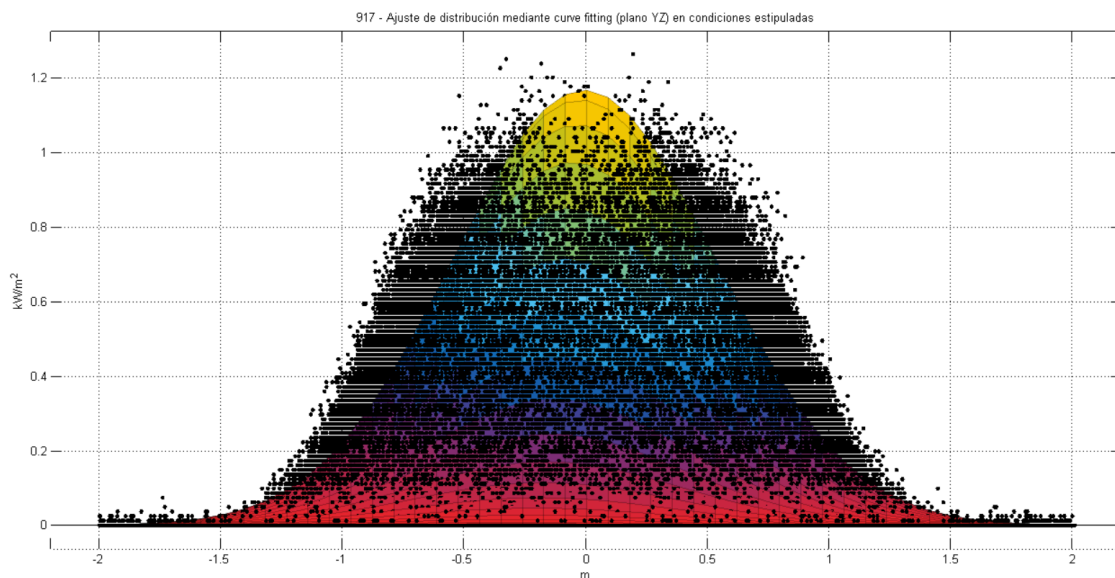


Figura B.2.20 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* del helióstato 917 en condiciones estipuladas (plano YZ)

▪ Todos el conjunto

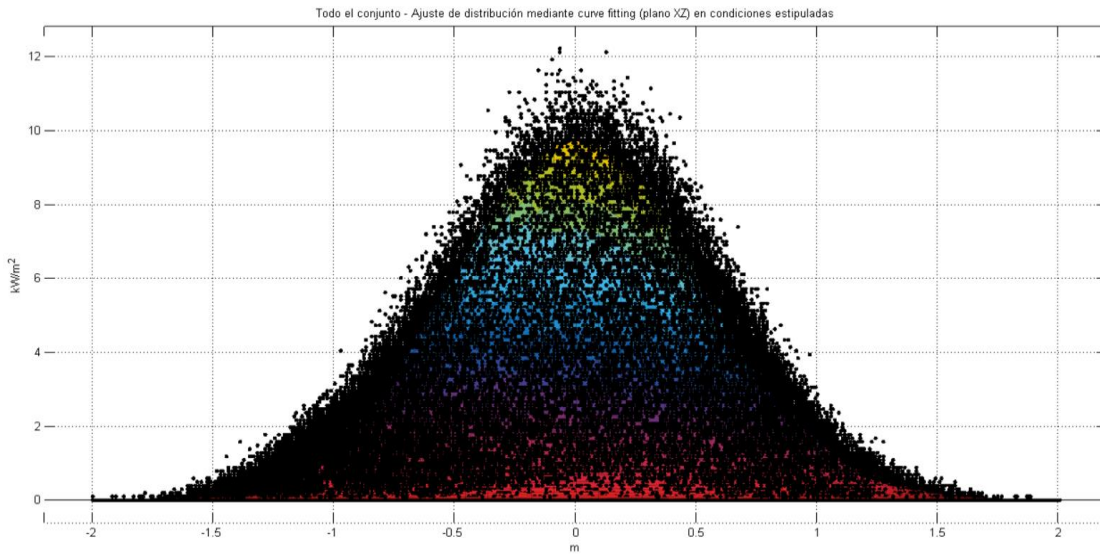


Figura B.2.21 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* de todo el conjunto en condiciones estipuladas (plano XZ)

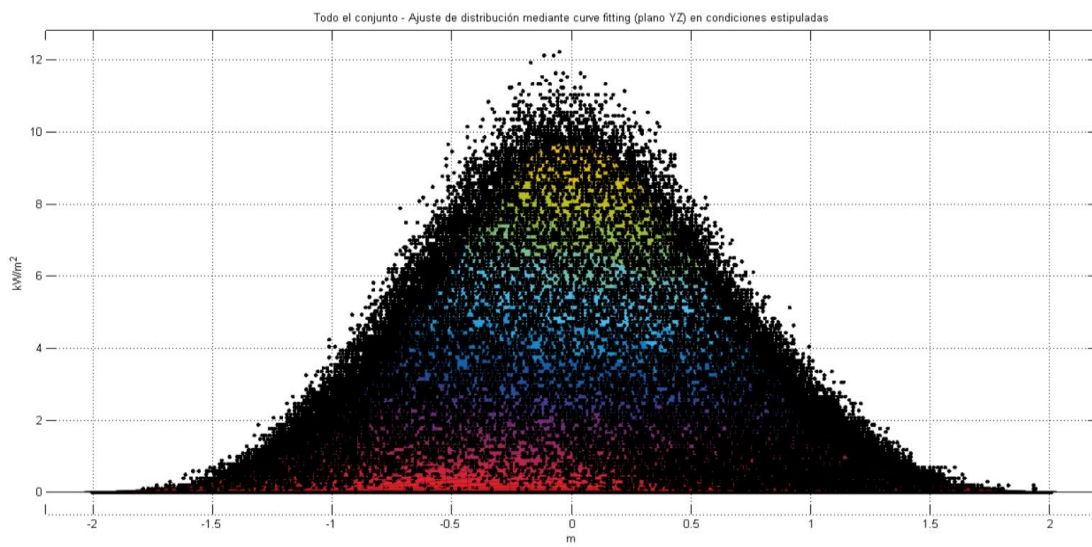


Figura B.2.22 – Ajuste de distribución mediante *curve fitting* de todo el conjunto en condiciones estipuladas (plano YZ)

B.3 Diferentes puntos de enfoque

- Helióstato 910 – punto 1

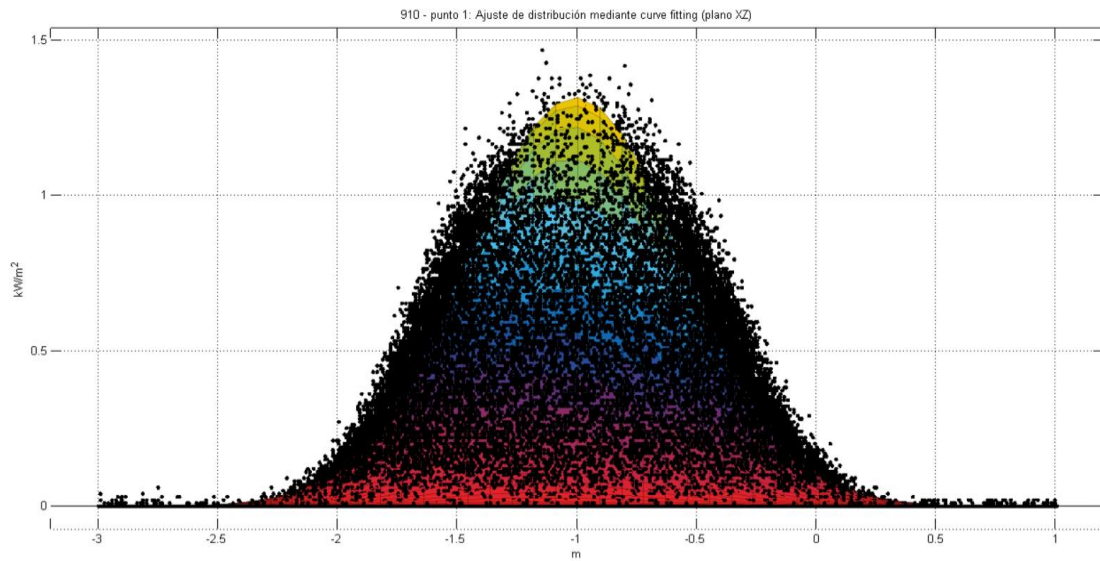


Figura B.3.1 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (-1, 0) (plano XZ)

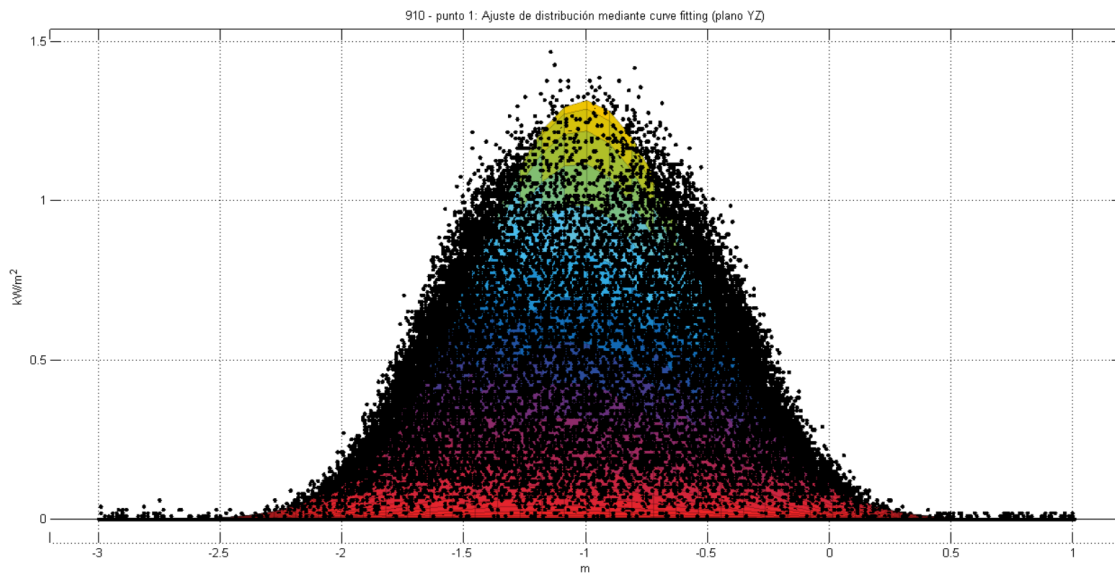


Figura B.3.2 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (-1, 0) (plano YZ)

▪ Helióstato 910 – punto 2

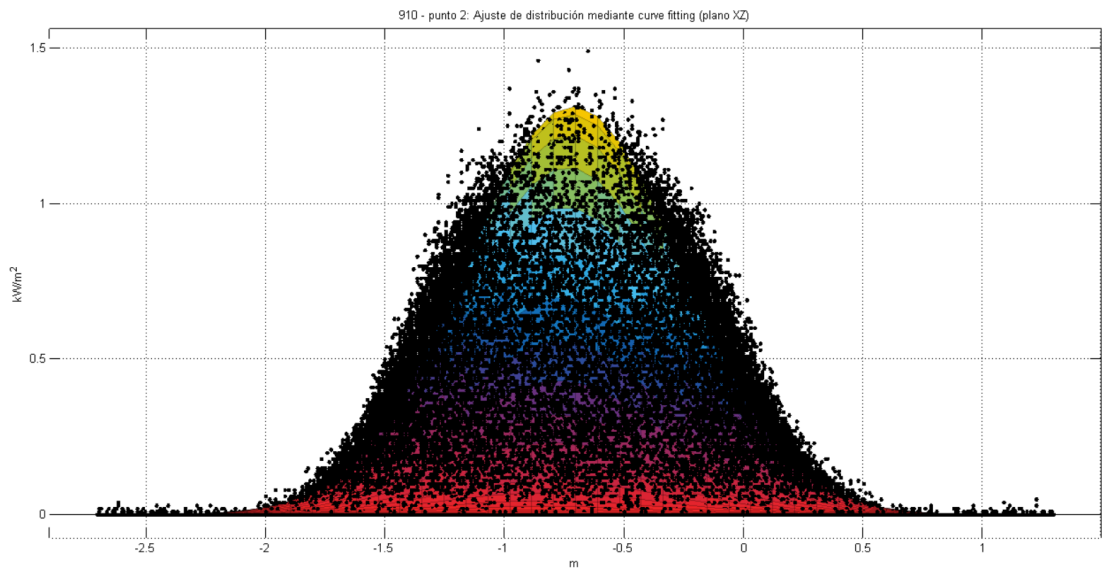


Figura B.3.3 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (-0.707, 0.707) (plano XZ)

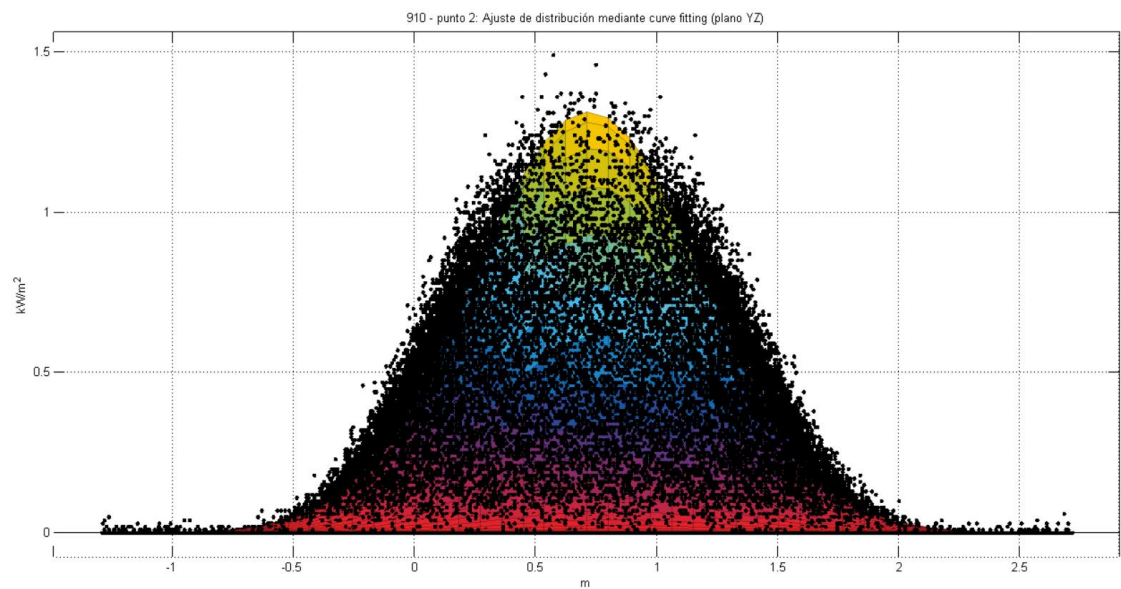


Figura B.3.4 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (-0.707, 0.707) (plano YZ)

▪ Helióstato 910 – punto 3

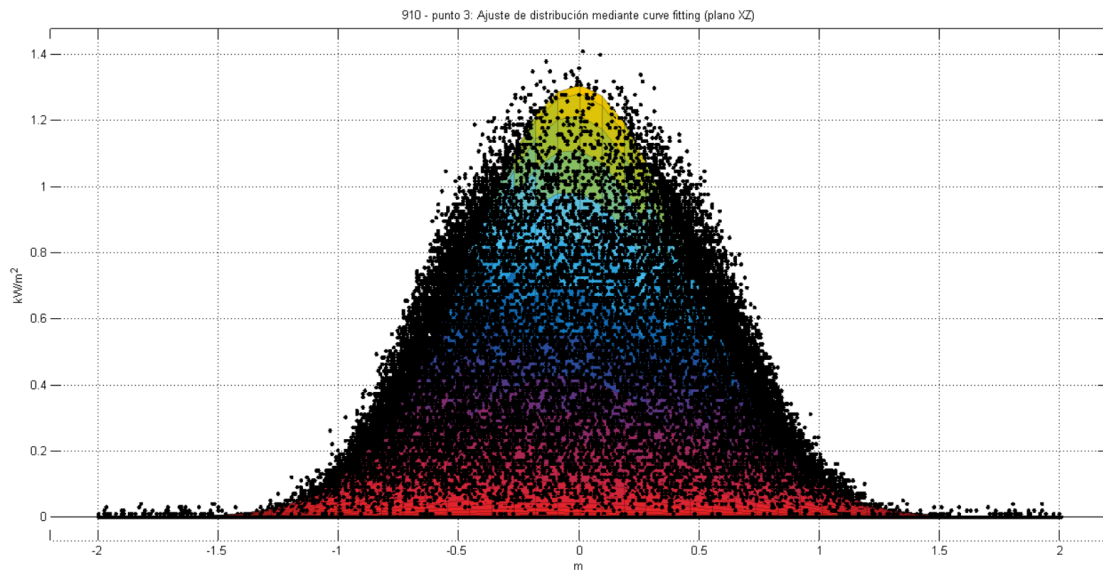


Figura B.3.5 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0, -1) (plano XZ)

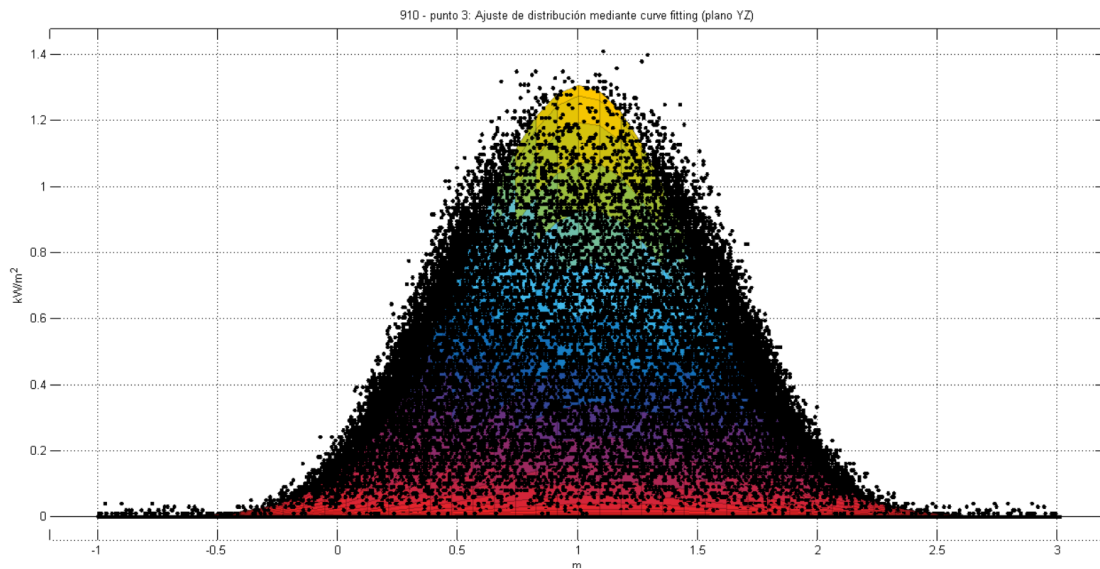


Figura B.3.6 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0, -1) (plano YZ)

▪ Helióstato 910 – punto 4

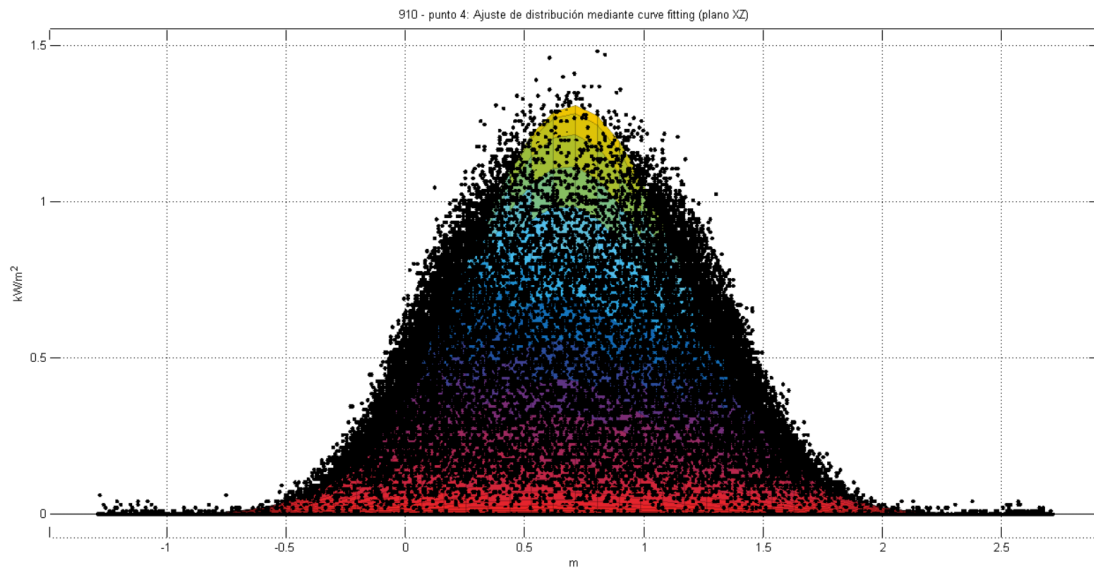


Figura B.3.7 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0.707, 0.707) (plano XZ)

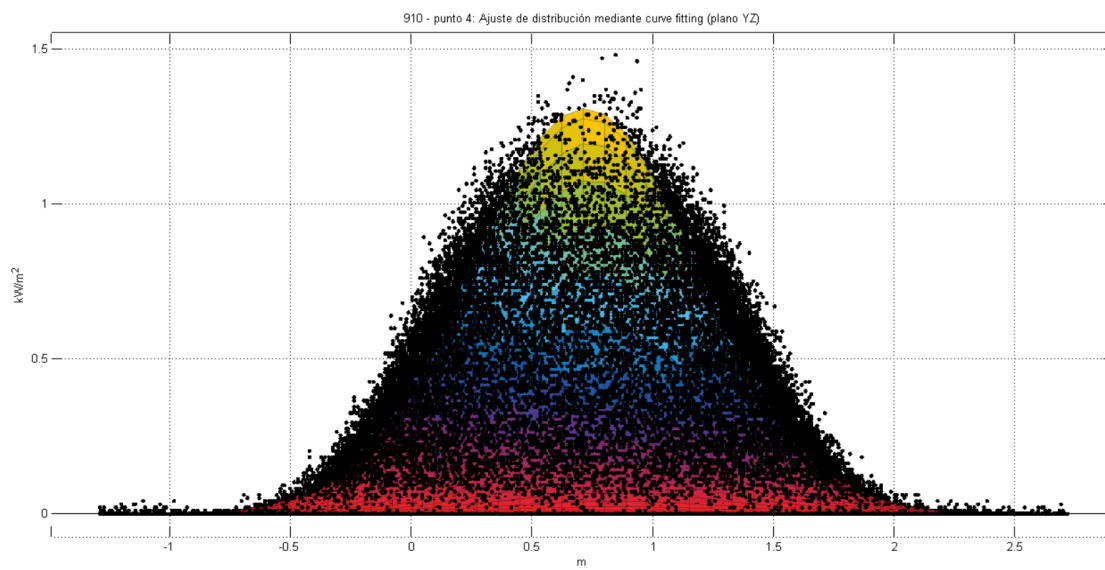


Figura B.3.8 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0.707, 0.707) (plano YZ)

▪ Helióstato 910 – punto 5

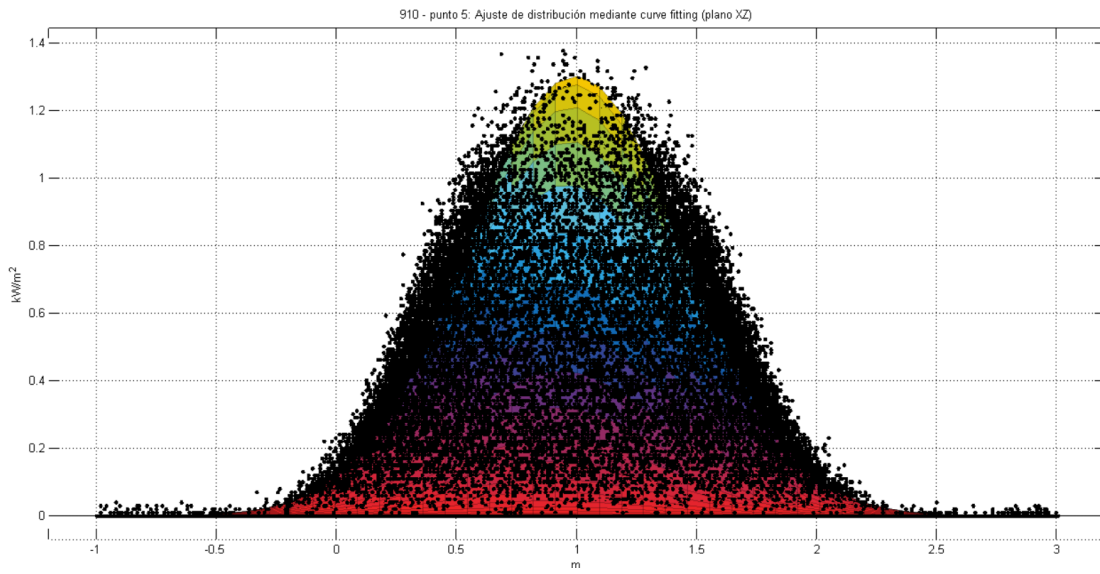


Figura B.3.9 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (1, 0) (plano XZ)

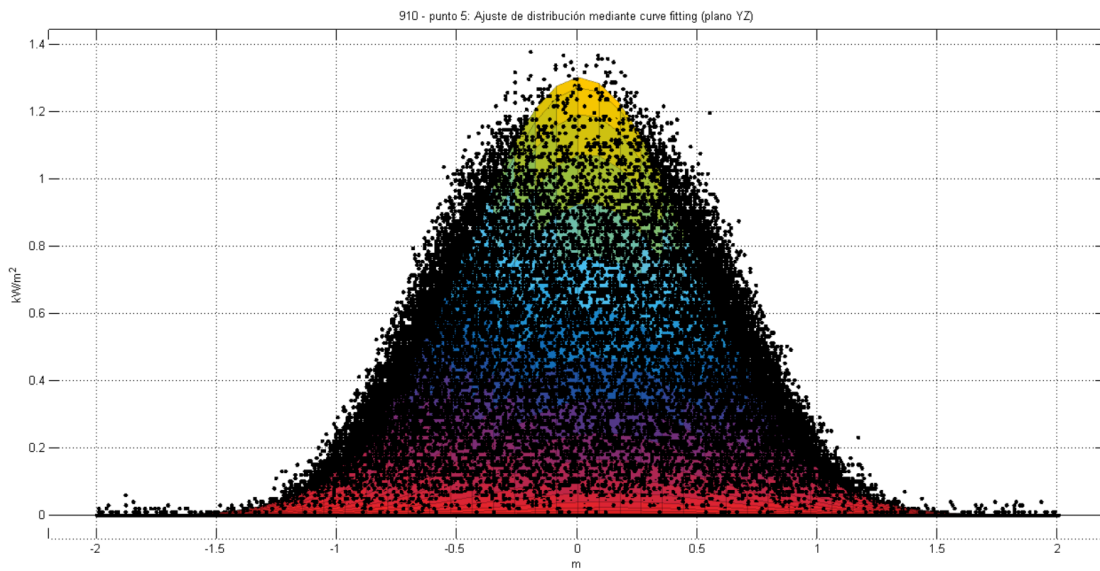


Figura B.3.10 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (1, 0) (plano YZ)

▪ Helióstato 910 – punto 6

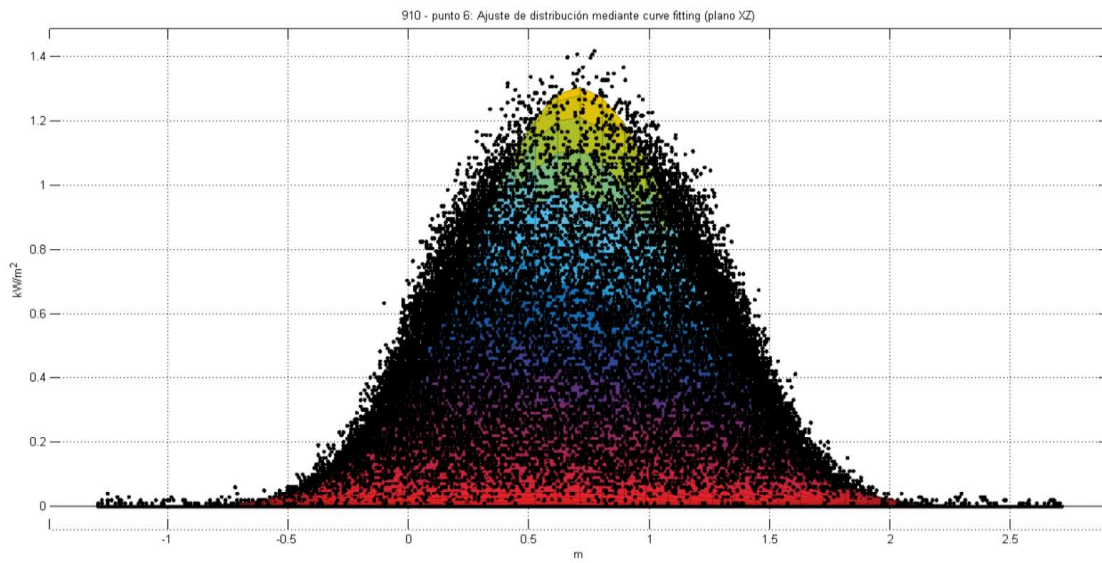


Figura B.3.11 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0.707, -0.707) (plano XZ)

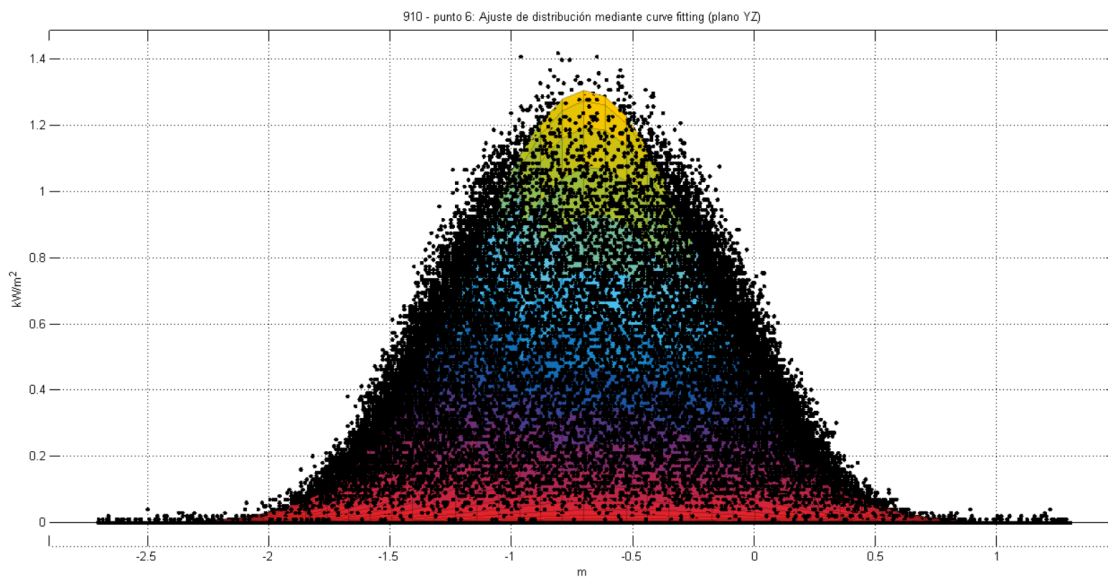


Figura B.3.12 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0.707, -0.707) (plano YZ)

▪ Helióstato 910 – punto 7

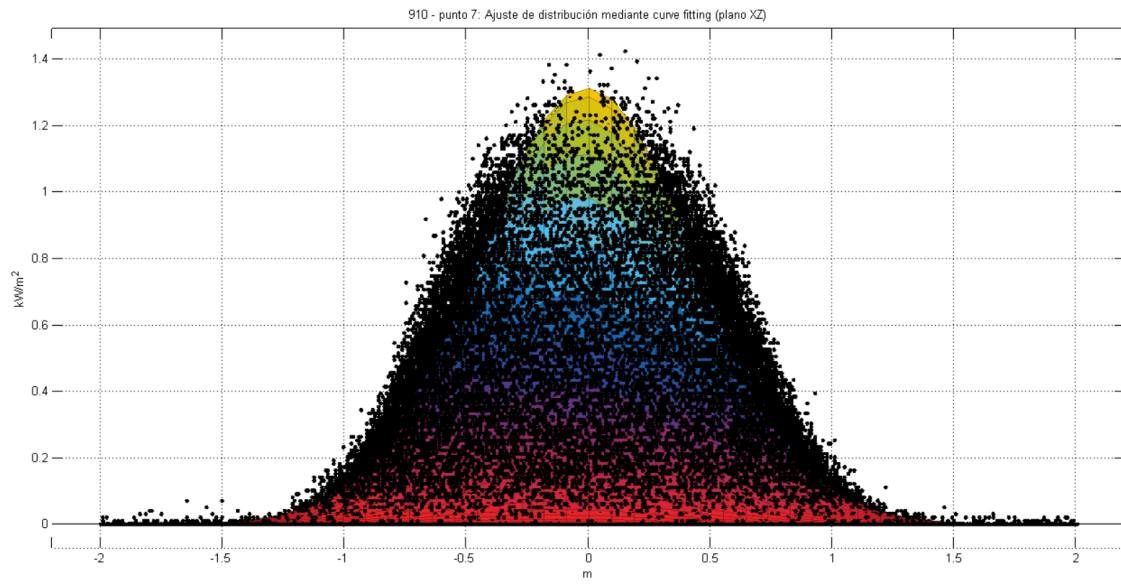


Figura B.3.13 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0, -1) (plano XZ)

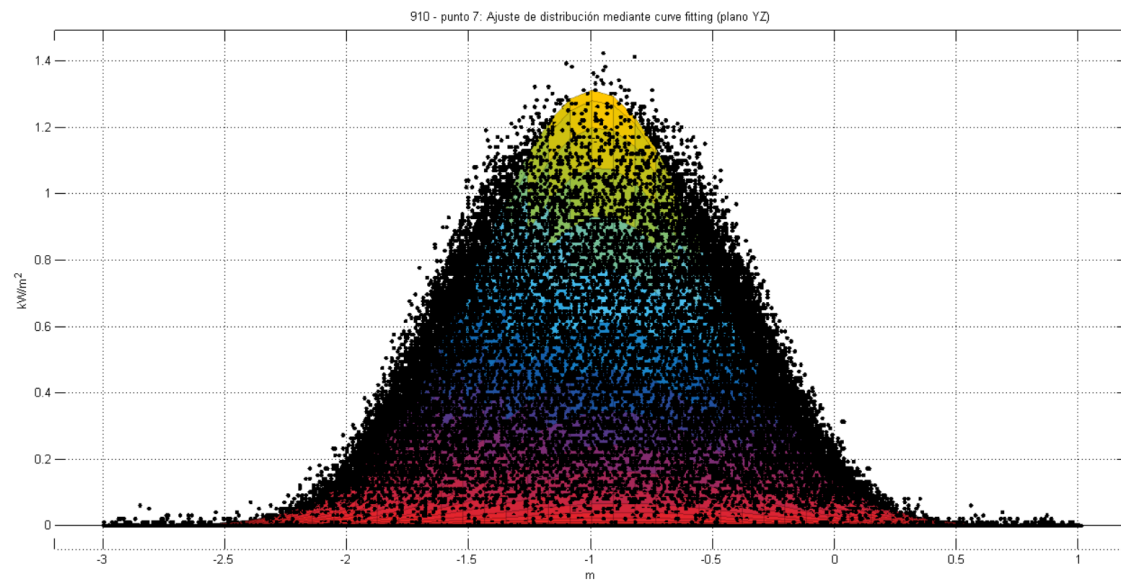


Figura B.3.14 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0, -1) (plano YZ)

▪ Helióstato 910 – punto 8

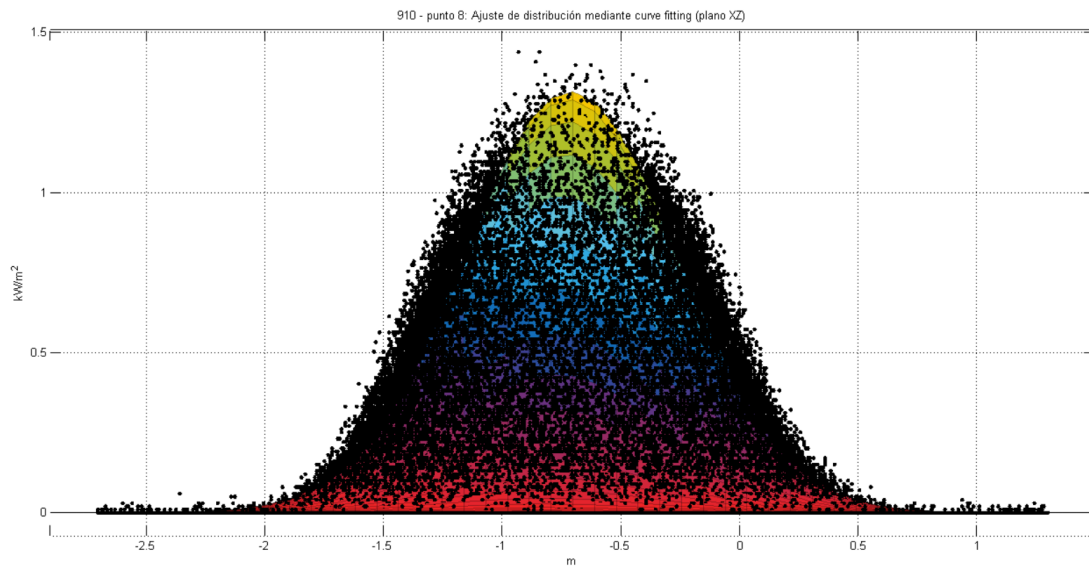


Figura B.3.15 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (-0.707, -0.707) (plano XZ)

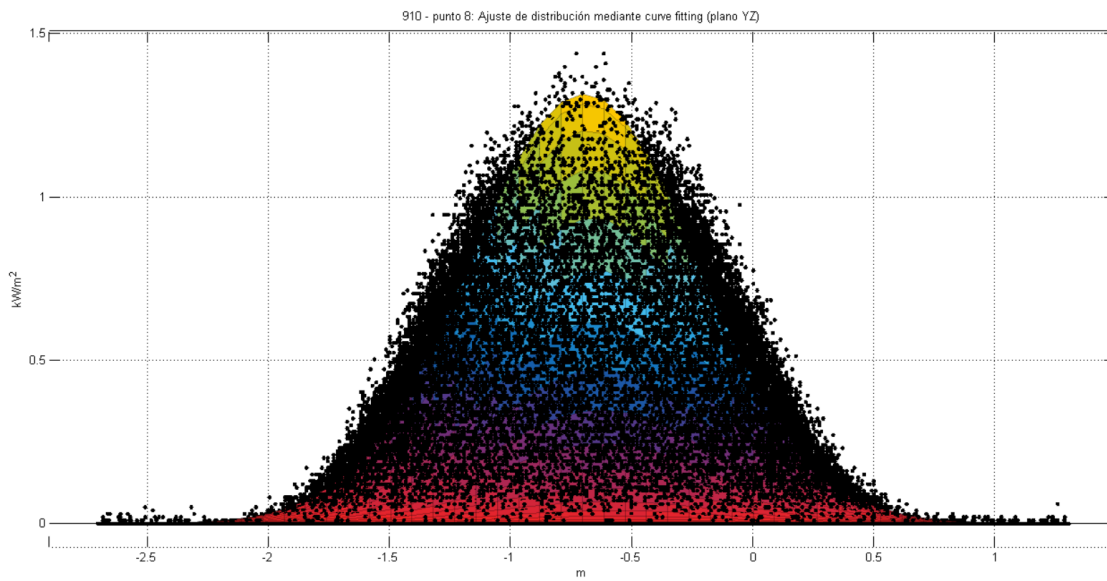


Figura B.3.16 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (-0.707, -0.707) (plano YZ)

▪ Helióstato - centro

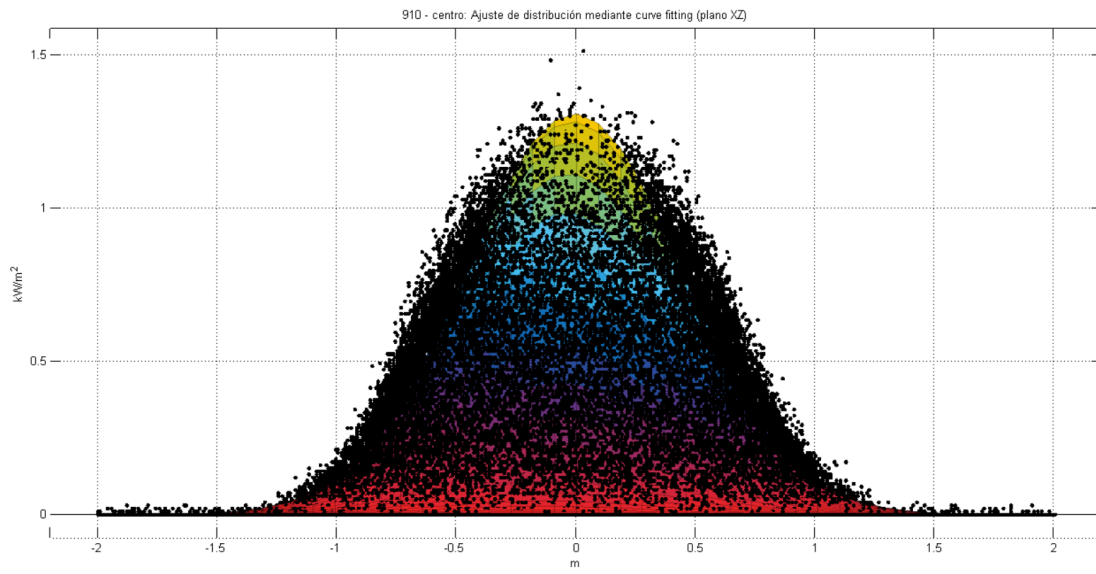


Figura B.3.17 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0, 0) (plano XZ)

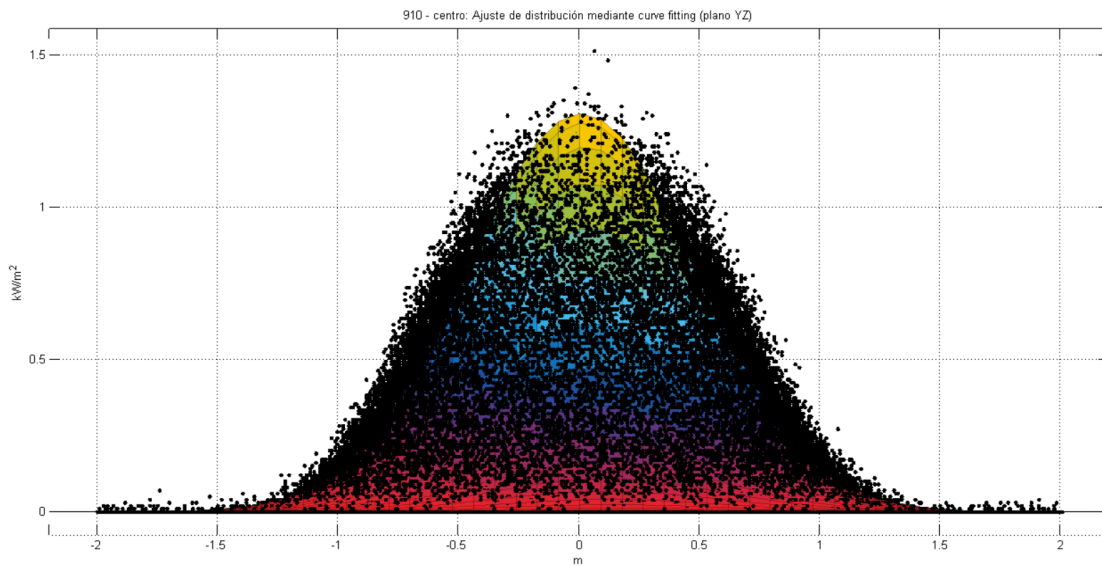


Figura B.3.18 – Ajuste de distribución de flujo del helióstato 910 en (0, 0) (plano YZ)

La energía solar de concentración es una opción que se está explotando a nivel mundial, existiendo un incremento en la construcción y planificación de este tipo de plantas durante los últimos años.

La Central Electro-Solar de Almería I (CESA-I), situada en la Plataforma Solar de Almería (PSA), en Tabernas, Almería, ha actualizado recientemente sus sistemas de monitorización y control del campo de heliostatos, por lo que la obtención de nuevos modelos de los heliostatos que conforman el campo es una tarea necesaria que formará la base para futuros trabajos. Asimismo, para este tipo de centrales, cabe destacar que desde el punto de vista óptico es indispensable la estimación de la distribución de flujo radiante en el receptor, así como la de la potencia incidente, que proporciona un indicador económico en el caso de plantas comerciales.

El principal objetivo de este trabajo es lograr modelar mediante una expresión analítica la distribución de flujo radiante que es proyectada por un conjunto de heliostatos del campo, dadas ciertas condiciones de la operación de la planta, en un receptor situado en la torre a partir de una descripción física del mismo.

Por tanto, se pretende establecer una metodología para obtener las consignas necesarias de un futuro sistema de control demostrando la viabilidad del proceso.

Tras analizar las distintas simulaciones y ajustes de distribuciones de flujo pertinentes, se llega a la principal conclusión de que es posible lograr modelar estas a través de simuladores de trazado de rayos con unos resultados satisfactorios.