



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA- PROCESOS Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA

DISEÑO, PUESTA EN OPERACIÓN Y EVALUACIÓN DE UN HELIÓSTATO CON
FACETAS DEFORMABLES.

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
MARÍA MILITZA ROSALES VALLES

TUTOR PRINCIPAL
Dr. CAMILO ALBERTO ARANCIBIA BULNES, INSTITUTO DE ENERGÍAS
RENOVABLES

COMITÉ TUTOR:
Dr. CLAUDIO ALEJANDRO GASCA ESTRADA, INSTITUTO DE ENERGÍAS
RENOVABLES
M.I. GERARDO ANTONIO RUIZ BOTELLO, CCADET

MÉXICO, TEMIXCO. JULIO 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. CLAUDIO ALEJANDRO GASCA ESTRADA

Secretario: DR. CAMILO ALBERTO ARANCIBIA BULNES

Vocal: DR. CARLOS ALBERTO PEREZ RÁBAGO

1^{er.} Suplente: DRA. HEIDI ISABEL VILLAFAN VIDALES

2^{d o.} Suplente: M.I. GERARDO ANTONIO RUIZ BOTELLO

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: TEMIXCO, MORELOS Y HERMOSILLO, SONORA.

TUTOR DE TESIS:

DR. CAMILO ALBERTO ARANCIBIA BULNES

FIRMA

Resumen

Un helióstato dentro la tecnología de torre central es el dispositivo encargado de recibir y concentrar la radiación solar en un receptor. En Hermosillo, México la UNAM en colaboración con la UNISON están desarrollando el Campo Experimental de Torre Central (CEToC), parte de las actividades que ahí se realizan se orientan al análisis de diseño, construcción, evaluación y caracterización de nuevos prototipos de helióstatos. La búsqueda de mejoras a los prototipos de helióstatos existentes en el CEToC se encamina a la optimización de su operación y abaratamiento de su manufactura. El presente trabajo describe el desarrollo de un prototipo de helióstato de 37.44 m². Entre las mejoras incorporadas al presente diseño está un diseño en herradura, para que el helióstato sea abatible y disminuir así el ensuciamiento por polvo en el área reflejante; peso aligerado, a través de la reducción del espesor del vidrio y el consecuente aligeramiento estructural; un cabezal más barato y preciso, así como más ligero; facetas deformables para mejorar su comportamiento óptico; un sistema de canteo más preciso. Se simuló deformaciones en las facetas para evaluar el desempeño de concentración del sistema óptico, así se observó que es factible la integración de un dispositivo deformador de facetas, que a su vez facilitara el canteo de las mismas. Para el diseño del nuevo marco estructural se rigió por la selección de componentes de dimensiones comerciales evitando desperdicio de material y aminorando trabajo de manufactura. Se simuló el comportamiento mecánico de la estructura del nuevo prototipo de helióstato. El nuevo helióstato se instaló en el CEToC, en donde se le llevaron a cabo diversas pruebas para evaluar el desempeño del prototipo. Estas pruebas son; mancha solar reflejado por el helióstato, técnica de proyección de franjas, medición de la deformación de la estructura en el campo y precisión de seguimiento del cabezal. Se discutieron los resultados de estas pruebas.

Abstract

In central receiver solar power plant technology heliostats receive beam solar radiation and concentrate them onto a receiver atop a tower. In Hermosillo, Mexico UNAM and UNISON are jointly developing a Central Receiver Experimental Field (CREF) to carry out research on central receiver technology. An important part of the current activities are oriented towards the design and evaluation of new heliostat prototypes. The goals are the improvement of heliostat performance and the reduction of fabrication costs. The present work describes the development of a 37.44 m² heliostat. Among the improvements incorporated to the present design with respect to previous prototypes developed at this facility are: a horseshoe design to allow an inverted stow position, to reduce dust accumulation on reflective surfaces; significant weight reduction, by diminishing glass thickness, with the consequent reduction in structural requirements; a lighter, more accurate and much cheaper heliostat gearbox; deformable facets to improve optical performance; and a more accurate canting mechanism. The effect of facet deformations was simulated to assess the potential improvement of incorporating the deformation mechanism. The mechanical behavior of the heliostat structure was also simulated. The heliostat was built and installed at the CREF where several tests were run to evaluate the real performance of the systems. These tests included solar image formation by the heliostat, fringe reflection technique, measurement of the structural deformation on the field, and tracking accuracy tests. The main results of these tests are discussed.

Agradecimientos

Índice

Resumen	i
Abstract	ii
Índice	iv
Índice de figuras	viii
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	1
1.1 Marco conceptual	2
1.1.1 Importancia de las energías renovables a nivel mundial	2
1.1.2 Energía solar	3
1.1.3 Radiación solar	4
1.1.4 Energía termosolar concentrada	4
1.1.5 Energía termosolar concentrada	5
1.1.6 Recurso solar en México	7
1.2 Generación termosolar de potencia	8
1.2.1 Tipos de centrales termosolares de potencia y su descripción	9
1.2.2 Importancia de la energía termo solar de concentración a nivel mundial	11
1.3 Tecnología de torre central	13
1.3.1 Plantas de torre central en el mundo	15
1.3.2 El campo experimental de torre centra de Hermosillo	18
1.4 Planteamiento del problema	20
1.4.1 Importancia de los helióstatos en el desarrollo tecnológico de sistemas de torre central	20
1.4.2 Desarrollo de helióstatos en el CEToC.....	21
1.5 Hipótesis y Objetivos.....	22
1.5.1 Hipótesis	22
1.5.2 Objetivo General.....	22
1.5.3 Objetivos Particulares.....	22
CAPÍTULO 2 TECNOLOGÍA DE HELIÓSTATOS	24
2.1 Antecedentes	25
2.1.1 Historia del desarrollo de helióstatos.....	25
2.1.2 Estructura actual de un helióstato convencional.....	30
2.2 Canteo de Helióstatos	32
2.2.1 Concentración fuera de eje	33

2.2.2 Tipos de canteo	35
2.2.3 Métodos de canteo	37
2.2.4 Comparación entre distintos métodos de canteo	39
2.3 Deformación de facetas.....	41
2.4 Desarrollo de helióstatos en el CEToC.....	41
2.4.1 Limitaciones observadas en los prototipos existentes.	50
2.4.2 Propuesta de un nuevo prototipo.....	51
2.5 Concepto de análisis estructural.....	52
2.5.1 Análisis por método de elementos finitos.....	53
2.5.2 Cargas de viento	54
CAPÍTULO 3 METODOLOGÍA TEÓRICA.....	59
3.1 Simulación óptica de facetas deformables	60
3.1.1 Modelo de simulación	60
3.1.2 Geometría del sistema óptico	60
3.1.3 Fuentes de error en la distribución de irradiancia	62
3.1.4 Forma Solar	62
3.1.5 Propiedades ópticas y error de pendiente.....	63
3.1.6 Datos de Simulación	63
3.2 Propuesta de diseño y modelación mecánica del prototipo	64
3.2.1 Elementos estructurales que conforman al helióstato.....	67
3.3 Análisis estructural del helióstato.....	69
3.3.1 Cargas que actúan sobre el helióstato	70
3.3.2 Consideraciones generales para los parámetros de simulación.....	71
3.3.3 Sistemas de carga que actúan sobre la estructura de soporte del helióstato.....	72
3.3.4 Cálculo de la carga de viento sobre el helióstato	75
3.3.5 Correlaciones de ajuste para el cálculo de los coeficientes.....	75
3.3.6 Condiciones para el cálculo de carga de viento en el helióstato	77
3.4 Cálculo de momentos y esfuerzos en el tubo de torque.	78
3.5 Simulación mecánica de facetas deformables.....	81
3.6 Determinación teórica del canteo	83
3.6.1 Cálculo de las normales de las facetas	83
3.6.2 Simulación para el trazado de rayos para el canteo del helióstato	87
3.6.3 Cálculos de ángulos pre canteo.....	89

CAPÍTULO 4	METODOLOGÍA EXPERIMENTAL.....	91
4.1	Puesta en operación	92
4.1.1	Ensamble del nuevo prototipo	92
4.2	Procedimiento de canteo.....	93
4.2.1	Definición del protocolo de pre canteo	93
4.2.2	Canteo fuera de eje del helióstato.....	94
4.3	Análisis óptico de facetas concentradoras	95
4.3.1	Prueba de mancha solar reflejada a una faceta concentradora.....	95
4.3.2	Equipo utilizado.....	96
4.3.3	Procesamiento de imágenes	97
4.3.4	Configuración de ajuste en el sistema de deformación de la faceta	98
4.4	Pruebas y evaluación experimental del nuevo prototipo de helióstato	99
4.4.1	Prueba de proyección de franjas a una faceta concentradora	99
4.4.2	Equipo utilizado.....	100
4.4.3	Protocolo de captura de imágenes.	100
4.4.4	Prueba de precisión de apuntamiento del cabezal	101
4.4.5	Prueba de mancha solar reflejada	102
4.4.6	Equipo utilizado.....	102
CAPÍTULO 5	RESULTADOS TEORICOS.....	104
5.1	Resultados simulación óptica de facetas deformables.....	105
5.1.1	Variación de la distribución de intensidad de flujo en función de distintos factores.	105
5.1.2	Comparación entre casos en función de la deformación de facetas	105
5.1.3	Comparación entre casos en función del error de pendiente	106
5.1.4	Comparación entre casos en función de la distancia focal	108
5.1.5	Simulación óptica de facetas concentradoras	109
5.2	Análisis estructural deformaciones por desplazamiento estático	115
5.3	Análisis de cálculo de momentos y esfuerzos en el tubo de torque.	123
5.4	Resultados simulación mecánica de facetas deformables	125
CAPÍTULO 6	RESULTADOS EXPERIMENTALES.....	129
6.1	Observaciones de ensamble.....	130
6.1.1	Marco estructural	130
6.1.2	Marco de faceta.....	131

6.1.3 Cabezal.....	132
6.1.4 Celosía	133
6.2 Pre-canteo y canteo del helióstato.....	134
6.3 Mancha solar reflejada por una faceta	135
6.4 Proyección de franjas.....	139
6.5 Precisión de apuntamiento del cabezal	143
6.5.1 Repetibilidad.....	143
6.5.2 Backlash	144
6.5.3 Deriva.....	145
CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	148
7.1 Observaciones de ensamble.....	149
7.1.1 Marco estructural	149
7.1.2 Método de canteo.....	149
7.2 Conclusiones y recomendaciones.....	150
Bibliografía	157

Índice de figuras

Figura 1.1: Capacidad global instalada y suministro de energías renovables 2009-2012 (tomado de, REN 21, SolarPaces & Asociación Europea de Energía Solar)	3
Figura 1.2: Relaciones geométricas Sol-Tierra	4
Figura 1.3: Distribución espectral de la radiación solar comparada con radiación de un cuerpo negro a 5777 K.	5
Figura 1.4: Concentración Solar.	6
Figura 1.5: Irradiación solar global diaria en México. (NREL, 2012)	7
Figura 1.6: Irradiación solar directa diaria en México (NREL, 2012).....	8
Figura 1.7: Esquema general de una central termosolar de potencia (Romero Alvarez & Zarza, 2007).....	9
Figura 1.8: Canal parabólico esquema y en operación.....	10
Figura 1.9: Concentrador lineal de fresnel esquema y en operación.....	10
Figura 1.10: Disco parabólico esquema y en operación.	11
Figura 1.11: Receptor central o torre central esquema y fotografía de la planta PS20 en operación.....	11
Figura 1.12: Capacidad global instalada de sistemas termosolares de potencia en el periodo 2008-2011, (NREL, 2012).....	12
Figura 1.13: Esquema de planta termosolar de potencia de torre central. (Adaptado de: Central Solar UNESA).....	15
Figura 1.14: Planta Solar One, Barstow CA.....	16
Figura 1.15: Planta solar Sierra Sun Tower (izquierda) y Jülich (derecha).....	16
Figura 1.16: Planta PS10 superior y Planta PS20 inferior, Sevilla.	17
Figura 1.17: Planta Gemasolar de la empresa Torresol Energy, Sevilla.	17
Figura 1.18: Planta Ivanpah Solar, California, USA. (en construcción).....	18
Figura 1.19: Campo de Pruebas de Helióstatos, Hermosillo.....	19
Figura 2.1: Conceptos desarrollados de heliostatos en EEUU entre 1975 y 1982. (adaptado de Kolb, 2007)	26

Figura 2.2: Prototipos de heliostatos en la segunda mitad de los 80's, tecnología vidrio-metal (arriba) y tecnología de membrana tensionada (abajo) (adaptado de: Kolb, 2007).	27
Figura 2.3: Prototipo de heliostato instalado en Gemasolar (Lata, 2010).	28
Figura 2.4: Heliostato instalado en NSTTF	29
Figura 2.5: Plana termosolar Ivanpah.	30
Figura 2.6: Seguimiento de eje giratorio alineado al objetivo.	30
Figura 2.7: Modelo de heliostato instalado en Solar One (izq.) y componentes del heliostato convencional (der.)(adaptado de: H.Fong, 1981).	31
Figura 2.8: Alineación de facetas, vista lateral.	33
Figura 2.9: Alineación de facetas, vista frontal.	33
Figura 2.10: Concentración en eje (izquierda) y concentración fuera de eje (derecha).	33
Figura 2.11: Plano tangencial (izquierda) y plano sagital (derecha).	34
Figura 2.12: Canteo esférico en eje.	35
Figura 2.13: Caso verano (izquierda) y Caso invierno (derecha)	35
Figura 2.14: Diagrama de alineación de heliostato fuera de eje con el receptor.	36
Figura 2.15: Seguimiento de eje alineado al objetivo (Adaptado de: Chong K.K,2011).	38
Figura 2.16: Heliostato UNISON-TxTec H6.	42
Figura 2.17: Heliostato UNISON-MC-H1.5, parte frontal (superior) parte trasera (inferior) (Sosa, 2012).	43
Figura 2.18: Heliostato UNISON-TX-H36 (izquierda) y transmisiones de movimiento (derecha).	44
Figura 2.19: Sistema de sujeción y canteo de espejo del heliostato UNISON-TX-H36.	44
Figura 2.20: Sistema de sujeción y canteo de espejo del heliostato UNISON-TX-H36B.	45
Figura 2.21: Heliostato modelo UNAM 36-A en posición de descanso.	46
Figura 2.22: Modelo 3D en explosivo del heliostato modelo UNAM 36-A (Sosa, 2012).	47
Figura 2.23: Cabezal de transmisión de movimiento; modelo en 3D (izq.) (Sosa, 2012) y prototipo (der.).	48

Figura 2.24: Helióstato modelo UNAM 36-B en posición de operación (derecha) y de descanso abatible (izquierda).	48
Figura 2.25: Cabezal PIRAMIDE ensamblado en el helióstato UNAM-36-C.	50
Figura 2.26: Elementos de sujeción y de canteo de facetas del helióstato UNAM-36-A.	51
Figura 2.27: Propuesta conceptual del nuevo prototipo de helióstato (Alday, 2012).	52
Figura 2.28: Disminución del perfil de velocidad al interior de un campo de helióstatos.(Adaptado de Peterka, 1986).	56
Figura 2.29: Sistema de coordenadas adoptado para el cálculo de cargas de vientos (Adaptado de Huss).	57
Figura 3.1: Faceta de superficie plana e impacto de los rayos sobre ella en SolTrace.	61
Figura 3.2: Faceta de superficie parabólica.	61
Figura 3.3: Faceta de superficie cónica.	61
Figura 3.4: Esquema del efecto angular inducido en la estructura por deflexión del tubo de torque.	64
Figura 3.5: Modelo 3D de la primera propuesta de celosía para el nuevo prototipo de helióstato.	65
Figura 3.6: Modelo 3D de la segunda propuesta de travesaño para el nuevo prototipo de helióstato.	66
Figura 3.7: Modelo estructural 3D del nuevo prototipo de helióstato invertible.	66
Figura 3.8: Esfuerzos generados en una viga inducidos por un momento flexionante.	69
Figura 3.9: Modelo de análisis.	71
Figura 3.10: Carga concentrada por el propio peso de la estructura.	72
Figura 3.11: Distribución de nodos para la carga puntual del peso de las facetas.	72
Figura 3.12: Carga concentrada por el peso de las facetas.	73
Figura 3.13: Carga uniformemente distribuida ejercida por el viento.	74
Figura 3.14: Sistema de cargas que actúan sobre la estructura de soporte del helióstato.	74
Figura 3.15: Diagrama de fuerzas que actúan sobre tubo de torque del helióstato.	78
Figura 3.16: Sistema de coordenadas de referencia del software para el análisis estructural.	80

Figura 3.17: Componentes y sistema de deformación de faceta.....	81
Figura 3.18: Sujeción y orientación de la faceta respecto el marco estructural.	82
Figura 3.19: Configuraciones de ajustes para deformar la faceta.	83
Figura 3.20: Diagrama vectorial del heliostato alineado fuera de eje con el receptor.	84
Figura 3.21: Geometría para la ley de reflexión.	85
Figura 3.22: Sistema coordenado para las facetas.	86
Figura 3.23: Diagrama de vectores del sistema óptico.	86
Figura 3.24: Trazado de rayos en Soltrace para el canteo del heliostato.....	87
Figura 3.25: Comparación de distribución entre canteos.....	88
Figura 3.26: Diagrama de vectores para el cálculo de alturas.	89
Figura 4.1: Ensamble estructural del heliostato.	92
Figura 4.2: Cabezal Pirámide Estructural.	92
Figura 4.3: Arreglo para el pre canteo de facetas en piso.	93
Figura 4.4: Arreglo para inclinar la faceta en el eje y.....	94
Figura 4.5: Arreglo para inclinar la faceta en el eje x.....	94
Figura 4.6: Heliostato pre orientado y cubierto de plástico oscuro.	95
Figura 4.7: Heliostato parcialmente canteado.	95
Figura 4.8: Arreglo de componentes para prueba de mancha solar a una faceta concentradora..	96
Figura 4.9: Esquema experimental de la prueba de proyección de franjas.	99
Figura 4.10: Patrón de franjas horizontales proyectado sobre el blanco Lambertiano (izquierda) y su reflexión por una faceta sin aplicar deformación con los tornillos (derecha).	101
Figura 4.11: Arreglo experimental de la prueba de apuntamiento de cabezal.....	102
Figura 4.12: Arreglo experimental de la prueba mancha solar reflejada.	103
Figura 5.1: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes formas de faceta, error de pendiente de 0.5 mrad y distancia focal de 50 m.	105
Figura 5.2: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes formas de faceta, error de pendiente de 0.5 mrad y distancia focal de 100 m.	106

Figura 5.3: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes formas de faceta, error de pendiente de 0.5 mrad y distancia focal de 300 m.	106
Figura 5.4: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes valores de error de pendiente, facetas planas.	107
Figura 5.5: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes valores de error de pendiente, facetas cónicas.	107
Figura 5.6: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes valores de error de pendiente, facetas parabólicas.	108
Figura 5.7: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes distancias focales, facetas planas.	108
Figura 5.8: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes distancias focales, facetas cónicas.	109
Figura 5.9: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes distancias focales, facetas parabólicas.	109
Figura 5.10: Variación de flujo pico en función de la forma geométrica de las facetas.	111
Figura 5.11: Comparación entre mapas de flujo en función de la forma geométrica de las facetas.	111
Figura 5.12: Variación de flujo pico en función del error de pendiente.	112
Figura 5.13: Comparación entre mapas de flujo en función del error de pendiente.	113
Figura 5.14: Variación de flujo pico en función de la distancia focal.	114
Figura 5.15: Comparación entre mapas de flujo en función de la distancia focal.	114
Figura 5.16: Caso 1 de estudio resultado de deformación desplazamiento estático vista isométrica, indicando las diferentes componentes que serán analizadas.	115
Figura 5.17: Esquema de orientación del heliostato con respecto a los ángulos de pendiente λ y ataque α	116
Figura 5.18: Caso 1 de estudio resultado de deformación desplazamiento estático vista lateral.	116
Figura 5.19: Caso 1 de estudio resultado de desplazamiento estático (eje Y) de las celosías. ...	118
Figura 5.20: Caso 1 de estudio resultado de desplazamiento estático (eje Y) de los largueros 4,5 y 6.	118

Figura 5.21: Caso 1 de estudio resultado de desplazamiento estático (eje Y) de largueros inferiores.....	118
Figura 5.22: Caso 1 de estudio resultado de desplazamiento estático (eje Y) en los tubos de torque.....	119
Figura 5.23: Caso 2 de estudio resultado de desplazamiento estático (eje Y) de los largueros 4,5 y 6.....	119
Figura 5.24: Caso 3 de estudio resultado de desplazamiento estático (eje Y) de los largueros 4,5 y 6.....	120
Figura 5.25: Caso 4 de estudio resultado de desplazamiento estático (eje Y) de los largueros 4,5 y 6.....	120
Figura 5.26: Esfuerzo de tensión máxima por flexión en el tubo de torque cuando el ángulo de elevación del helióstato es de 0°.....	125
Figura 5.27: Esfuerzo cortante máximo τ_{xy} en la brida del tubo de torque cuando el ángulo de elevación del helióstato es de 0°.....	125
Figura 6.1: Descuadre de elementos.....	130
Figura 6.2: Elementos de unión.....	130
Figura 6.3: Detalles en el ensamble.....	131
Figura 6.4: Elementos de ajuste central en el bastidor de la faceta.....	131
Figura 6.5: Espacio entre espejos de las facetas.....	132
Figura 6.6: Vista lateral del cabezal instalado.....	132
Figura 6.7: Instalación del cabezal sobre el pedestal (izquierda) y acoplamiento de bridas (derecha).....	133
Figura 6.8: Configuración de celosía.....	133
Figura 6.9: (a) 15 facetas canteadas y las demás cubiertas, (b) todas las facetas descubiertas incluyendo las 17 no canteadas, (c) todas las facetas canteadas.....	135
Figura 6.10: Imagen de spot solar reflejado por una faceta con diferentes deformaciones, casos 1-3.....	136
Figura 6.11: Imagen de spot solar reflejado por una faceta con diferentes deformaciones, casos 4-6.....	136
Figura 6.12: Imagen de spot solar reflejado por una faceta con diferentes deformaciones, casos 7-9.....	137

Figura 6.13: Imagen de spot solar reflejado por una faceta con diferentes deformaciones, casos 10-11.	137
Figura 6.14: Imagen de spot solar reflejado por una faceta con diferentes deformaciones, casos 13-14.	138
Figura 6.15: Disminución del área de mancha solar reflejada por una faceta deformable.	139
Figura 6.16: Imágenes resultantes del procesamiento de evaluación sobre la superficie de una faceta plana en dirección y	140
Figura 6.17: Imágenes resultantes del procesamiento de evaluación sobre la superficie de una faceta plana en dirección x	141
Figura 6.18: Imágenes resultantes del procesamiento de evaluación sobre la superficie de una faceta cóncava en dirección y	143
Figura 6.19: Imágenes resultantes del procesamiento de evaluación sobre la superficie de una faceta cóncava en dirección x	143
Figura 6.20: Imagen captada durante la prueba de mancha solar reflejada a 206.9 m de distancia.	145
Figura 6.21: Posiciones horizontal y vertical del centroide de la mancha solar en función del tiempo, durante la prueba de mancha solar reflejada.	146
Figura 7.1 : Helióstato de 37.44 m ² ubicado en la posición N2.	150

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se hace una introducción al tema del presente trabajo y se discute la motivación del mismo. Se discuten conceptos generales sobre el recurso solar y las tecnologías para su utilización, con énfasis en la generación solar termoeléctrica. En particular, se hace una discusión general sobre el estado del arte de la tecnología de torre central y el desarrollo de heliostatos. Finalmente, se plantean los objetivos de la tesis.

1.1 Marco conceptual

1.1.1 Importancia de las energías renovables a nivel mundial

El incremento de la población y de su nivel de vida ha propiciado el aumento de la demanda energética. De esta manera el sector energético se ha vuelto crucial para favorecer el crecimiento de las economías de los países. Sin embargo, la producción de energía requiere la utilización de recursos primarios que son limitados, principalmente combustibles de origen fósil. Esta finitud, está induciendo el encarecimiento de dichas fuentes, con las consecuentes inestabilidades en sus precios. Esto está obligando a la sociedad a buscar mayores eficiencias en los procesos productivos y en el uso mismo de la energía.

Para aumentar la seguridad energética de un país hay que diversificar la oferta misma. La mejor apuesta para alcanzar la independencia con respecto a los recursos finitos y volátiles es un desarrollo tecnológico que permita utilizar diversas fuentes renovables de energía. Así se considera que las energías renovables son precursoras de la creación de empleo, de la conservación de recursos energéticos no renovables y del aprovechamiento energético de recursos locales. Pero además, ayudan a la preservación del ambiente:

El 60% de las emisiones de gases efecto invernadero a nivel mundial provienen de la combustión de hidrocarburos dentro del sector energético. Una consecuencia eminente de estas emisiones es el irreversible cambio climático del planeta. La reducción de las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera es la ventaja medioambiental más importante de la generación de energías renovables.

En el periodo comprendido de 2009 a 2012 el suministro de energía proveniente de fuentes renovables paso de un 13.3% a más del 25% del consumo global final de energía y con un crecimiento de capacidad instalada de 1260 GW a 1470 GW, estos datos permiten proyectar un crecimiento de participación porcentual a un 35% hacia el 2024, (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) (Richter, Teske, & Short, 2009). Durante este periodo la capacidad instalada de muchas tecnologías de energía renovables creció muy rápido, con un mayor crecimiento en el sector de generación eléctrica, pues durante los dos últimos años el porcentaje proveniente de las nuevas fuentes de energía paso de 1.9% a 5.2% (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Aquí se consideran como fuentes renovables a la biomasa tradicional, a las grandes hidroeléctricas, así como a las llamadas “nuevas” energías renovables, tales como pequeñas centrales hidroeléctricas, biocombustibles, energía eólica, solar y geotérmica (Sawin, 2013).

Según reportes de organizaciones internacionales (International Energy Agency) actualmente se consideran diversos escenarios para las energías renovables, contemplando distintos niveles de compromiso respecto a las políticas gubernamentales dirigidas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y a la diversificación del portafolio energético. En este sentido se prevé una expansión rápida en el uso de las energías renovables modernas hacia 2035 (Richter, Teske, & Short, 2009).

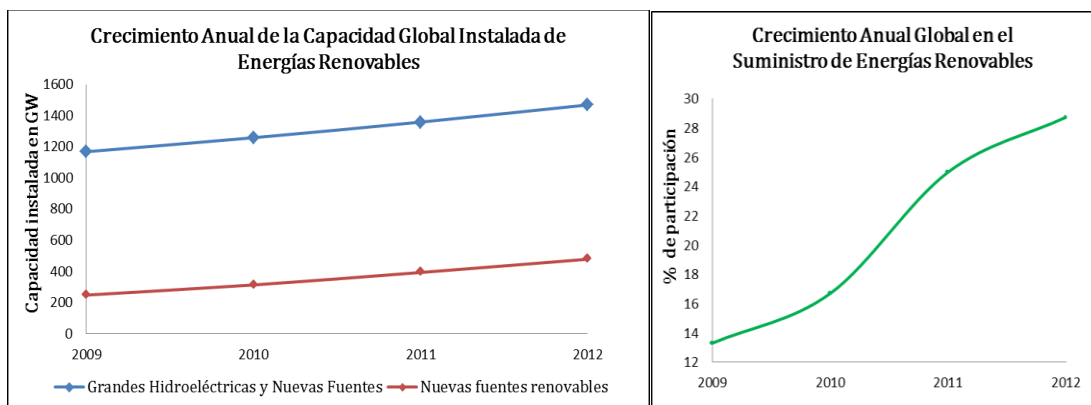


Figura 1.1: Capacidad global instalada y suministro de energías renovables 2009-2012 (tomado de, REN 21, SolarPaces & Asociación Europea de Energía Solar)

En el caso de México, en 2010 los hidrocarburos eran la principal fuente de energía primaria producida, con una aportación de 90.2%. Por otra parte, la energía producida a partir de fuentes renovables representó solamente 6.9%, la energía nuclear 0.7% y el carbón mineral 2.2%. Para ese año, la capacidad total instalada para la generación de energía eléctrica en México era de 60.795 MW. La mayor parte era aportada por plantas termoeléctricas con un 71% del total. Para entonces ya se contaba con una capacidad instalada de 2,365 MW ó del 4% a partir de las nuevas fuentes renovables (Romero, 2010).

1.1.2 Energía solar

Dentro de las energías renovables modernas, una de las más destacadas es la que aprovecha la radiación solar. El Sol proporciona a la Tierra, en tan sólo 50 minutos, una cantidad de energía equivalente al consumo mundial anual de energía. Aunque en muchos casos la energía solar todavía no es lo suficientemente competitiva en el mercado energético, su eficiencia aumenta y su precio disminuye cada año por las investigaciones y desarrollos que se llevan a cabo en sus distintas modalidades. Se tiene la clasificación según los sistemas de conversión de la energía solar a electricidad, calor y reacciones químicas:

- Sistemas fotovoltaicos
- Sistemas fototérmicos, a) colectores sin concentración y b) concentradores solares
- Sistemas químicos solares

1.1.3 Radiación solar

El Sol emite radiación en forma continua a razón de $E_{sol} = 3.8 \times 10^{26} \text{ W}$. De toda esta potencia sólo alrededor de $1.7 \times 10^{17} \text{ W}$ choca contra la Tierra, que se encuentra a una distancia promedio de $1.50 \times 10^{11} \text{ m}$ del Sol. La energía solar que llega al exterior de la atmósfera terrestre se llama constante solar. Aunque existen discrepancias en cuanto al valor medido de la irradiación solar extraterrestre, se han adoptado valores estándar de G_s ; el World Radiation Center adoptó el valor de 1366 W/m^2 en 1981, mientras en Estados Unidos se adoptó un valor de 1366.1 W/m^2 en 2000. Los cálculos y la medición de esta constante nos permite estimar la temperatura superficial efectiva del Sol de 5777K , (ver figura 1.2) (Kaloguirou, 2009).

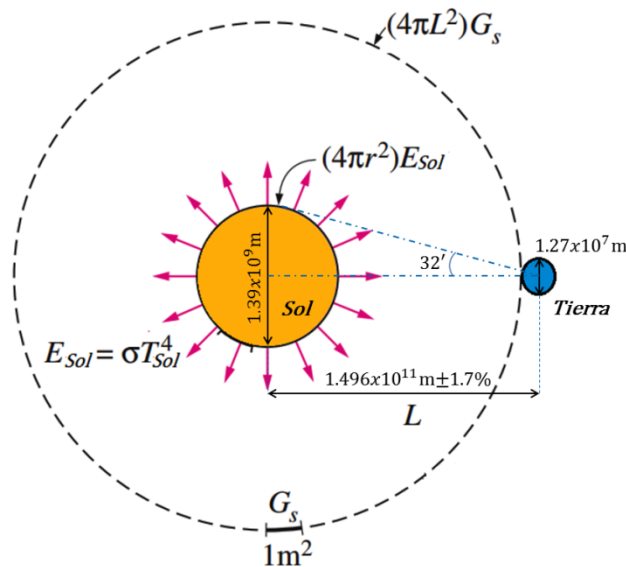


Figura 1.2: Relaciones geométricas Sol-Tierra

1.1.4 Energía termosolar concentrada

La energía que el Sol libera desde la fotosfera es un continuo de frecuencias en las que predomina la radiación visible e infrarroja. Casi toda la radiación solar en el interior de la atmósfera terrestre cae en la banda de longitudes de onda que va de 0.3 a $2.5 \mu\text{m}$. La distribución espectral de la radiación solar sobre el suelo terrestre sufre una reducción considerable cuando

pasa a través de la atmósfera, como resultado de la absorción y la dispersión producida por el ozono y oxígeno sobre las ondas de longitud inferior a los $0.29 \mu\text{m}$. Ello nos libra de la parte más perniciosa de la radiación ultravioleta (ver Figura 1.3).

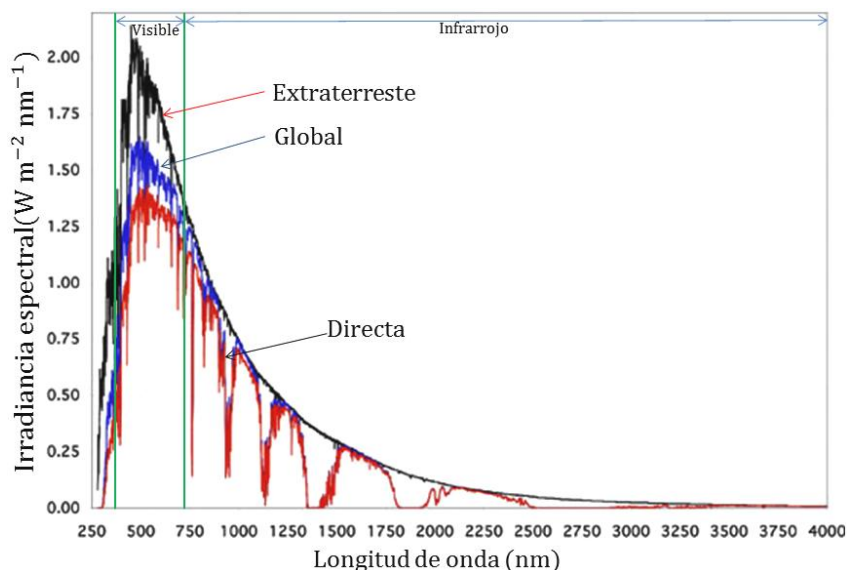


Figura 1.3: Distribución espectral de la radiación solar comparada con radiación de un cuerpo negro a 5777 K.

La radiación solar que llega a nosotros en forma de ondas electromagnéticas está debilitada hasta alrededor de 1000 W/m^2 , como máximo. Esto es una densidad de flujo bastante baja. Para incrementarla en las aplicaciones térmicas que lo requieran, es necesario concentrar esta irradiación solar (Duffie & Beckman, 1991). La energía solar que incide sobre la superficie terrestre se conforma en una parte *directa* y otra *difusa*. La irradiancia solar que no es dispersada ni absorbida por las partículas atmosféricas es la *directa*, la cual depende del ángulo respecto la superficie de incidencia.

1.1.5 Energía termosolar concentrada

La radiación solar posee una elevada calidad termodinámica al ser resultado de procesos que tienen lugar en la superficie del Sol a una temperatura equivalente de cuerpo negro de 5777 K. Es por eso que es una fuente térmica de elevada temperatura y en origen posee elevado potencial de convertirse en trabajo. Por ello la idea fundamental de capturar la energía solar es para transformarla en calor útil que pueda aprovecharse como fuente directa de calor, o bien, para ser transformada posteriormente en energía mecánica o energía eléctrica. Sin embargo la

diminución de irradiancia al llegar a la superficie terrestre reduce enormemente la capacidad de aprovecharse en diversas aplicaciones térmicas (Romero Alvarez & Zarza, 2007).

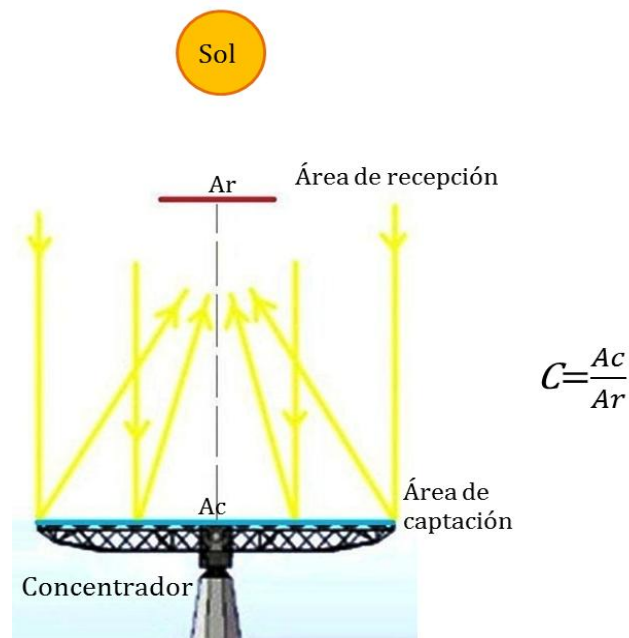


Figura 1.4: Concentración Solar.

La generación de potencia eléctrica es una aplicación térmica de la energía solar y requiere necesariamente de sistemas de concentración solar. La razón de esto es que la eficiencia de los procesos de conversión (máquinas térmicas) depende de la obtención de altas temperaturas. La concentración solar consiste en dirigir la energía solar captada en una determinada área de captación a un área más pequeña de recepción, como se ejemplifica en la Figura 1.4.

Los sistemas de energía termosolar de concentración producen calor o electricidad mediante el uso de espejos que concentran los rayos del sol a altas densidades de flujo, lo que permite alcanzar temperaturas que oscilan entre 400 y 1000°C. Existe una gran variedad de formas de espejos, métodos de seguimiento solar y de generar energía útil, pero todos ellos funcionan bajo este mismo principio. En la actualidad las centrales de energía termosolar de concentración tienen potencias entre 50 y 400 MW y aún podrían tenerlas mayores. Estas centrales solares pueden integrarse con almacenamiento o en una operación híbrida con otros combustibles, ofreciendo una potencia estable y energía suministrable a demanda (Ortega & Valle, 2012).

1.1.6 Recurso solar en México

Al total de energía recibida diariamente, por unidad de área, en un sitio particular, se le ha denominado recurso solar, este valor representa la irradiación diaria que se obtiene a partir de un promedio diario, semanal, mensual ó anual, de las unidades usadas en el Sistema Internacional se tiene kWh/m² (UNAM, 2005).

México se localiza geográficamente entre los 14° y 33° de latitud septentrional, situación que resulta ideal para el aprovechamiento de la energía solar. En el país se tienen valores de irradiación solar global anual de entre 1700 y 2100 kWh/m², que se encuentran entre los más altos del mundo. Por lo anterior, es imprescindible que México apueste al uso de la energía solar para satisfacer sus necesidades energéticas. A pesar de que el recurso solar en México es abundante, no todo el territorio nacional es igual. La distribución de irradiación solar se ve afectada por la cantidad promedio de días despejados y nublados para cada región; así, se tiene que el noroeste y norte del país (Sonora, Chihuahua, Baja California y Durango) presentan la mayor insolación, la cual va disminuyendo hacia la altiplanicie, siendo más notoria la reducción en el sureste y en la costa del Golfo de México (por la gran cantidad de días nublados) (Romero, 2010). En el mapa de la Figura 1.5 se muestra la distribución promedio de la irradiación global solar diaria a lo largo del país (NREL, 2012).



Figura 1.5: Irradiación solar global diaria en México. (NREL, 2012)

En la Figura 1.6 se muestra el mapa de irradiación directa diaria en México. Los estados del noreste así como el sureste de Oaxaca son regiones del país, que reciben aproximadamente un mínimo de radiación de 5.5 kWh/m² en invierno y llegan a alcanzar los 8.5 kWh/m² en los meses

sin lluvia. Estas zonas son las más propicias para la instalación de plantas de energía termosolar de concentración.

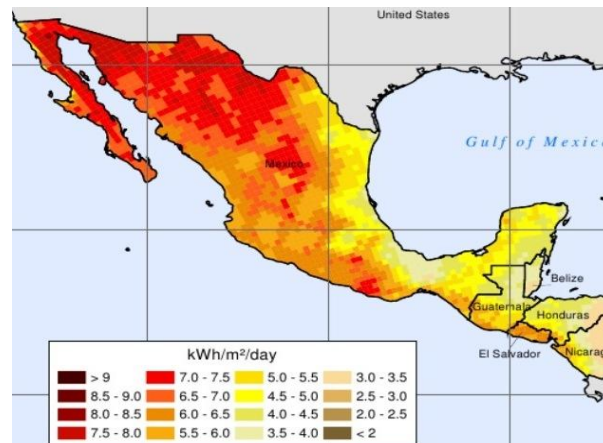


Figura 1.6: Irradiación solar directa diaria en México (NREL, 2012).

1.2 Generación termosolar de potencia

Existen diversas tecnologías termosolares de alta temperatura que pueden utilizarse para la transformación de la energía solar en eléctrica, mediante ciclos termodinámicos. Conceptualmente, una Central Termosolar de Potencia (CTP) se compone de un sistema concentrador, un sistema receptor y un sistema de conversión de potencia, pudiendo además incluir un sistema de almacenamiento térmico (Figura 1.7). La función del sistema concentrador óptico es captar y concentrar la radiación solar sobre el receptor. El receptor térmico convierte la irradiación en energía térmica, la cual se transfiere a un fluido de trabajo mediante un intercambiador de calor. Posteriormente, en el sistema de conversión de potencia, la energía térmica del fluido se convierte en energía cinética de rotación en la turbina. Finalmente un alternador se encargará de transformar la energía mecánica en la generación de electricidad. La existencia de almacenamiento térmico permite operar la CTP en períodos de ausencia de radiación solar. Entre estos cuatro sistemas, los dos primeros (colector y receptor) son específicos de una CTP, constituyendo lo que frecuentemente se denomina *campo solar*, mientras que los sistemas de conversión de potencia y almacenamiento pueden considerarse convencionales.

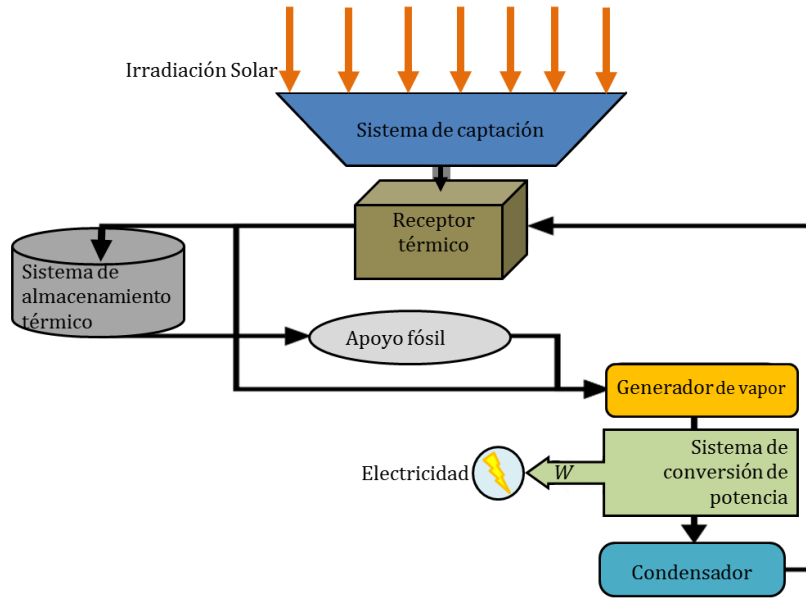


Figura 1.7: Esquema general de una central termosolar de potencia (Romero Alvarez & Zarza, 2007).

1.2.1 Tipos de centrales termosolares de potencia y su descripción.

Las plantas termosolares de potencia se clasifican según su sistema de concentración solar. Se han desarrollado cuatro tecnologías termosolares principales para la producción de energía eléctrica:

Canal parabólico, son concentradores de foco lineal con seguimiento solar en un solo eje que puede ser este-oeste o norte-sur. Están compuestos básicamente por un espejo en forma de canaleta con perfil parabólico, el cual que refleja la radiación solar directa, concentrándola sobre un tubo receptor térmico colocado en la línea focal de la parábola. Se hace circular por esos tubos un fluido de transferencia térmica, como aceite térmico sintético, el cual se calienta a unos 450°C (ver figura 1.8). Estos sistemas alcanzan concentraciones de la radiación de 30 a 80 veces y en conjunto se llega a obtener potencias de 30 a 80 MW.

En el estado de Sonora, México, se encuentra en desarrollo el proyecto 171 CC Agua Prieta II, que consiste de un sistema híbrido de ciclo combinado (477 MWe) y de un campo termosolar de canales parabólicos con una potencia de 14 MWe.

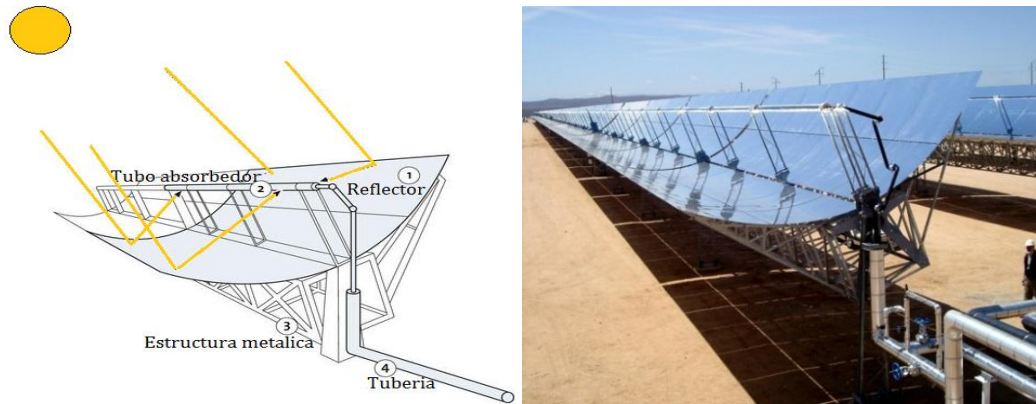


Figura 1.8: Canal parabólico esquema y en operación.

Concentrador lineal de fresnel, este sistema es de concentración lineal, similar a un canal parabólico, está compuesto de muchas hileras de reflectores móviles que dirigen de manera colectiva la radiación solar hacia un receptor lineal fijo, paralelo al eje de rotación de los reflectores. Esta tecnología es contemplada como una alternativa potencial de menor coste a la tecnología de canales parabólicos para la producción de calor de proceso solar. Se pueden alcanzar temperaturas de 250 °C y razones de concentración de 40 (ver figura 1.9).

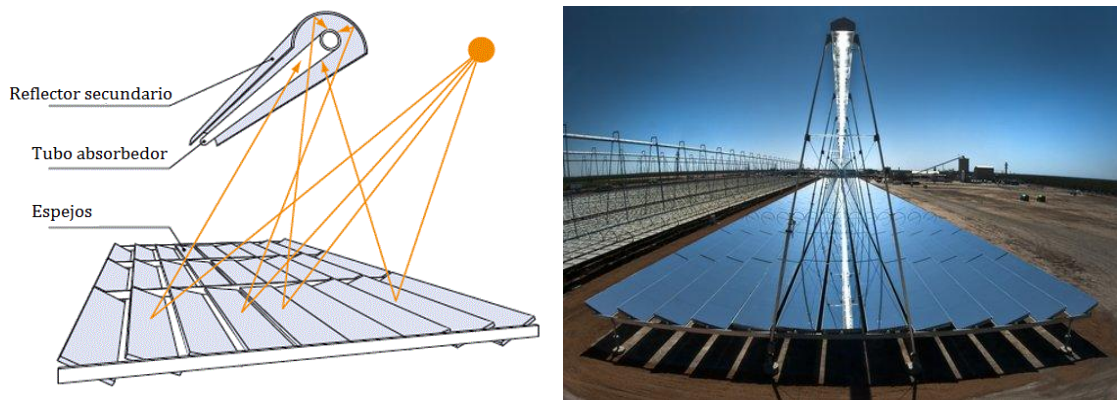


Figura 1.9: Concentrador lineal de fresnel esquema y en operación.

Discos parabólicos, son concentradores de foco puntual, se componen básicamente de un reflector (o un conjunto de reflectores), con forma de paraboloide de revolución y un receptor situado en el foco de dicho paraboloide, habitualmente conectado a un motor Stirling (ver figura 1.10). Los niveles de concentración son en el rango 1000-4000 y las potencias unitarias son de 5 a 25 kW.



Figura 1.10: Disco parabólico esquema y en operación.

Torre central, se caracterizan porque el sistema concentrador está compuesto por un grupo, numeroso de concentradores individuales llamados helióstatos, que siguen la posición del sol en todo momento (elevación y acimut) y reflejan la radiación solar hacia la parte superior de una torre, donde está colocado un receptor térmico (ver figura 1.11). Al ser concentradores de foco puntual, pueden alcanzar un valor elevado en su razón de concentración y, por tanto, operar eficientemente hasta elevadas temperaturas. Los órdenes de concentración son de 200 a 1000 soles y las potencias unitarias de 10 a 200 MW.

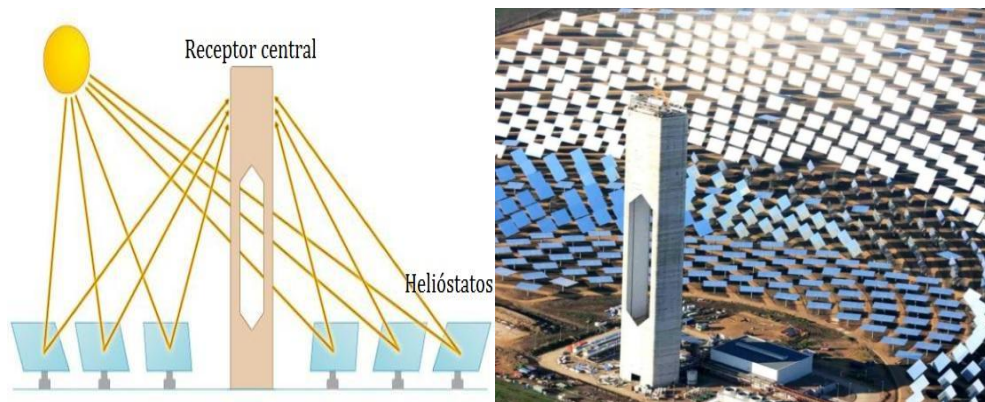


Figura 1.11: Receptor central o torre central esquema y fotografía de la planta PS20 en operación.

1.2.2 Importancia de la energía termosolar de concentración a nivel mundial

La energía termosolar de concentración para la generación de electricidad es una de las tecnologías más idóneas para detener el cambio climático de una manera palpable pues evita directamente el consumo de combustibles fósiles. En muy poco tiempo, la tecnología ha

confirmado ser una enorme promesa tecnológica y económica pues su ventaja es un enorme recurso renovable, el Sol (Sawin, 2013).

Las regiones para el desarrollo de esta tecnología presentan elevadas irradiaciones directas anuales, al menos 2000 kWh/m² al año. Los mejores sitios reciben más de 2800 kWh/m² al año. En estos lugares hay poca humedad atmosférica y poco polvo o humo. Se trata de estepas, zonas de matorral, sabanas, semi-desiertos y desiertos (Richter, Teske, & Short, 2009).

Conocemos desde hace más de un siglo los principios de la utilización de la radiación solar concentrada para obtener altas temperaturas y convertirla en electricidad, pero sólo se explota comercialmente desde mediados de los años 80. Las inversiones en nuevas centrales termosolares se reanudaron en 2005, después de experimentar un estancamiento desde principios de la década de los noventa. Entre 2006 y 2011 la energía solar termoeléctrica aumentó en una tasa promedio anual de casi 37%, considerando que existía una pequeña cantidad de plantas instaladas al inicio del período (Ortega & Valle, 2012).

A finales de 2008, las instalaciones de energía solar térmica de concentración proporcionaban sólo 436 MW de la generación de electricidad a nivel mundial. Hacia finales del 2010 alrededor de 1300 MW de capacidad de energía solar concentrada estaba en operación. La capacidad mundial en 2011 ubicada principalmente en Estados Unidos y España sumaron 1,760 MW (ver figura 1.12) (NREL, 2012).

El mercado ha sido dominado por las centrales de colectores de canal parabólico, que representan el 90% de las plantas y casi la totalidad de la capacidad existente en operación. En Estados Unidos hay proyectos en proceso de planificación y desarrollo de hasta 7000 MW, más 10000 MW en España, que podrían estar funcionando para 2017.

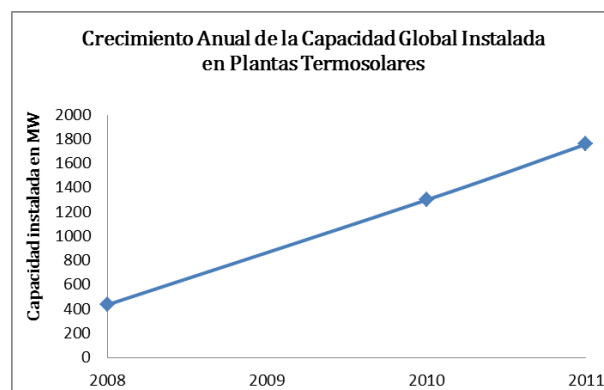


Figura 1.12: Capacidad global instalada de sistemas termosolares de potencia en el periodo 2008-2011, (NREL, 2012).

Según informes del 2009, bajo un escenario de desarrollo industrial avanzado, con altos niveles de eficiencia energética, la energía solar térmica de concentración podría abastecer para 2030 hasta el 7% de las necesidades energéticas previstas en el mundo. Incluso con unas previsiones moderadas de desarrollo futuro del mercado, el mundo podría contar con una potencia solar combinada de más de 830 GW con desarrollos anuales de 41 GW, lo que representa abastecer completamente un cuarto de esas necesidades energéticas para el año 2050 (Richter, Teske, & Short, 2009). Los costos unitarios de generación de las tecnologías de energías renovables continuarán disminuyendo durante 2012-2035; las principales causas de este decrecimiento serán el aumento en la implantación de las tecnologías, que acelera el progreso tecnológico, y el desarrollo de economías de escala en la fabricación de los equipos asociados. En particular, se espera que de la tecnología termosolar de grandes centrales disminuyan considerablemente sus costos (Ortega & Valle, 2012).

1.3 Tecnología de torre central

En un sistema de receptor central los helióstatos y la torre son los elementos distintivos. Esta tecnología también se caracteriza por tener un foco “fuera de eje (off-axis)”. Los componentes principales de un sistema de receptor central ya se mencionaron en la sección 1.2.1 y se muestran con mayor detalle en la figura 1.13 (Sólis, Gómez, & et.al., 2008):

1. Campo de helióstatos, el sistema concentrador está conformado por los helióstatos, que a su vez están formados por una serie de espejos planos o ligeramente curvados, dispuestos convenientemente sobre una estructura soporte. La distribución de los helióstatos en el campo puede tener diversas configuraciones, dependiendo fundamentalmente del tipo de receptor. Un helióstato está dotado de mecanismos de movimiento y un sistema de control, pues en todo momento deben seguir el movimiento aparente del Sol. El seguimiento puede ser en forma autónoma o en forma colectiva mediante control por computadora, en donde los parámetros que definen los cálculos de trayectoria solar pueden ser modificados diariamente en la programación. La energía consumida para la dirección y orientación de los heliostatos es relativamente baja.

El despliegue del campo de helióstatos en relación al receptor está condicionado en gran medida por las características del terreno disponible, por el tamaño de la planta y por la posición del receptor. El campo de helióstatos puede ser circular rodeando completamente a la torre, cuando esta tiene un receptor externo cilíndrico o cuadrado, o estar localizado sólo en un

cuadrante, cuando el receptor es plano o de cavidad. Se le denomina campo Norte cuando los helióstatos apuntan hacia la torre ubicada hacia el Sur, configuración que aplica para el hemisferio Norte.

Para que toda la energía solar que llegue a este terreno pueda ser reflejada por el sistema concentrador, existe el inconveniente de que la superficie total de un campo no se puede utilizar al máximo para colocar helióstatos, debido a fenómenos de sombreado y bloqueo de unos sobre otros. Por eso los heliostatos deben ir en una disposición que mantenga entre ellos distancias determinadas, fijadas por un compromiso entre factor de rendimiento óptimo especular y utilización del terreno.

2. Torre, su función es la de servir de soporte al receptor, que normalmente debe situarse a una cierta altura sobre el nivel del campo de helióstatos para reducir las sombras y bloqueos entre éstos, así como minimizar el efecto coseno. En la torre también se colocan diversos elementos auxiliares (blancos Lambertianos, sistemas de medición, etc.). Hasta el momento las torres construidas han sido de estructuras metálicas o de hormigón.

3. Receptor, es el elemento que recibe la radiación solar concentrada y la transforma en energía térmica para ser usada en procesos posteriores. Este proceso generalmente conlleva altas temperaturas y altos niveles de irradiación por lo que debe ser realizado con las menores pérdidas posibles (radiantes o convectivas). A lo largo de la breve historia de la tecnología de torre central, se han propuesto y ensayado un gran número de receptores de diversas características geométricas y operativas con distintos fluidos de trabajo:

Desde el punto de vista de la *geometría* del receptor podemos distinguir entre receptores de cavidad y externos. A su vez, éstos últimos pueden clasificarse en planos, cilíndricos y semicilíndricos.

Por el *mecanismo de transferencia de calor*, podemos distinguir entre receptores de absorción directa, cuando el fluido es expuesto directamente a la radiación y la absorbe, como los de partículas descendentes, y de absorción indirecta, cuando algún elemento es el encargado de convertir a la radiación solar a calor y lo cede después convectivamente al fluido de transferencia térmica, contando entre éstos con los tubulares, los de placa y los volumétricos, ya sean atmosféricos o presurizados.

En cuanto al *fluido de trabajo*, se han propuesto y ensayado receptores de vapor de agua sobrecalentado, vapor saturado, aire, CO₂, sales fundidas, sodio fundido y de partículas sólidas.

4. Sistema de almacenamiento, desde el punto de vista de producción eléctrica, una central termosolar debe mantener una salida estable, independiente de las variaciones climatológicas. Lo que permite un abastecimiento continuo del sistema de potencia. El almacenamiento térmico es la solución más adecuada a este problema, existiendo tres tipos, calor sensible, calor latente y termoquímicos.

5. Bloque de potencia, constituido por los siguientes elementos convencionales: generador de vapor, turbina de vapor o de gas, generador eléctrico, torre de refrigeración y transformador eléctrico.

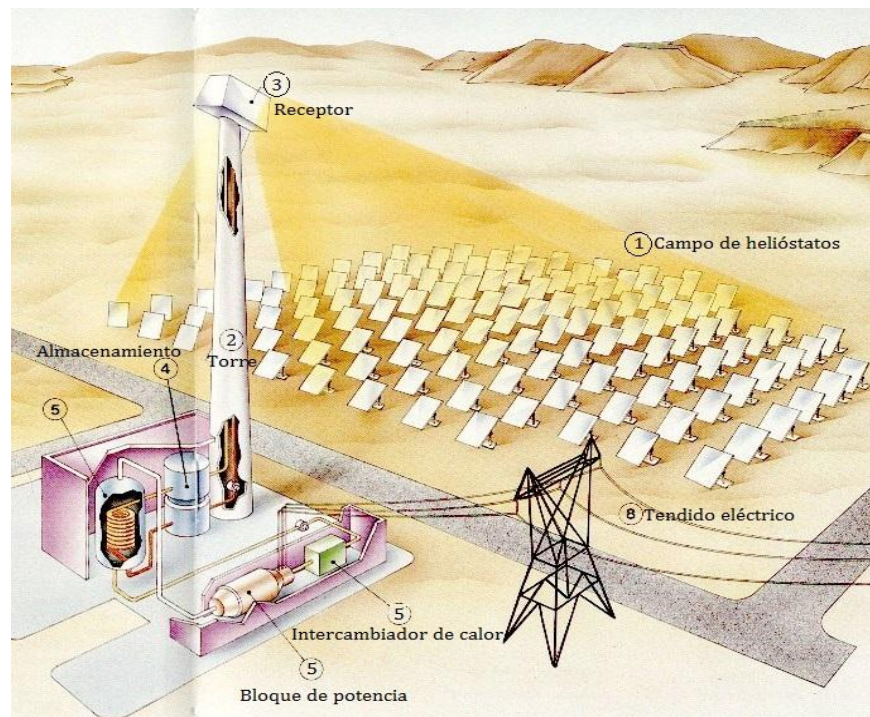


Figura 1.13: Esquema de planta termosolar de potencia de torre central. (Adaptado de: Central Solar UNESA).

1.3.1 Plantas de torre central en el mundo

A continuación, se presentan brevemente algunos de los proyectos más significativos en Sistemas de Torre Central. Entre los proyectos demostrativos antiguos se encuentran: la planta piloto de demostración Solar One (Figura 1.14), ubicada en California. La planta estaba compuesta de 1926 helióstatos de 40 m², su receptor trabajaba con vapor saturado y tenía una capacidad de 10 MWe. Entró en operación en 1984, y estuvo operativa hasta 1988.



Figura 1.14: Planta Solar One, Barstow CA.

Sobre el mismo campo de helióstatos y torre de Solar One se agregó un segundo grupo de 108 helióstatos más grandes de 95 m^2 , sumando así $82\,750 \text{ m}^2$ de área de captación. La planta Solar Two entró en funcionamiento en 1996 y operó hasta 1999. Se realizaron las reformas necesarias para ensayar un nuevo receptor, nuevo sistema de generación de sales fundidas e implementar sistemas de almacenamiento térmico, también con sales fundidas. Esta instalación mostró la factibilidad de operar 6 horas seguidas sin sol, conectada a la red eléctrica y proporcionando electricidad durante el pico de demanda, demostrando con esto la viabilidad de la tecnología.



Figura 1.15: Planta solar Sierra Sun Tower (izquierda) y Jülich (derecha).

En la actualidad existen plantas de Torre Central que operan comercialmente. La central PS10 (Figura 1.16), ubicada en Sevilla, España, fue la primera totalmente comercial puesta en operación en el 2007. Está conectada a la red eléctrica abasteciendo cerca de 11 MW y tiene 624 helióstatos, con un área reflectiva total de $75\,000 \text{ m}^2$ y con una torre de 115 m de altura. Tiene un receptor de cavidad que convierte el 92% de la energía solar recibida en vapor saturado, siendo

la primera planta comercial en su tipo. La PS10 puede quemar entre un 12 y un 15% de gas natural como respaldo. Genera 24.3 GWh al año de energía limpia capaz de abastecer a 5500 hogares.



Figura 1.16: Planta PS10 superior y Planta PS20 inferior, Sevilla.

En el 2009, se inauguró la planta PS20 (ver Figura 1.17), ubicada adyacente al lado oeste de la PS10. Abastece 20 MW y consta de 1255 heliostatos con una torre de 160 m de altura. Con un funcionamiento similar, abastece de electricidad a otros 12000 hogares. Ambas plantas, tienen almacenamiento térmico que permite una producción plena de 30 minutos, incluso cuando se pone el Sol.



Figura 1.17: Planta Gemasolar de la empresa Torresol Energy, Sevilla.

La tercera planta comercial, puesta en operación en el 2011, es GEMASOLAR (Figura 1.18), ubicada en Sevilla, España. Utiliza tecnologías de sales fundidas de Nitrato de Potasio con almacenamiento térmico. Entrega una potencia de 19,9 MW y consta de un campo de 2650 heliostatos, con un área reflectante de unos 300 000 m², la torre está a 140 m de altura a lo alto

se encuentra un receptor cilíndrico de alta eficiencia. El receptor de Gemasolar es capaz de absorber el 95% de la radiación del espectro solar y transmitir esta energía al compuesto de sales fundidas que circula por su interior. Esta planta destaca por su gran cantidad de almacenamiento (14 horas), siendo la primera del mundo capaz de generar las 24 horas del día solamente con calor solar.

Actualmente la empresa Bright Source, promotora de plantas termosolares a gran escala, construye en California, Estados Unidos, la planta de torre central más grande del mundo, denominada Ivanpah Solar (ver figura 1.14). Proyectada con capacidad de 392 MW en tres instalaciones termosolares distribuidas, cuenta con 175,000 helióstatos de 15 m² de área reflectante cada uno, dando un total de 2, 625,000 m². Tiene tres torres de 140 m de alto. Para mitigar el impacto ambiental por consumo de agua, la instalación está acoplada a un ciclo Rankine enfriado por aire. Se espera que entre en operación a finales del 2014.



Figura 1.18: Planta Ivanpah Solar, California, USA. (en construcción).

1.3.2 El campo experimental de torre centra de Hermosillo

Tomando en consideración la creciente participación de las energías renovables en el mundo, y con el fin de promover y aumentar la participación de éstas en México se están desarrollado proyectos de importante trascendencia para que el país diversifique su oferta energética aprovechando su potencial en recursos renovables. Ante ésta imperante transición energética, en México surge el Laboratorio Nacional de Sistemas de Concentración Solar y Química Solar (LACYQS), cuyo objetivo principal es la investigación y el desarrollo de tecnología de concentración solar. Este proyecto ha creado redes de investigación alrededor de las tecnologías de concentración solar, incidiendo también en la formación de recursos humanos de alto nivel. Dentro de este proyecto se desarrolló el Campo de Prueba de Helióstatos (CPH),

ubicado en el Km 21.5 de la carretera Hermosillo-Bahía de Kino, Sonora. Actualmente el CPH se está ampliando en una segunda etapa para convertirse en un Campo Experimental de Torre Central (CEToC).

El CEToC es una instalación operada conjuntamente por la UNAM y la Universidad de Sonora (UNISON). Actualmente el está constituido por (ver figura 1.19):

- 13 heliostatos de área reflectiva de 36 m², uno de 3 m² y un cluster de 9 mini-heliostatos de 1 m², todos configurados en un campo Norte.
- Torre central de 32 m de altura
- Blanco Lambertiano (8 x 6 m²) de observación
- Cabina de experimentación para receptores térmicos (4x4 m² de apertura)
- Receptor térmico de pruebas (1 x 1 m²)
- Sistema de control de heliostatos
- Sistemas de medición
- Laboratorio anexo

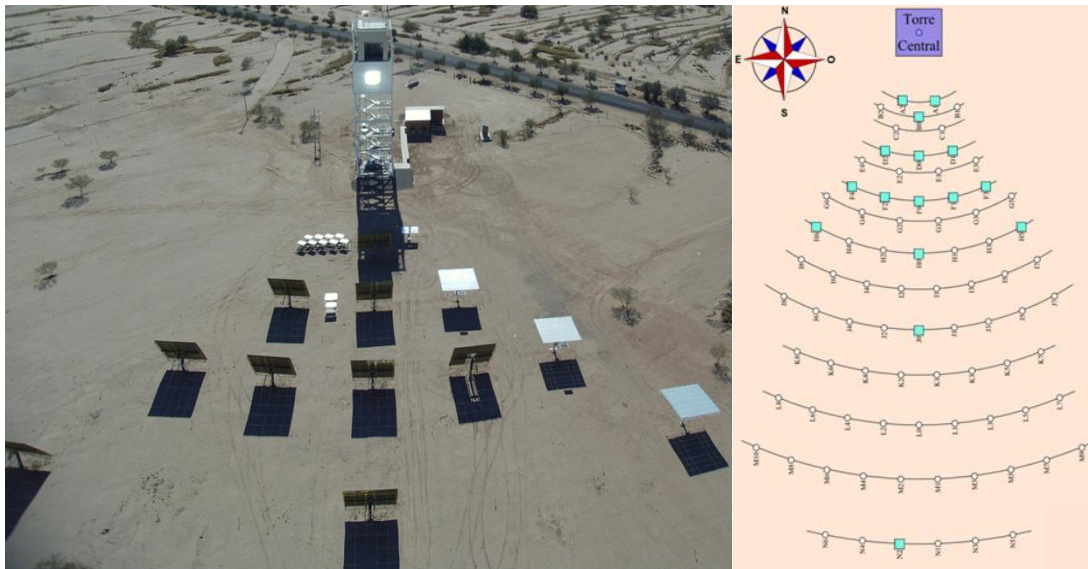


Figura 1.19: Campo de Pruebas de Heliostatos, Hermosillo.

Cuando se finalice el CEToC tendrá un total de 90 heliostatos, buscando tener un área reflejante del campo cercana a 2900m², y una capacidad de 2MW térmicos (convertible a un

máximo de aproximadamente a 0.5 MWe). Se incluirá un receptor térmico para experimentar con diferentes fluidos de trabajo y como etapa avanzada la integración de un conjunto de potencia para la generación de electricidad.

1.4 Planteamiento del problema

1.4.1 Importancia de los helióstatos en el desarrollo tecnológico de sistemas de torre central

Los alcances del presente trabajo se centran en la aportación que tienen los helióstatos dentro la tecnología de torre central. Es por ello que se comienza a sintetizar la relevancia de estos elementos en el sistema termosolar de potencia.

Los helióstatos de un campo son los encargados de concentrar la radiación solar en un receptor ubicado en un foco en común. En el balance energético del subsistema solar se deben considerar las pérdidas que se tienen en los procesos de captación y concentración. Pues estas pérdidas afectaran el rendimiento del subsistema solar así como la eficiencia de la misma central. Las pérdidas que se producen en el sistema de captación pueden englobarse en cuatro grupos: geométricas, por reflectividad, por desbordamiento y por atenuación atmosférica.

Pérdidas geométricas. Son función exclusivamente de la geometría del campo solar, es decir, de las dimensiones y posiciones relativas entre elementos que la integran (helióstatos, torre, receptor), así como de la posición del sol. Por lo tanto, este tipo de pérdidas varían a lo largo del año y pueden distinguirse tres causas que las originan; pérdidas por la reducción del área proyectada de los helióstatos hacia el Sol (factor coseno), por sombras y por bloqueos entre helióstatos.

Pérdidas por reflectividad. Son debido a que los helióstatos no reflejan la totalidad de la radiación solar que incide sobre su superficie reflejante, ya que parte de dicha radiación es absorbida por la misma. La razón entre radiación incidente y radiación reflejada se denomina reflectividad (ρ), y depende de la longitud de onda de la radiación incidente.

Pérdidas por desbordamiento. Estas son consecuencia de las imperfecciones de la superficie reflejante, de los errores de apuntamiento de los helióstatos, desalineación entre facetas, error de seguimiento Este hecho se cuantifica mediante el llamado factor de *desbordamiento (spillage)* (Silva, 2005).

Pérdidas por atenuación atmosférica. Estas pérdidas son debidas a que una parte de la radiación reflejada por el campo de helióstatos no alcanza a llegar a las inmediaciones del receptor, pues la radiación es dispersada por las partículas del ambiente.

Los dos componentes de mayor relevancia en este tipo de plantas son los helióstatos y el receptor solar. Por lo tanto su correcto funcionamiento garantiza el óptimo rendimiento de una central termosolar. A nivel internacional se ha seguido una línea de investigación continua en el desarrollo tecnológico de helióstatos con el fin de reducir costos y mejorar la eficiencia de los mismos. El campo de helióstatos es un factor de enorme peso económico en el costo de la planta, llegando a representar hasta un 60% de la inversión en la parte solar. Los elementos que más influyen en el costo de un helióstato son el mecanismo de accionamiento y las facetas (superficie reflejante), con un 66% de su total (Silva, 2005).

El desarrollo de los helióstatos ha tenido la siguiente evolución; desde los primeros, de mediana superficie con una estructura rígida y con reflectores de vidrio de segunda superficie. En una etapa intermedia se ensayaron algunos modelos de mayor tamaño que empleaban polímeros reflejantes pegados sobre membranas tensionadas. La tendencia en los modelos actuales con una superficie reflejante más pequeña y están configurados en estructuras de clusters.

1.4.2 Desarrollo de helióstatos en el CEToC

En su primera fase como CPH el objetivo central del CEToC es el desarrollo nacional de tecnología competitiva de helióstatos. Para optimizar estos componentes se realizan experimentos para evaluar su comportamiento mecánico, sus propiedades ópticas, su seguimiento solar (control electrónico). En base a la caracterización obtenida, se pueden proponer mejoras en los nuevos prototipos de helióstatos.

Como se ha mencionado, el desempeño eficiente de un helióstato, conjugado con su costo, repercute significativamente en el rendimiento global y viabilidad económica de una planta termosolar de torre central.

1.5 Hipótesis y Objetivos

1.5.1 Hipótesis

Es posible diseñar un modelo de heliostato cuya área reflectiva sea invertible para su posición de reposo, que logre una mayor concentración, que sea mucho más ligero y económico que el último modelo instalado en el CEToC UNAM/UNISON, que es el UNAM-36-C.

- El abaratamiento económico del nuevo prototipo se logra a partir de la disminución del material estructural y reflectivo.
- La nueva posición de descanso disminuirá la incrustación de polvo (suciedad) en los espejos, y así se preserva la reflectividad óptima de los mismos, requiriendo limpieza mucho menos frecuente.
- Se considera la posibilidad de deformar las facetas para aumentar la concentración.
- La inclusión de un mecanismo de canteo más efectivo garantiza un mejor rendimiento del heliostato y del campo mismo.

1.5.2 Objetivo General

Analizar el diseño, poner en operación y evaluar un nuevo prototipo de heliostato para el CEToC. Y en base a los resultados de esta evaluación proponer mejoras al diseño.

1.5.3 Objetivos Particulares

- Simulación óptica mediante trazo de rayos, para un heliostato con diferentes configuraciones de deformación en sus facetas.
- Modelación de las diferentes alternativas estructurales para el nuevo prototipo de heliostato, a través del diseño asistido por computadora (CAD).
- Análisis de deformación del nuevo prototipo de heliostato, utilizando software para el análisis de elementos finitos (FEA).
- Cálculo de los ángulos de inclinación de las facetas para un canteo fuera de eje.
- Ensamble del heliostato.

- Preparación de facetas para su pre-canteo e instalación en el marco estructural del helióstato.
- Pruebas y evaluación óptica de facetas.
- Pre-canteo y canteo del helióstato.
- Instalación del helióstato.
- Pruebas ópticas globales del helióstato.

CAPÍTULO 2 TECNOLOGÍA DE HELIÓSTATOS

En este capítulo se describe el concepto de funcionamiento de un helióstato. También se narra el desarrollo tecnológico que ha tenido la tecnología de helióstatos en las últimas cuatro décadas y se describe cuáles han sido las tendencias encaminadas a optimizar su funcionamiento a un menor costo.

A continuación se aborda el concepto de canteo, que es una de las actividades cruciales para mejorar el rendimiento de un helióstato. Como parte sustancial del presente trabajo se considera la propuesta de deformación de facetas como una alternativa de mejoría al diseño del nuevo prototipo de helióstato.

Más adelante se detalla la tecnología de helióstatos desarrollada en el CEToC: descripción de los prototipos instalados y las limitaciones observadas en ellos. En base a lo observado se define los requisitos de mejoría para generar una nueva propuesta de diseño.

Para evaluar cualquier prototipo de helióstato es necesario hacer una predicción de cómo es su comportamiento al someterse a un sistema de fuerzas (gravedad y viento). Por lo tanto, en este capítulo también exponen las herramientas necesarias para poder efectuar un análisis estructural sobre el diseño del helióstato

2.1 Antecedentes

2.1.1 Historia del desarrollo de helióstatos

El nombre de helióstato proviene de la unión de las palabras griegas *helio* y *stato*, que significan respectivamente Sol y estático. El diccionario de la Real Academia de la Lengua Española define helióstato como “Instrumento geodésico que sirve para hacer señales a larga distancia, reflejando un rayo de luz solar siempre en dirección fija, por medio de un espejo que regido por un mecanismo, sigue el movimiento aparente del sol” (RAE, 1984). Los helióstatos empleados en la tecnología de torre central responden a esta definición, salvo en su función, ya que aquí es captar la radiación solar y redirigirla hacia el receptor.

La historia reciente en el desarrollo de helióstatos comenzó en 1975 con el proyecto de una planta piloto de torre central de bajo la dirección del Departamento de Energía de Estados Unidos. Cuatro grupos industriales fueron financiados para estudiar y desarrollar los diseños de la primera generación de heliostatos. Entre esos estudios se incluían estimaciones de costos para su producción en gran escala (Kolb, 2007).

Las corporaciones Martin Marietta Aeroespacial, McDonell Douglas y la compañía Honeywell produjeron la primera generación de prototipos de heliostatos en el rango de 37m² a 41 m² de área reflejante, diseñados con el concepto vidrio-metal. Por lo general en estos prototipos el concentrador consiste en facetas (espejos) montadas sobre estructuras metálicas de soporte.

Con el objetivo de disminuir significativamente el costo de los diseños, en 1977 fueron desarrollados y construidos los prototipos de la segunda generación los cuales fueron probados hasta 1981. El resultado de la segunda generación vidrio-metal fueron prototipos un poco más grandes que la primera generación, con un tamaño de entre 44 m² y 57m². Un importante progreso técnico en este periodo fue la definición de especificaciones para el diseño de helióstatos. El apogeo en el desarrollo de helióstatos en E.U. ocurrió durante este periodo. Su departamento de energía destino un mayor presupuesto que permitió una optimización extensiva a partir del análisis de costos. Para la década de los 80's las predicciones de los precios de los heliostatos eran de \$100 a \$150 dólares por m², estimadas para heliostatos de tamaño de 60 m².

Los heliostatos desarrollados durante la primera y segunda generación por los equipos industriales se muestran en la figura 2.1, donde aparecen cinco conceptos: (1) montura en pedestal (izquierda); (2) membrana en estructura de burbuja (arriba); (3) modular

(derecha); (4) carrusel (inferior izquierdo); (5) campo rotatorio (inferior derecha). El heliostato Jones fue desarrollado por separado en 1982. Después de una evaluación extensiva, la montura en pedestal de la compañía Martin Marietta Aeroespacial mostro ventajas en costo sobre las otras propuestas, y fue el diseño seleccionado para instalarse en la planta solar piloto Solar One en 1982 (ver Figura 2.7).

Por su parte, McDonnell Douglas continuó optimizando su prototipo que ganaría para la fase de la instalación Solar Two. Se examinaron muchas variables de diseño y sus análisis demostraban una reducción en costos del 20% si incrementaban el tamaño del heliostato hasta al menos un área reflejante de 100 m², pues así se disminuía la inversión en estructuras, mecanismos, cableado y cimentaciones. Sin embargo, se encontró que en la práctica el aumento del tamaño puede ocasionar problemas ópticos, mayores dificultades en el mantenimiento, lavado y otros problemas secundarios como la dificultad de su transporte e instalación.

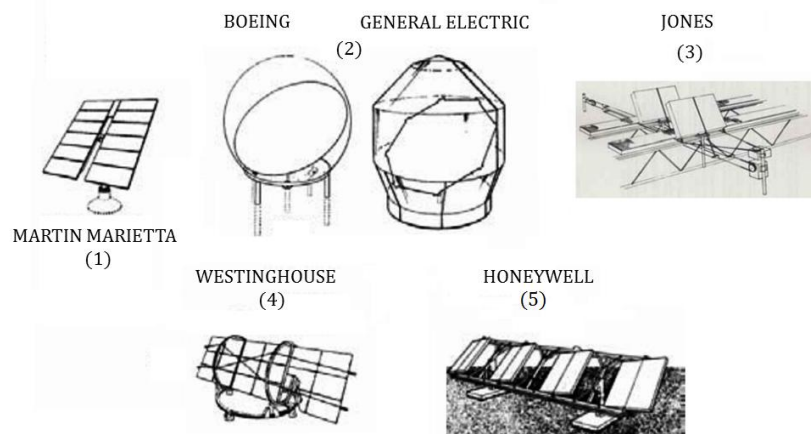


Figura 2.1: Conceptos desarrollados de heliostatos en EE.UU. entre 1975 y 1982. (adaptado de Kolb, 2007)

Hacia la segunda mitad de la década de los 80's también se empezó la investigación sobre el concepto denominado membrana tensionada. Estos prototipos de heliostatos tienen una superficie metálica muy fina tensada desde un anillo que, a su vez, soporta a la propia membrana. El vacío que se forma entre las membranas trasera y frontal deforma la superficie y crea un concentrador parabólico con una distancia focal ajustable lo que elimina el proceso de canteo. La membrana puede ahora ser montada sobre un pedestal o un marco de acero. En lugar de la estructura convencional con muchas facetas, este heliostato usualmente tiene en su diseño una sola faceta. A la parte frontal de la membrana se le pega un polímero reflejante, normalmente a base de plata depositada. Sin embargo los primeros materiales

experimentales se degradaban rápidamente por los rayos UV, también estos prototipos descansaban hacia arriba lo que favorecía la formación de abolladuras en caso de granizo. Por lo anterior se consideraba fuerte la incertidumbre en cuanto a la durabilidad de su superficie reflejante. Sin embargo hoy en día ya se han desarrollado materiales poliméricos con mayor durabilidad como lo es el REFLETECH (Riveros, 2012).

El desarrollo de heliostatos en este periodo (década 80's) se resume en la figura 2.2. La tendencia fu hacia la construcción de heliostatos de gran escala (148 m^2) de vidrio-metal. Un prototipo de esta generación fue el heliostato ATS de 150 m^2 (Sistema Térmico Avanzado por sus siglas en inglés), el cual operó exitosamente durante veinte años en el NSTTF (National Solar Thermal Test Facility) en Alburqueque, sobreviviendo a múltiples ráfagas de viento que excedían los 140 km/h y sin que la calidad óptica de la mancha solar se degradará significativamente. A finales de esa década se desarrollaron prototipos de membrana tensionada a una escala de 50 m^2 . La tecnología de membrana tensionada con el uso de vidrio fue construida y probada en Solar Two y en España a mediados de la década de los 90's. En cuanto al concepto de membrana tensionada, el mayor hito logrado hasta el momento actual, es el heliostato de Steinmüller (ASM-150), con 150 m^2 y una calidad de imagen de 2 mrad . A pesar de estos resultados, el heliostato de membrana no ha conseguido mejorar, por el momento, las expectativas de precios contra los más probados heliostatos de vidrio-metal.

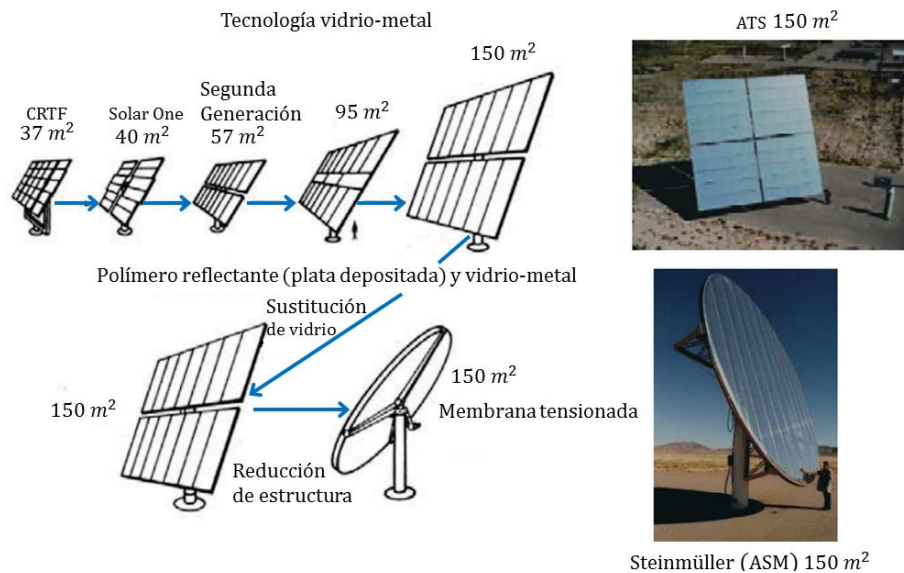


Figura 2.2: Prototipos de heliostatos en la segunda mitad de los 80's, tecnología vidrio-metal (arriba) y tecnología de membrana tensionada (abajo) (adaptado de: Kolb, 2007).

En algunos estudios se ha estimado que para que una planta de torre central obtenga una capacidad de 100 MW térmicos se requieren cerca de un millón de metros cuadrados de

superficie reflejante, esto corresponde aproximadamente a 10 000 helióstatos de 100 m² (Mancini, 2000). Aún en 2006 el NSTTF continuó la visión de construir grandes helióstatos buscando reducir el precio por m², para lo cual propuso un helióstato aún más grande, de 150 m². En 2007 más de 200 000 m² de heliostatos fueron instalados en las plantas PS10 y en la PS20, en España. Estos helióstatos son de 121 m² de área reflejante, con tecnología vidrio-metal y de montadura en pedestal. Este modelo fue seleccionado después de evaluaciones de prototipos alternativos indicando ser la opción de menor costo (Kolb, 2007).

La tecnología de helióstatos de vidrio-metal que se puede considerar la más comercial se centraba, hasta hace pocos años, en tamaños entre 70 y 100 m², como es el caso del helióstato Colón desarrollado por Inabensa en colaboración con Ciemat, el GM-100 de 105 m² desarrollado por Ciemat. Los precios proyectados se mueven, según los escenarios de producción, entre los 120 y 200 dólares por m² (Energúa, 2009).

Para 2011 entra en operación Gemasolar que es la primera planta comercial en el mundo que aplica tecnología de receptor de torre central y almacenamiento en sales fundidas. Su campo solar está formado por 2650 heliostatos, distribuidos en anillos alrededor de la torre. La nueva generación de heliostatos desarrollados para Gemasolar tienen una configuración estructural en T de acero galvanizado que soporta un área reflejante de 115.7 m² que se constituye por 35 facetas. El espejo de cada faceta tiene 3 mm de espesor y esta reforzado por un resistente soporte estampado de acero galvanizado (ver figura 2.3). Este innovador sistema de unión de las facetas fue patentado por SENER que también se encargó del diseño del mecanismo de transmisión de movimiento que también es un concepto patentado (Lata, 2010).



Figura 2.3: Prototipo de helióstato instalado en Gemasolar (Lata, 2010).

En años recientes se han vuelto a contemplar diversas configuraciones de helióstatos cuyas dimensiones en área reflejante se contemplan en un tamaño mediando. En NSTTF se han instalado 218 helióstatos de área reflejante de 37 m² constituida por 25 facetas de 1.2 m x 1.2 m. Su soporte estructural en H permite el descanso de su área reflejante viendo al suelo (ver figura 2.4). Las facetas están soportadas por diez celosías que a su vez están unidas a un tubo de giro para el movimiento en elevación. El tubo de torque está unido al soporte estructural el cual está acoplado a una guía giratoria para el movimiento en azimut.



Figura 2.4: Helióstato instalado en NSTTF .

Sin embargo algunas propuestas recientes, han vuelto sus ojos hacia helióstatos de escala todavía menor (1 a 20 m²), por la simplificación y abaratamiento de los procesos de transporte, instalación y puesta en servicio. La empresa eSolar en la planta “Sierra SunTower”, apostó a una reducción en dichos costos empleando, helióstatos de 1.13m² de superficie reflejante. Al requerir un mayor número de helióstatos, el precio unitario de sus componentes se redujo por el volumen de compra. Por otra parte, la deshabilitación temporal de un helióstato por falla o mantenimiento, representa una pérdida menor de energía que si se tratase de un dispositivo de mayor tamaño.

Por su parte, en la planta de torre central más grande del mundo Ivanpah, que entró en operación en 2014, se instalaron 173 500 helióstatos (véase en la figura 2.5). Cada helióstato tiene un área reflejante de 14.6 m² y consiste de dos superficies planas de 3.2 m x 2.29 m (10.5 x 7.5 pies) c/u. Soportadas por seis armaduras metálicas. Estos elementos estructurales se unen al tubo de torque cuyas dimensiones son de 6” (0.15 m) de diámetro exterior y 4.57 m de longitud. El pedestal está cimentado en concreto ecológicamente amigable. Para la transmisión de movimiento en azimut se emplea un reductor de velocidad corona tornillo sin

fin. Mientras para transmitir el movimiento en elevación se emplea el acoplamiento de un actuador lineal (Hagai Huss, 2013).



Figura 2.5: Plana termosolar Ivanpah.

Paralelamente al desarrollo de los modelos expuestos, en Australia y Malasia han ideado otro concepto de prototipo de heliostatos (ver figura 2.6). La innovación de éstos radica en la incorporación de un movimiento extra para corregir errores de aberración. Éste heliostato emplea un movimiento giratorio en un eje que se fija apuntando al objetivo (receptor), de tal manera que esta adaptación corrige la aberración en primer orden (Chen Y.T., 2001).

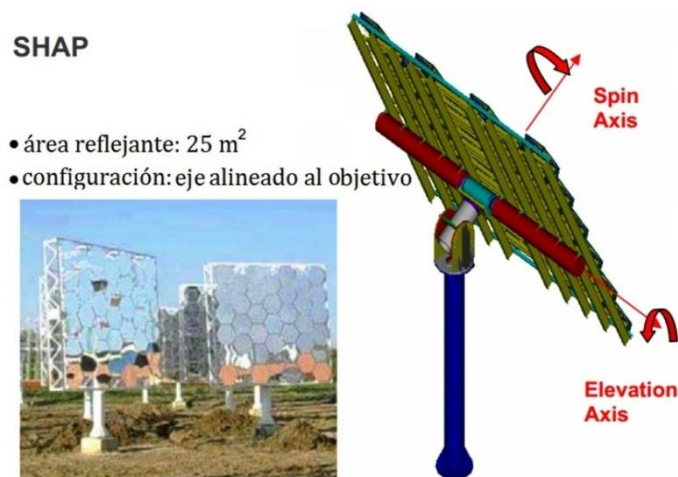


Figura 2.6: Seguimiento de eje giratorio alineado al objetivo.

2.1.2 Estructura actual de un heliostato convencional

Un heliostato de la actual generación consta básicamente de:

Facetas: forman la parte reflectante del heliostato, pueden ser de diferentes formas y tamaños en general, fabricadas de espejos de vidrio de segunda superficie adheridos a un

soporte de metal. Normalmente tienen tres o cuatro puntos de sujeción a los soportes correspondientes en la estructura de metal. Las facetas pueden presentar deformaciones mecánicas por los mecanismos de sujeción, por lo que pueden llegar a presentar cierta curvatura.

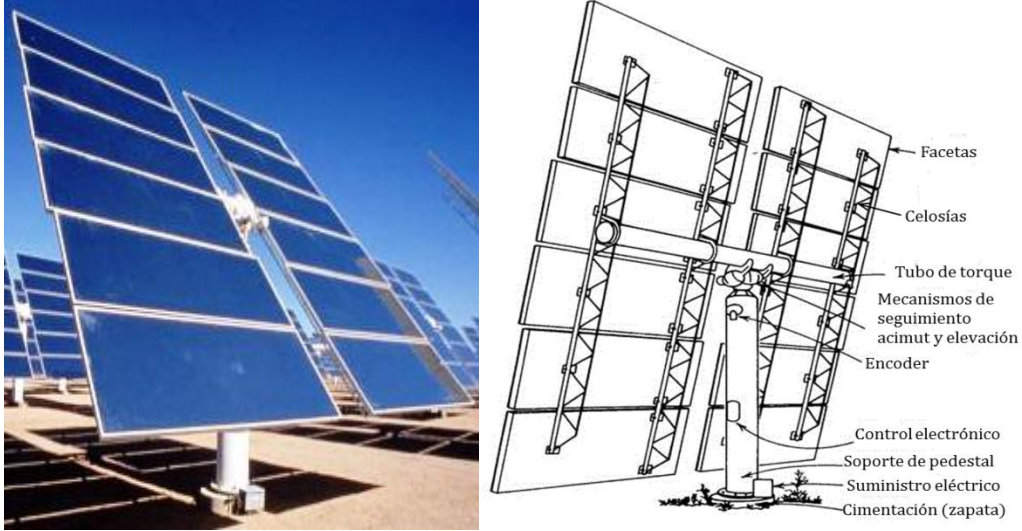


Figura 2.7: Modelo de heliostato instalado en Solar One (izq.) y componentes del heliostato convencional (der.)(adaptado de: H.Fong, 1981).

Estructura y mecanismo; la estructura de un heliostato está formada por celosías que sirven de soporte a las facetas, las cuales se sujetan mediante elementos generalmente de fijación roscada. Esta adaptación estructural permite el ajuste de la orientación de las facetas a través de los tornillos, permitiendo darle una forma cóncava al heliostato, haciéndolo concentrador; es decir, que la imagen proyectada de cada faceta pueda coincidir el mismo punto focal. A su vez las celosías están sujetas a un eje cilíndrico horizontal: el tubo estructural de torque. Dicho tubo, a través de un mecanismo altamente reductor, está unido al sistema que proporciona el movimiento al heliostato. Todas estas estructuras se encuentran fijadas a un pedestal. El movimiento de los heliostatos es en dos ejes, acimut y elevación, accionado por dos motores a través de un mecanismo reductor. El conjunto de los mecanismos reductores y la estructura que los une al pedestal y al tubo de torque, se conoce como cabezal. A veces existen componentes adicionales de la estructura uniendo las celosías, para darle más rigidez al heliostato.

La reflectividad promedio anual de un campo de heliostatos de este tipo está entre el 85% y el 90%. Puede variar ligeramente al alza en función de las características de la superficie reflejante y algo más a la baja en función del grado de limpieza. El mecanismo de accionamiento y las facetas suponen un 66% del total del coste de un heliostato, mientras que

en el costo de las facetas el precio del espejo puede llegar a suponer un tercio del total, siendo pues éste un aspecto a optimizar. De todos los elementos, el mecanismo de accionamiento (cabezal) es el más sensible en costo al área del heliostato.

Sistema de control: para enfocar adecuadamente al blanco deseado en cada momento de operación es necesario que el movimiento en los dos ejes sea independiente y esté completamente controlado. Este control se puede conseguir de dos formas: Mediante un sistema centralizado, basado en un servidor central que se encarga de todas las tareas; o mediante un sistema de control distribuido, en el que se le da una mayor importancia a los controladores locales, liberando al servidor central de muchas de sus tareas. En ambos casos hay un procedimiento a seguir:

- Cálculo de la posición del sol.
- Cálculo de la posición del heliostato.
- Medición de la posición actual de cada heliostato.
- Corrección de la posición en lazo cerrado.
- Gestión de las comunicaciones con cada heliostato
- Modos de funcionamiento de los heliostatos.
- Detección de errores y averías.
- Acciones de emergencia y su señalización.

Un desarrollo reciente de gran interés potencial es el heliostato autónomo, desarrollado en la Plataforma Solar de Almería. Este heliostato se alimenta con la energía producida por un pequeño panel fotovoltaico instalado sobre su estructura y se controla vía radio, lo que elimina la necesidad de cableados de potencia y control del campo de heliostatos, con la inherente disminución de costos.

2.2 Canteo de Heliostatos

El objetivo de canteo de facetas es enfocar los rayos solares y aumentar ligeramente su concentración en el receptor. Las facetas de un heliostato se disponen en una estructura común y estas pueden orientarse individualmente para configurar una alineación específica. A la alineación de facetas se le conoce como *canteo*.

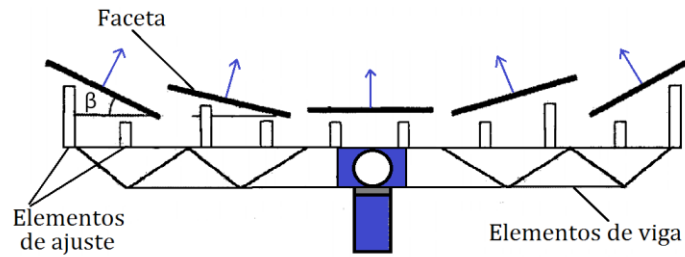


Figura 2.8: Alineación de facetas, vista lateral.

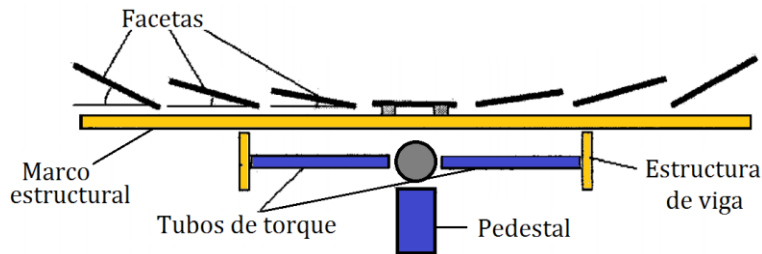


Figura 2.9: Alineación de facetas, vista frontal.

Los errores de alineación disminuyen la eficiencia de concentración, pues una parte de la irradiación reflejada no intercepta la apertura del receptor. Es así que el canteo ayuda a aumentar la razón de concentración, pero a la vez influye en cantidad de pérdidas por desbordamiento.

2.2.1 Concentración fuera de eje

Debido al canteo de sus facetas, los helióstatos suele ser concentradores, que además siempre trabajan fuera de eje. La concentración fuera de eje es cuando en el concentrador los rayos inciden de manera no paralela al eje óptico del sistema, por lo cual la distancia focal cambia.

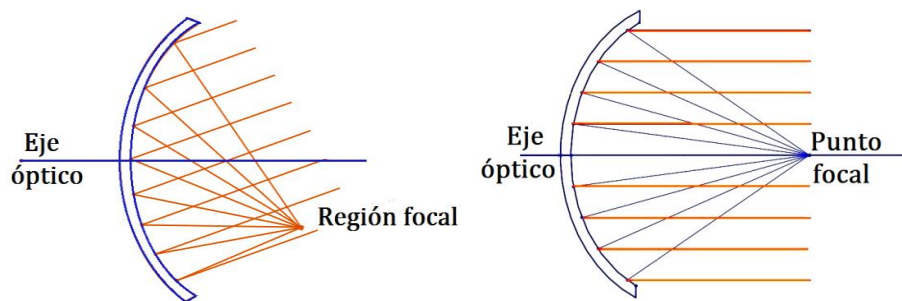


Figura 2.10: Concentración en eje (izquierda) y concentración fuera de eje (derecha).

En este caso deja de existir un punto focal ideal y se convierte en una “región focal” en donde diferentes grupos de rayos enfocan en diferentes puntos. Existen dos distancias focales importantes que caracterizan este comportamiento (ver Figura 2.10), la distancia focal tangencial y la distancia focal sagital. Estas dos distancias definen el tamaño de la región focal.

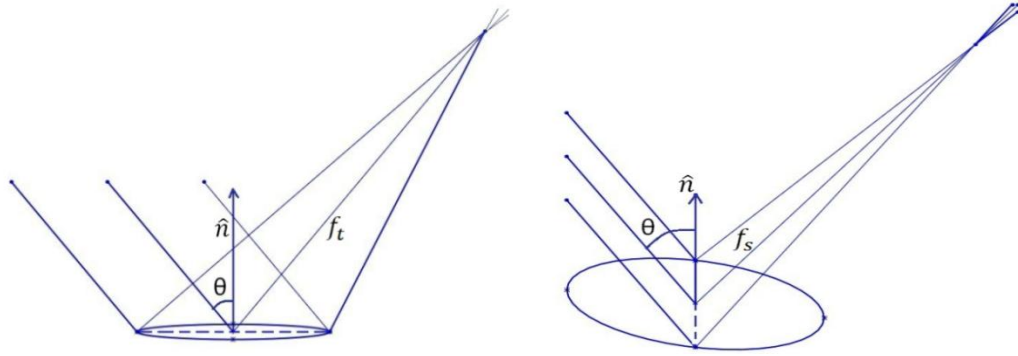


Figura 2.11: Plano tangencial (izquierda) y plano sagital (derecha).

El helióstato es típicamente un concentrador fuera de eje, en donde su distancia focal debe ser capaz de configurarse en diversos arreglos. Tendrá una distancia focal f_o ordinaria y sus distancias focales sagital y tangencial variaran a lo largo del día y del año, de acuerdo al ángulo de incidencia θ , que puede variar ampliamente. Estas distancias focales están dadas por las ecuaciones 1 y 2,

$$f_s = \frac{f_o}{\cos\theta} \quad (1)$$

$$f_t = f_o \cos\theta \quad (2)$$

Se conoce que el canteo de helióstatos tiene una influencia mayor en la eficiencia óptica de un campo de helióstatos y por ende la potencia de salida de una planta solar de torre central. Conforme estas plantas se convierten en económicamente más atractivas, el conocimiento acerca de la influencia de canteo se torna más importante. Existen diversos estudios que evalúan la influencia de diferentes métodos de alineación de facetas (Buck R., 2009) (Noone C.J., 2012) (Yellowhair J., 2012) (Chen Y.T, 2004). El objetivo de análisis es optimizar el canteo del helióstato para maximizar la potencia incidente en el receptor (eficiencia de recepción).

2.2.2 Tipos de canteo

Canteo en eje, existen diferentes tipos de canteo. El más simple es el canteo esférico en eje, en el que cada faceta se hace perpendicular a un radio que se dirige a un punto ubicado al doble de la distancia focal deseada. En otras palabras, considerando a los helióstatos como concentradores de foco puntual, como se muestra en la figura 2.12, se orientan las normales de las faceta hacia un punto ubicado a la distancia $2f$ (Yellowhair, 2010).

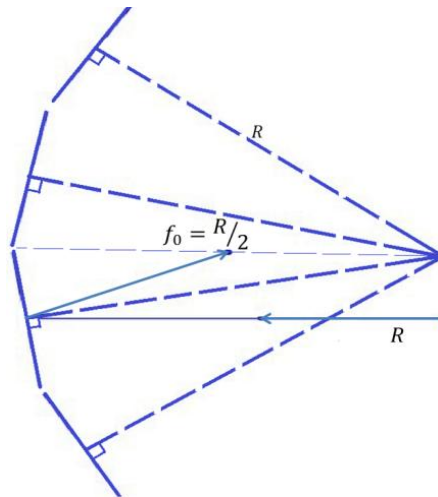


Figura 2.12: Canteo esférico en eje.

El canteo parabólico es muy semejante al esférico, pues al tratarse de distancias focales muy largas, la región paraxial del paraboloide corresponde con la de la esfera. El canteo en eje provee un enfoque ideal cuando el helióstato, el receptor y el Sol están alineados, porque en esa situación el punto focal recae en el eje óptico del paraboloide. Este canteo funciona mejor a las horas y meses en que el sol se encuentra “aparentemente cercano” a la torre como se ilustra en la Figura 2.13, es decir en invierno (si se trata de un campo norte).

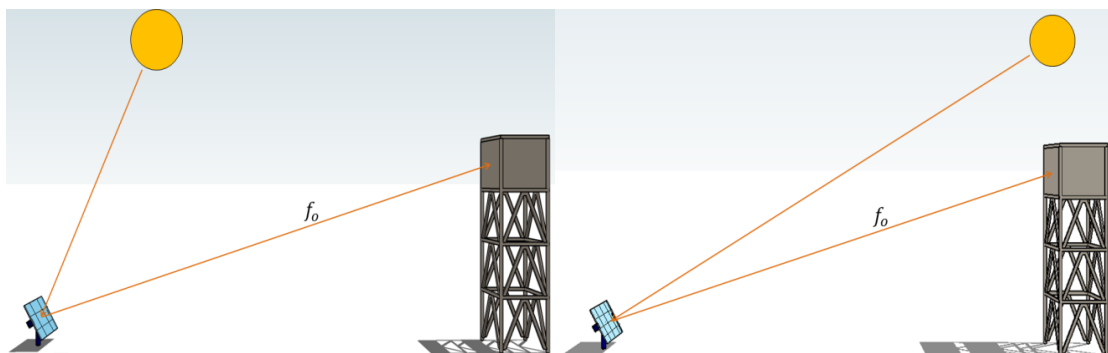


Figura 2.13: Caso verano (izquierda) y Caso invierno (derecha)

El funcionamiento es deficiente en verano, donde el Sol aparentemente nunca está “cercano” a la torre. Por otro lado, debido a las grandes distancias focales de los heliostatos (cientos de metros), un canteo de este tipo no es más fácil de realizar que otros, pues medir a la distancia de $2f$ no es tan accesible. Esto hace difícil medir y evaluar la alineación de las facetas a esa posición de $2f$, por eso otro tipo de alineación debe ser considerada.

Canteo fuera de eje, alineación donde el enfoque ideal de todas las facetas está dado por un vector solar definido por el día y hora del canteo (ver Figura 2.14). Optimizada para una geometría donde el centro del heliostato, el receptor, y el Sol no coinciden a lo largo de un eje. La manera de cantear es hacerlo para un día específico a mediodía solar; esto es exigir que el rayo central de cada faceta pegue en el centro del receptor. La inclinación del heliostato está dada por la faceta central.

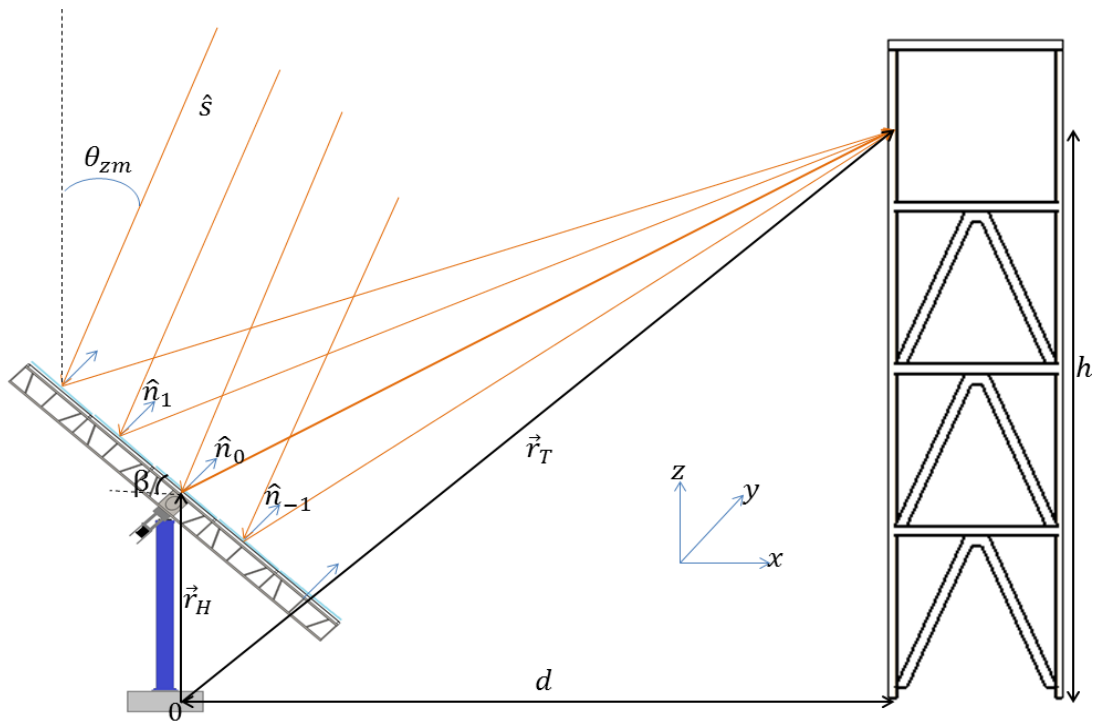


Figura 2.14: Diagrama de alineación de heliostato fuera de eje con el receptor.

Dada una distancia del heliostato a la torre hay un número infinito de diferentes alineaciones fuera de eje, pero sólo una alineación en eje. En un canteo fuera de eje los vectores normales de las facetas no se intersectan todos en un solo punto, sino que se produce una región focal. Este tipo de alineación es normalmente implementada haciendo seguimiento al Sol y ajustando el apunte de cada espejo para minimizar el tamaño del rayo reflejado en el blanco. La distancia focal se convierte en la distancia entre el heliostato y el receptor alineados.

2.2.3 Métodos de canteo

Como ya se mencionó, los helióstatos pueden ser canteados *en* y *fuera de eje*. Los procedimientos de canteo son influenciados por múltiples factores, desde el nivel de potencia de la planta, ubicación del campo, configuración de los helióstatos en el campo, área reflejante de los helióstatos, dimensión y geometría del receptor. Considerando estos factores han sido propuestos nuevos métodos de canteo con el fin de mejorar el desempeño de los helióstatos (Buck y Teufel, 2009). Los métodos para la alineación de helióstatos pueden ser catalogados de muchas maneras, se pueden tratar desde tres enfoques: seguimiento solar, óptico y mecánico (Jones, 1986).

Seguimiento solar

Normalmente provee una alineación fuera de eje. Éste método sólo puede llevarse a cabo una vez que el helióstato es montado en su pedestal, bajo condiciones de luz diurna y cielo despejado. El método requiere el mínimo de implementos para ejecutarse, pero su desempeño anual es muy dependiente de la fecha de canteo. De hecho es imposible cantear todos los helióstatos de un campo en los días ideales que se consideran son los equinoccios. Por otro lado, errores de alineación son introducidos cuando los múltiples rayos de los espejos inciden a la vez en el blanco. Esto hace complicado identificar y por lo tanto alinear cada faceta. El uso de cubiertas para los espejos pueden aligerar el problema pero la mejoría se contrarresta con el esfuerzo adicional para cubrir y destapar cada faceta, así mismo con el encarecimiento del método por mano de obra.

Seguimiento de eje giratorio alineado al objetivo

Durante los picos de insolación el receptor se encuentra fuera de eje óptico para la mayor parte los helióstatos en un campo. Lo anterior se traduce en una aberración significativa. Para lidiar con esto, algunos investigadores proponen que un canteo ideal se logra empleando un espejo cuya forma tiene diferentes radios de curvatura en las dos principales direcciones (sagital y tangencial). Basado en estas recomendaciones diseñaron un helióstato que emplea un movimiento giratorio en un eje que apunta hacia el objetivo (receptor), mientras el otro eje es perpendicular al primer eje y tangencial al plano del espejo (ver figura 2.15). Por eso las direcciones tangenciales y sagitales quedan fijas con respecto al espejo permitiendo la reducción de las pérdidas por desbordamiento debido al astigmatismo (Chong K.K., 2011).

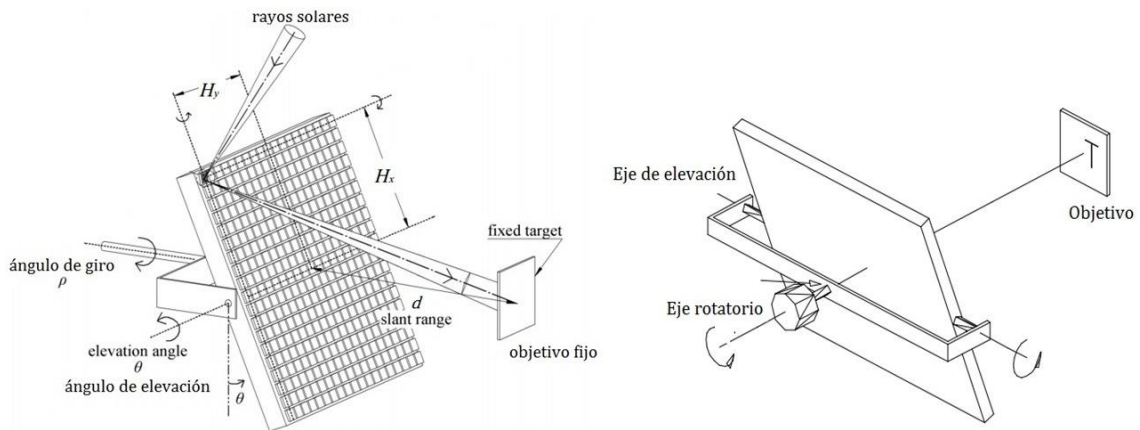


Figura 2.15: Seguimiento de eje alineado al objetivo (Adaptado de: Chong K.K,2011).

Óptico

En el pasado éste enfoque había sido usado solamente para implementar alineación en eje. Consiste en que cerca de un blanco se coloca una cámara que podía identificar la correcta orientación de cada faceta. Si este objetivo no se encuentra a la misma distancia que el receptor, la distancia focal resultante difiere de la distancia cámara-faceta, lo que disminuye el desempeño del procedimiento. Hoy en día los métodos ópticos apoyados en los cálculos necesarios se aplican para la alineación fuera de eje. El enfoque óptico es usado después de ser instalado el heliostato, el cual se gira y las facetas son ajustadas para que se reflejen en el lugar correcto según los cálculos previstos. Dispositivos como láseres o proyectores son usados para llevar alineaciones en horarios nocturnos. La incertidumbre en el hardware y las técnicas de medición contribuyen a los errores de alineación.

Otro método que han ensayado se presenta cuando se usa un blanco reflejado, que es un objetivo con un patrón único y de similar tamaño al área reflectiva del heliostato, es visto en reflexión a través de los heliostatos con una cámara digital de alta resolución localizada en la torre. La imagen reflejada es capturada por la cámara y analizada con un software. Las correcciones de canteo y enfoque son calculadas comparando la imagen reflejada del objetivo contra una imagen ideal. Después un técnico en campo recibe las correcciones de alineación y son aplicadas en las facetas (Yellowhair, 2011).

Mecánico

En éste método se usan instrumentos para medir inclinaciones o desplazamientos desde un plano de referencia antes de la instalación final, y puede llevarse a cabo durante el día o la noche. La inclinación deseada del vector normal de la faceta o bien el desplazamiento de la faceta de la estructura son determinados por cálculos. Para éste método resulta crítico el

'hundimiento' de la estructura al momento de la alineación, pues para llevar a cabo ésta operación el marco estructural típicamente se instala horizontalmente sobre un pedestal de menor altura, es entonces cuando se colocan las facetas para ser orientadas. Una vez canteado todo el conjunto de facetas el heliostato se instala sobre su verdadero pedestal. El error es inducido debido a la deformación por gravedad que sufre la estructura, pues en el proceso de pre canteo la normal de la estructura está a 90° de la horizontal, mientras los ángulos de operación del heliostato se encuentran entre $25-45^\circ$ de la horizontal. La metodología mecánica es muy sensible a los efectos del viento, provocando incertidumbre en las mediciones. Los instrumentos de medición pueden ir desde transductores de desplazamiento, nivel de burbuja, hasta inclinómetros, aunque estos últimos tienen la desventaja de que al ser colocados sobre la superficie son sensibles a los errores (planitud-macro, rugosidad-micro) de la misma.

Canteo estático y dinámico

También se han propuesto comparaciones entre las alternativas de métodos de canteo fuera de eje. El parámetro de comparación es la periodicidad de orientación de las facetas; (a) Facetas fijas (canteo estático) en el cual cada alineación de faceta es optimizada para un solo día y hora, siendo el mejor día del año para realizar este tipo de canteo cada equinoccio a medio día solar. Después de orientar las facetas éstas son fijadas a la estructura. (b) la propuesta de un sistema con canteo dinámico en el cual las facetas son activamente controladas de tal manera que el centro de cada faceta está siempre perfectamente enfocado. Aunque esta última opción se traduce en un compromiso entre eficiencia y costo de la planta, pues proveer un canteo continuo resulta costoso por las implicaciones a considerar de diseño y operación. Tanto en el canteo estático y dinámico la facetas son fijadas a un marco estructural (Noone C.J., 2012).

2.2.4 Comparación entre distintos métodos de canteo

El parámetro típico para evaluar el desempeño del canteo es el factor de intercepción promedio anual porque está directamente ligado a la economía de la planta. Ya que es la fracción de irradiación que abandona los heliostatos e incide en el receptor, promediada a lo largo de un año. Las comparaciones de canteo se basan en esta fracción de energía interceptada. Un alto porcentaje de intercepción significa bajas pérdidas de desbordamiento (Jones, 1986). Otra alternativa de medición usada, que no requiere las especificaciones del

receptor, es el tamaño de la mancha solar reflejada en un blanco Lambertiano localizado en el receptor. Minimizar el tamaño de la mancha solar se traduce a disminuir el tamaño del receptor, obteniendo así altas eficiencias de intercepción. La prueba de mancha solar también permite implementar más estrategias de apuntamiento para obtener una distribución de flujo uniforme en el receptor.

La alineación óptima de cada faceta es tal que el rayo central reflejado golpee al centro del receptor. Con un buen apuntamiento se eliminan las aberraciones pero aun así se forma una imagen de tamaño finito porque la fuente no es puntal. El tamaño de la imagen está gobernado por los errores ópticos adicionales, como imperfecciones macroscópicas (ondulaciones) y microscópicas (rugosidad y suciedad) de la superficie reflectante del heliostato y por la distribución de irradiación solar (forma solar).

Se han comparado diferentes métodos de canteo, mostrando mejor comportamiento el canteo fuera de eje que las técnicas de canteo en eje. Los resultados indican que se obtiene un mejor desempeño con la libre orientación de cada faceta, ajustándose de manera completamente independiente. Sin embargo manipular el seguimiento individual de cada faceta implica demasiado costo de diseño y operación. Por esta razón las facetas son fijas y cotidianamente más de una faceta en la estructura no tiene un seguimiento correcto, mientras otras están más o menos alineadas casi todo el tiempo. Por eso, para el canteo fuera de eje hay una clara diferencia entre desempeño anual e instantáneo (Zaibel, 1995).

El seguimiento de un eje giratorio alienado al objetivo, se muestra superior a todos los casos. Aunque sus ventajas deben considerarse contra el costo adicional causado por, a) los componentes adicionales de seguimiento y orientación y b) los esfuerzos adicionales de instalación debido a que se requiere una orientación apropiada del primer eje de rotación apuntando hacia el receptor. Otra ventaja de este tipo de heliostato, es que los movimientos requeridos por éste tipo de seguimiento mejoran la distribución de los heliostatos en el campo, pues se atenúa el efecto de sombreado y bloqueo (Chen Y.T, 2004).

Dependiendo de la localización del heliostato la fracción de irradiación interceptada en el receptor puede incrementarse simplemente por emplear un procedimiento óptimo de canteo. Aunque la tendencia general es que las ventajas de un canteo optimizado disminuye con el incremento de la distancia desde la torre (Buck R., 2009).

Se ha encontrado que es difícil definir reglas generales para establecer procedimientos óptimos de canteo. Los resultados indican que para cada configuración de sistema y campo,

se deben desempeñar operaciones específicas para definir protocolos adecuados de canteo (Noone J.C, 2011) (Buck R., 2009).

2.3 Deformación de facetas

Con anterioridad se habían empleado facetas cuyas superficies eran de forma esférica, las cuales se montaron en heliostatos de 36 m². Lo anterior para evaluar el desempeño de las facetas considerando la influencia del astigmatismo en su reflejo (Igel E., 1979). A lo largo del desarrollo de la tecnología de heliostatos han surgido conceptos como el seguimiento adicional, así como el de facetas concentradoras en lugar de planas (Buck R., 2009). Hoy en día para aumentar la concentración, además del canteo de facetas, se ha recurrido a la deformación de las mismas, implementado sistemas de deformación de espejos mediante la manipulación estructural de la faceta (Yellowhair J., 2012). Los heliostatos de Gemasolar tienen facetas con marco estructural estampado. Estas facetas presentan deformación en su superficie debido a la diferencia de dilatación térmica que hay entre el vidrio y el acero. Después de un periodo de rigurosas pruebas los investigadores encontraron la manera de manipular la adhesión del espejo y marco de tal manera que pueden inducir la curvatura de unión óptima para mejorar la calidad óptica de la faceta (Lata, 2010).

2.4 Desarrollo de heliostatos en el CEToC

Dentro del proyecto LACYQS se han obtenido los recursos para la creación y el diseño de prototipos de heliostatos, lo que ha permitido generar aprendizaje sobre tecnología de heliostatos, como parte esencial de la tecnología de torre central. Se han creado seis prototipos que han permitido sentar las bases para las siguientes etapas, en las cuales se planea aprovechar el conocimiento adquirido para definir un prototipo de heliostato que mejore las características de desempeño y costo y producirlo en serie y así completar la instalación de heliostatos en el campo de pruebas. Los prototipos desarrollados se describen a continuación:

Heliostato UNISON-TX-H6

Fue el primer heliostato instalado en el campo, es de 6 m² de área reflejante (ver figura 2.16). La superficie reflejante la constituye un arreglo de dos facetas de vidrio 1.5m x 2m de

área por 3mm de espesor c/u. Película protectora de seguridad para aumentar la resistencia a la tensión, evitar fracturas y fragmentación en caso de falla.



Figura 2.16: Heliostato UNISON-TxTec H6.

Conformado estructuralmente por un bastidor de 3.5m x 2m, unido con soldadura y fabricado con PTR de 1" x 1" x 0.125". Cuenta con 40 barrenos pasados de 0.25" para sujetar el marco de metal de las facetas. El soporte de pedestal está fabricado con tubo estructural de diámetro nominal 6" ced-40 (0.25" de espesor) altura de 1.5 m desde la parte de unión con la zapata hasta la reducción de diámetro del poste. La parte superior del pedestal se integra con soldadura al cabezal. Y con una placa de 10" x 10" x 0.25" grado A-36 y tornillos de 0.75" que unen a la zapata con el pedestal.

El cabezal está constituido con los mecanismos reductores tornillo sin fin, marca Boston Gear (modelo G1110 para el engrane y H1116 para el tornillo), para la transmisión de movimiento acimutal y en elevación. La relación de transmisión entre el número de vueltas de entrada y salida es de 20:1. Esto significa que para una potencia de entrada de 1.7 kW (2.27 HP) se tiene un torque de salida de 148 Nm. Para permitir el giro en elevación se incorporan unas chumaceras que se acoplan con el tubo estructural que funge como brazo. Este a su vez se une al bastidor estructural mediante el acoplamiento por bridas.

La transmisión de movimiento del heliostato es controlado por una computadora y se comunican mediante el protocolo "wifi". Su sistema de abastecimiento energético es en base a paneles fotovoltaicos de 60 W (TxTec, 2008).

Helióstato UNISON-MC-H1.5

Como parte del proyecto el Cuerpo Académico de Mecatrónica del Depto. de Ingeniería Industrial de la UNISON desarrolló un clúster de nueve heliostatos con un área reflejante total de 13.5 m², diseño de fácil fabricación para producción en masa, sin necesidad de maquinaria pesada.

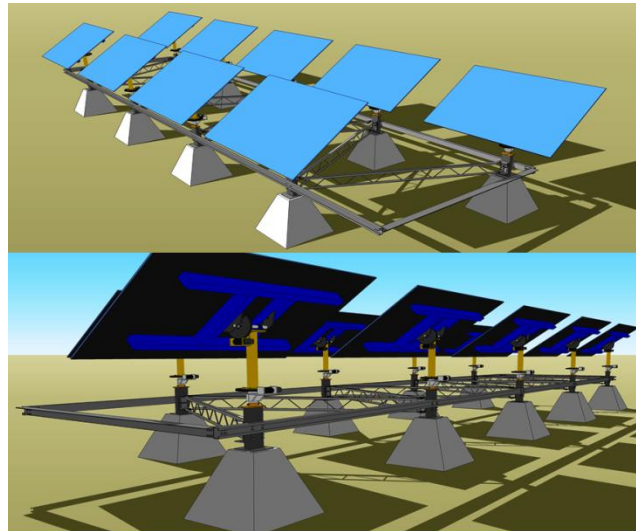


Figura 2.17: Heliostato UNISON-MC-H1.5, parte frontal (superior) parte trasera (inferior) (Sosa, 2012).

El arreglo consta de nueve espejos de 1.5 m x 1 m de área por 4 mm de espesor. El bastidor estructural del clúster es un rectángulo de 2 m x 9 m compuesto de ángulo estructural de 3" x 3" x 0.125" a lo ancho y de canal estructural de 3" x 1.25" a lo largo. Para reforzar el bastidor se disponen diagonalmente celosías fabricadas de ángulo estructural de 1" x 1" por 0.125" de espesor. Cada helióstato cuenta con su soporte de espejo en forma de H fabricado de PTR rectangular de 2.5" x 1.25". Cada pedestal es de tubo estructural de 2.5" de diámetro exterior, el cual se une mediante una solera a su parte inferior fabricada de PTR rectangular este tramo de pedestal se acopla a la respectiva zapata.

Cada helióstato cuenta con movimientos de elevación y acimut mediante dos mecanismos tipo corona tornillo sinfín. Cabe destacar que los engranes son de material plástico Nylamid. Los mecanismos se mueven mediante dos motores a pasos, controlados por un sistema de lazo abierto. En la figura. 2.17 se presenta un esquema del sistema.

Helióstato UNISON-TX-H36

El prototipo UNISON-TX-H36 (ver figura 2.18) tiene una área reflejante continua (sin espaciamiento entre espejos) de aproximadamente 36 m², compuesta por un arreglo de 12

espejos de vidrio (facetas), cuyas dimensiones son de 1.5m x 2m de área por 3mm de espesor c/u. Las facetas tenían una película protectora de seguridad buscando aumentar la resistencia a la tensión, para evitar fracturas y fragmentación en caso de falla. Cuenta con un sistema de deformación y orientación de las facetas por medio de varillas roscadas de 0.25", ajustador manual y mecanismo de seguridad. Estas varillas se unen a las facetas mediante juntas de dilatación de policarbonato transparente (copas de succión de PVC Medical Grade) resistentes al UV(ver figura 2.19). La idea era que estos suplementos de sujeción amoldarán la curvatura del espejo permitiendo deformarlo con facilidad.



Figura 2.18: Helióstato UNISON-TX-H36 (izquierda) y transmisiones de movimiento (derecha).



Figura 2.19: Sistema de sujeción y canteo de espejo del helióstato UNISON-TX-H36.

El marco estructural está compuesto a base de cuatro celosías fabricadas con ángulo de 1" x 1" x 0.125" y PTR de 1" x 1" x 0.125". Las celosías se unen a un soporte en brazo horizontal fabricado en tubo estructural de diámetro nominal 8" ced-40, con tapas en los extremos y bridas para soporte y unión con la transmisión. Además de 12 largueros de unión fabricados en PTR de 1" x 1" cal-0.125", con 15 barrenos pasados de 0.25" cada uno para sujetar los espejos. El pedestal está fabricado en tubo de diámetro nominal 8" ced-80 (0.5" espesor), en la parte superior se integra una tapa circular con 10 barrenos roscados, placa de acero de 1" grado A-36, en la parte inferior se integra una placa de 14" x 14" x 1", con 8 cartabones de refuerzo de 2.5" x 3" x 0.5".

El cabezal es una pieza mecánica especialmente diseñada para soportar el peso total del marco estructural, tiene la capacidad de articular toda esta estructura en dos movimientos, el movimiento de acimut que debe ser de $\pm 180^\circ$ y el de elevación de $0-85^\circ$. Además debe soportar ráfagas de vientos por lo menos de 120 km/h. Para lograr el movimiento en azimut se utiliza un mecanismo Perfection Gear como el que se muestra en la figura. 2.18. Esta pieza fue diseñada y fabricada por la empresa Winsmith, basándose en los cálculos de torques y movimientos necesarios en las condiciones de operación del heliostato. Dicha transmisión cuenta con tres etapas de reducción conformadas por un mecanismo de corona tornillo sin fin, que permite el giro de 360° en azimut. La transmisión de movimiento en elevación consiste de un mecanismo de cuatro barras accionado con un actuador lineal marca Joyce Dayton, que permite el movimiento $0-85^\circ$ de la superficie reflectante respecto a la horizontal. Se adaptan a la transmisión servomotores integrados de AC, que incluyen inversor, controlador, driver, indexer y sistema de comunicación en la misma unidad. El servomotor permite la opción manual de control del cabezal, lo que facilita la tarea de mantenimiento del heliostato.

El abastecimiento eléctrico se hace a través de un panel fotovoltaico de 60 W. El sistema de control de estos heliostatos incluye funciones como paro de emergencia, posición límite, posición de limpieza y de reposo.

Heliostato UNISON-TX-H36B

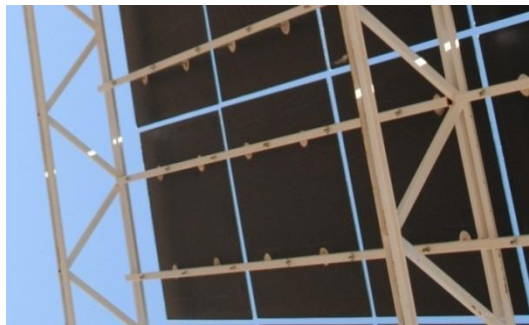


Figura 2.20: Sistema de sujeción y canteo de espejo del heliostato UNISON-TX-H36B.

La configuración como una sola pieza de la superficie del heliostato UNISON-TX-H36 indujo efectos altamente destructivos sobre la misma. Así mismo presentaba dificultades de canteo por la cantidad de elementos que había que ajustar, pues eran un total de quince espárragos para dar la orientación a cada sección de la superficie (ver figura 2.19). Una mejoría de este modelo derivó en un nuevo prototipo el UNISON-TX-H36B. Él cual está conformado modularmente por facetas de menor área ($1.2\text{ m} \times 1.2\text{ m}$) y con espaciado entre éstas. Lo anterior permitió trabajar con tan sólo cuatro espárragos para canteo, lo que

facilita dicha actividad (ver figura 2.20). Sin embargo se encuentra en observación la durabilidad de los chupones de sujeción.

Helióstato UNAM-H36-A

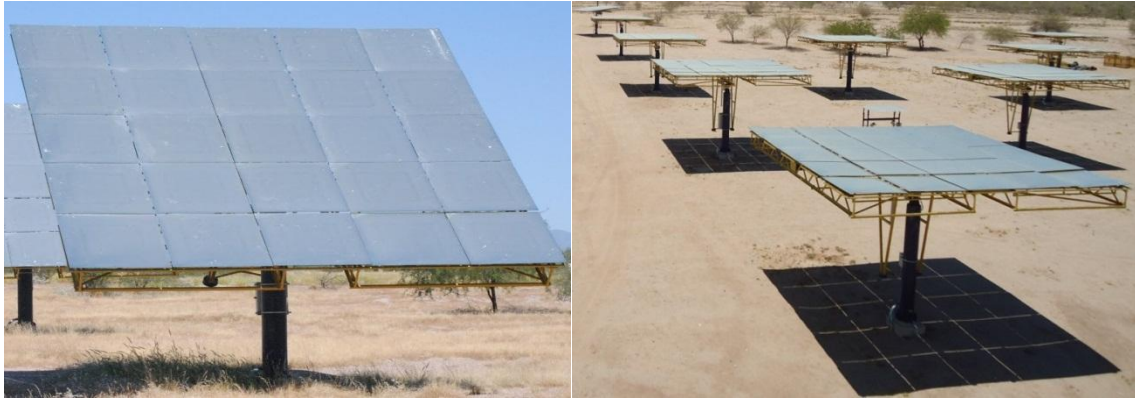


Figura 2.21: Helióstato modelo UNAM 36-A en posición de descanso.

La mayoría de los heliostatos que se encuentran instalados hasta el momento en el CEToC corresponden a este modelo (ver Figura 2.21), el cual se propone más robusto en sus componentes estructurales. También se implementó el sistema en base a facetas con marco estructural para facilitar el conteo de las mismas y mejorar el rendimiento en la concentración de los rayos solares. Cada una de las facetas se orienta de forma independiente para converger en un punto focal, localizado en el cuarto de calentamiento en lo alto de la torre central.

La superficie reflejante está compuesta de un arreglo de 25 facetas, constituidas a su vez por espejos de vidrio, cuyas dimensiones son de 1.2 m x 1.2 m de área por 5 mm de espesor. Obteniendo así un total de 36 m². Cada vidrio está pegado a un marco estructural de dimensiones de 29" x 29" fabricado con PTR de 1.5" x 1.5". Cada esquina del marco tiene acoplada una solera con dos barrenos que permiten el paso de tornillos de 7/16" que unen a la faceta con los bastidores estructurales. A su vez estos tornillos permiten la orientación de cada faceta. El marco estructural está compuesto de cinco bastidores de 5.64 m x 0.8 m fabricados con PTR de 1.5" x 1.5". Cada bastidor sostiene cinco facetas en un arreglo horizontal. Los cinco bastidores se unen por medio de cuatro celosías fabricadas de PTR cuadrado de 1" y por ángulos estructurales de 1" x 1". Debido al incremento en el peso total del marco estructural y para proteger el mecanismo de elevación se agregó una estructura de contrapeso, (ver Figura 2.22).

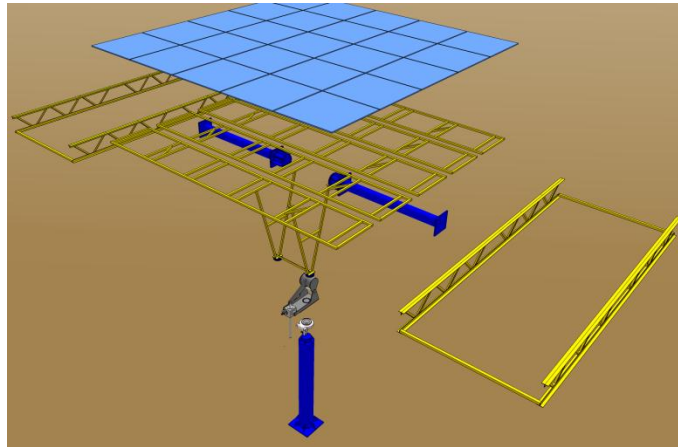


Figura 2.22: Modelo 3D en explosivo del helióstato modelo UNAM 36-A (Sosa, 2012).

El pedestal está fabricado en tubo de 12" de diámetro nominal ced-40. En la parte superior se reduce el soporte del cabezal con tubo de 6" de diámetro nominal ced-40, que al final se une al pedestal con una brida de 1" grado A-36, la brida tiene 10 barrenos roscados. En la parte inferior del pedestal se integra una placa de anclaje 14" x 14" x 1" grado A-36, con 8 cartabones de refuerzo de 2.5" x 3" x 0.5". El brazo de soporte horizontal está fabricado en tubo estructural de diámetro nominal 8" ced-40, con tapas en los extremos y bridas para soporte en la parte interior. Se ha hecho un análisis estructural de este modelo que se encuentra detallado en un trabajo precedente al presente estudio (García Hurtado, 2011).

Hasta este punto los rediseños se han hecho considerando la adecuada adaptación al cabezal empleado en los modelos TX-H36 y TX-H36B. Para el cabezal del helióstato UNAM-H36 se hicieron pruebas de operación para caracterizar el funcionamiento de su mecanismo de transmisión y reducción. Este mecanismo Perfection Gear tiene una relación de transmisión entre el número de vueltas de la entrada y de salida de 19110:1, y presenta un comportamiento lineal entre las vueltas del motor y de la corona. Por su configuración de componentes la transmisión de elevación, presenta una dependencia no lineal en el movimiento, entre las vueltas del motor y el ángulo en elevación del helióstato. Para determinar esta relación fue necesario caracterizarlo, empleando sus especificaciones así tenemos que la relación de desplazamiento por vueltas de motor está medida en vueltas por centímetros que son 104 (Marroquín, 2011).

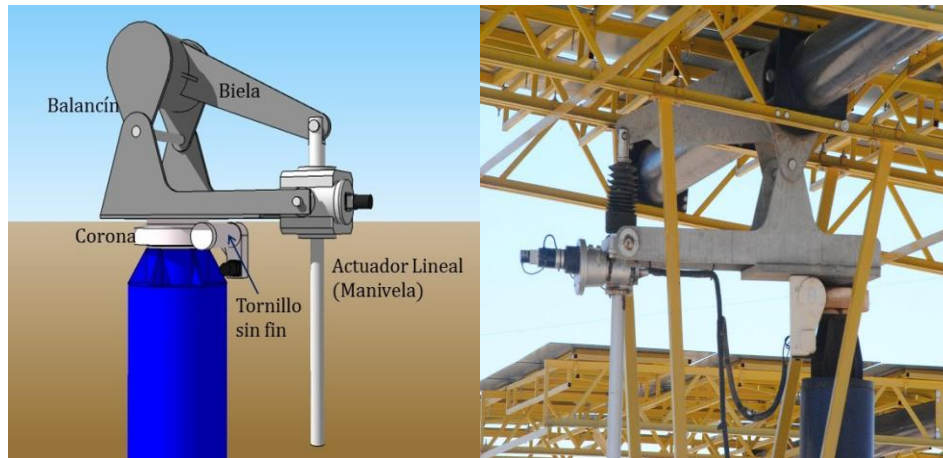


Figura 2.23: Cabezal de transmisión de movimiento; modelo en 3D (izq.) (Sosa, 2012) y prototipo (der.).

Tanto el equipo de accionamiento y el sistema de control cambian sustancialmente en referencia el modelo anterior. El motor utilizado para este prototipo de helióstato es de la marca BODINE para los movimientos de acimut y elevación, se alimentan de 24Vdc y cuentan con una potencia de 522 W (0.7 HP) se utilizaron diferentes modelos con fines de evaluación. Básicamente cambia el reductor en relaciones de 6:1, 12:1, 18:1 y 30:1 (Marroquín, 2011). También requiere de un sensor de posición inicial (zero) de referencia, para calibración del origen angular de partida en elevación y en acimut. Además cuenta con interruptores límite, para accionar en caso de falla del sistema y deshabilitar la energía del mismo.

Helióstato UNAM-36-B



Figura 2.24: Helióstato modelo UNAM 36-B en posición de operación (derecha) y de descanso abatible (izquierda).

La siguiente propuesta de mejora fue la modificación del modelo UNAM-36-A, realizando las adaptaciones estructurales para que sus espejos descansen con la cara viendo al piso (ver figura 2.24). También el cabezal se adecuó para que su movimiento en elevación permitiera un rango de movimiento $\pm 85^\circ$. Para la transmisión de movimiento para las dos direcciones (cenital y acimutal) se empleó el mecanismo corona tornillo sinfín (características del cabezal). Debido a que se planteó como una prueba experimental, los cambios fueron físicos y se hicieron sobre el modelo previo; es decir, solamente se retiraron las tres facetas centrales de la parte inferior de la superficie y se recortaron los largueros correspondientes, para que esta no colisionara con el pedestal.

Como antecedente estructural de referencia se encuentra el modelo de heliostato empleado en las instalaciones del Solar One (ver figura 2.7), se trata de un modelo “reversible”. Con esto se refiere a que la posición de descanso del heliostato es cuando la superficie reflejante está apuntando hacia el suelo. La posición de la superficie en paralelo con el suelo augura la supervivencia del heliostato al minimizar las cargas inducidas por el viento. Se ha observado que, posicionar la superficie reflejante apuntando al suelo, disminuye la incrustación de polvo en la misma.

Heliostato UNAM-36-C

En búsqueda de disminuir los costos y de fomentar el desarrollo tecnológico nacional, para este heliostato se integra un nuevo diseño de cabezal elaborado por la empresa Pirámide Estructural de México, lo que convierte a este prototipo el primer heliostato de 36 m² totalmente mexicano, instalado para su evaluación en el CEToC. Para este modelo permanece la estructura del modelo UNAM-36-A. Cabe mencionar que el cabezal no proporciona la posición reversible.

El cabezal provee los movimientos en elevación y acimut, mediante la transmisión de un cable de acero que está tensado por su acoplamiento a un par de tornillos de bolas, los cuales giran por un mecanismo de polea-banda dentada. Es decir al girar los tornillos producen un par de tensión por su desplazamiento lineal, lo que induce el movimiento deseado. El cabezal tiene otras dos etapas de polea-banda dentada que funcionan como reductores, ya que la primera etapa sólo transmite el giro y la tensión al cable. Los mecanismos son accionados por el acoplamiento de dos motores con encoder, los que a su vez son controlados por un sistema de lazo abierto. En la figura __ se presenta una fotografía del cabezal.



Figura 2.25: Cabezal PIRAMIDE ensamblado en el heliostato UNAM-36-C.

2.4.1 Limitaciones observadas en los prototipos existentes.

Ya que el parámetro del tamaño del área reflejante se prestableció en una escala de tamaño mediano (36 m²) para conformar la mayoría del campo de heliostatos las propuestas de mejoramiento se harán sobre estos modelos. Ante ello una alternativa de mejoría fue la implementación de facetas con marco estructural (bastidor) apto para soportar al espejo y adaptado para ser orientado de manera independiente con pocos ajustes.

El modelo UNAM-36-A que es la base estructural de los últimos modelos, presenta un exceso de robustez, pues es demasiado el peso de su estructura de soporte. Esto indujo la adaptación de un contrapeso para equilibrar y asegurar la estabilidad de todo el heliostato. Sin embargo el incremento de material es sinónimo de encarecimiento. En estos modelos se implementó el concepto modular, lo que proporciona facilidad para su armado en sitio y se agregó al diseño un mejor sistema de canteo. El mecanismo de canteo consiste en que cada esquina de la faceta hay un punto de soporte y otro que sirve para el pivoteo de la misma. El sistema se maneja por pares de ajuste, es decir se elige una esquina de referencia mientras se ajustan simultáneamente las otras, esto para evitar tensionar al espejo. La desventaja del mecanismo es que el peso de la faceta misma añade dificultad a la maniobrabilidad de orientación. Además de esto, aunque la faceta gana en rigidez con el marco estructural, también incrementa mucho su peso.



Figura 2.26: Elementos de sujeción y de canteo de facetas del heliostato UNAM-36-A.

Por otro lado, el cabezal PIRAMIDE presentó cierta holgura en la transmisión de banda dentada, lo que inducía un efecto de juego mecánico. El cabezal es muy pesado por la carcasa de revestimiento de la transmisión y la configuración de sus componentes dificultan la actividad de mantenimiento. Por otro lado, se observó que el heliostato UNAM-36-B, por su capacidad de ser abatible, tiene la importante ventaja de tener menores requerimientos de limpieza de área reflejante. Sin embargo, su cabezal es el más costoso de los que se han instalado.

Ante estas limitaciones observadas se identifican los aspectos a mejorar, lo que permitirá establecer los parámetros de diseño para un nuevo prototipo de heliostato. La alternativa parte de reconfigurar la estructura para que tenga posición de descanso con los espejos hacia el suelo, para disminuir las necesidades de limpieza. Además de esto, hacer más ligera la estructura, mediante la disminución de material, usando vidrio más delgado y haciendo menos robusta la estructura, ya que un factor importante de diseño es la necesidad de reducir su peso global, para disminuir así su costo.

2.4.2 Propuesta de un nuevo prototipo

Entre las mejoras propuestas al presente diseño está un diseño en herradura, para que el heliostato sea abatible y disminuir así el ensuciamiento por polvo en el área reflectiva. Conseguir el aligeramiento a través de la reducción del espesor del vidrio de 5 mm a 3 mm y así lograr el consecuente aligeramiento estructural. Así mismo se propone eliminar el uso de bastidores y acortar el tamaño de los brazos estructurales.

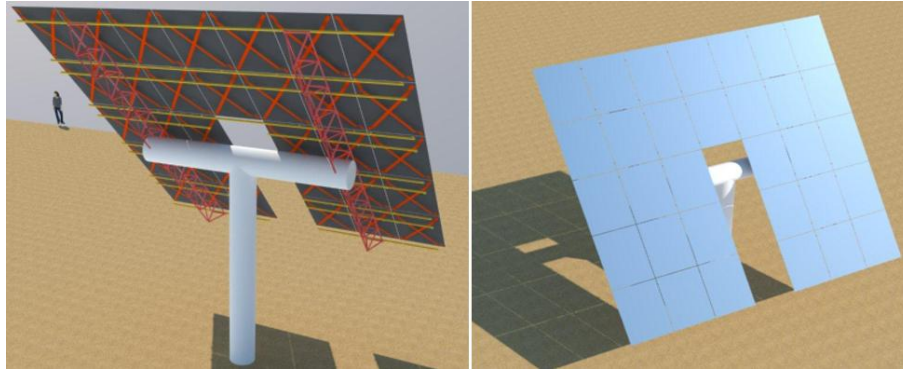


Figura 2.27: Propuesta conceptual del nuevo prototipo de heliostato (Alday, 2012).

También hay que adaptarse a las dimensiones comerciales de los espejos y de los materiales estructurales con el fin de disminuir el desperdicio de material y abaratando así los costos. Rediseñar un cabezal “reversible” más barato, ligero y preciso. Es prioritario hacer más eficiente y preciso el sistema de canteo. Otra propuesta de optimización son las facetas deformables para mejorar su efecto de concentración.

Bajo estos parámetros se generaron los primeros bosquejos con esas especificaciones de diseño, como se puede apreciar en la figura 2.27.

2.5 Concepto de análisis estructural

El análisis estructural permite realizar el estudio del estado de esfuerzos al que están sometidos los elementos que conforman un mecanismo o una estructura. Se determinan la resistencia y rigidez mediante el registro de las deformaciones y tensiones que sufran estos elementos. El tipo de análisis estructural que se realice dependerá de la naturaleza de las cargas y del modo que se prevé pueda fallar el elemento bajo análisis: los componentes estructurales cuya longitud es corta y sección transversal robusta pueden fallar si se supera el límite elástico de su material. En cambio una estructura larga y de sección transversal delgada fallará por un pandeo geométrico. Si un elemento se somete a una carga oscilante dependiente de tiempo, es necesario hacer un análisis dinámico para estimar su resistencia. El tamaño de los componentes, sus deflexiones y su estabilidad dependen no sólo de las cargas internas sino también del tipo de material del cual están hechos: si es metálico y bajo acción de cargas moderadas requiere de un análisis lineal, ya que el material sin exceder su punto límite de elasticidad, tiene una relación lineal entre esfuerzo y deformación. Otros

componentes conocidos como plásticos requieren un análisis no lineal, ya que tienen una relación no lineal entre la deformación de la pieza y la carga aplicada.

2.5.1 Análisis por método de elementos finitos

El método de los elementos finitos (FEM, por sus siglas en inglés) es un método numérico general para la aproximación de soluciones de ecuaciones diferenciales parciales asociadas a un problema que caracteriza el comportamiento físico de un cuerpo, estructura o dominio (medio continuo). El dominio se discretiza en un número elevado de subdominios, denominados elementos finitos. Dentro de cada elemento se distinguen una serie de puntos representativos llamados nodos, al conjunto de nodos considerando sus relaciones de conectividad se le llama malla. De acuerdo con estas relaciones de adyacencia o conectividad se relaciona el valor de un conjunto de variables incógnitas definidas en cada nodo y denominadas grados de libertad. El conjunto de relaciones entre el valor de una determinada variable entre los nodos se puede escribir en forma de sistema de ecuaciones lineales. Típicamente el análisis de los elementos finitos se programa computacionalmente para calcular el campo de desplazamientos y, posteriormente, a través de relaciones cinemáticas y constitutivas, las deformaciones y tensiones respectivamente, cuando se trata de un problema de mecánica de sólidos deformables. Dada la imposibilidad práctica de encontrar la solución analítica de estos problemas, con frecuencia los métodos numéricos y, en particular, los elementos finitos, se convierten en la única alternativa práctica de cálculo. Una importante propiedad del método es la convergencia; si se consideran particiones de elementos finitos sucesivamente más finas, la solución numérica calculada converge rápidamente hacia la solución exacta del sistema de ecuaciones.

En el presente trabajo se utilizó el software SolidWorks que conjunta la formulación de desplazamientos del método de elementos finitos para calcular desplazamientos, deformaciones y tensiones de los componentes con cargas internas y externas. La geometría que se analiza se individualiza con elementos tetraédricos (3D), triangulares (2D) y de vigas. Este software utiliza un método adaptativo que garantiza que se encuentre la solución, ya que conoce la geometría exacta durante el proceso de mallado. Además, cuanto más precisión exista entre el mallado y la geometría del objeto, más precisos serán los resultados del análisis.

2.5.2 Cargas de viento

La mayor carga que actúa sobre un helióstato es la que ejerce el viento sobre él. Esta carga influye en el comportamiento mecánico, óptico y por lo tanto en el costo del helióstato. Las cargas de viento dinámicas y estáticas tienen un efecto en la posición y forma del concentrador. Así que los cálculos precisos de su magnitud son clave para el diseño estructural del helióstato. La cimentación, la estructura y los mecanismos deben considerar la carga máxima de viento que puede ocurrir, pues un requisito de diseño del helióstato es que tenga la capacidad de soportar ráfagas en posición de descanso y cualquier otra carga de viento en cualquier posición.

La fuerza que un fluido en movimiento ejerce sobre un cuerpo en la dirección de flujo se le denomina *fuerza de arrastre* F_D , la cual se debe a los efectos combinados de la presión y de las fuerzas cortantes sobre la superficie en la dirección de flujo. Esta fuerza de resistencia al movimiento depende de la densidad ρ del fluido, la velocidad corriente arriba U , del tamaño, forma y orientación del cuerpo. Las características de resistencia al movimiento de los cuerpos se representan por el coeficiente de arrastre adimensional C_D definido como en la ecuación 3,

$$C_D = \frac{F_D}{\frac{1}{2} \rho U^2 A} \quad (3)$$

donde A es el área superficial. El coeficiente de arrastre está en función de la forma del cuerpo, pero también puede depender del número de Reynolds y de la aspereza de la superficie. A bajos números de Reynolds, la mayor parte de la resistencia al movimiento se debe a la resistencia por la fricción. La resistencia al movimiento por la presión es proporcional a la diferencia entre las presiones que actúan sobre el frente y la parte posterior del cuerpo (Cengel, 2004). En el caso que nos ocupa, debido a que los helióstatos no tienen forma fuselada el desprendimiento de la corriente se produce siempre de la misma manera. Por lo anterior hay una independencia con el número de Reynolds, pues el viento se desprende en las aristas donde la superficie cambia rápidamente de pendiente, produciéndose el mismo comportamiento aun cuando se supera el valor crítico de la dimensión característica (Osuna, 2004).

Para tener una estimación de los efectos del viento se puede hacer una simplificación al considerar la carga como estática y frontal (normal a la superficie del concentrador) o bien la superficie reflejante paralela al flujo del viento. En cuanto a las cargas dinámicas producen

oscilaciones en el heliostato que no son fáciles de calcular sin un software poderoso basado en el método de elemento finito (dinámica de fluidos computacional, CFD). Por eso es común recurrir a una simple estimación de las deformaciones causadas por la carga estática frontal, asumiendo la forma del heliostato como una placa rectangular y que es perpendicular a la dirección del flujo del viento. Entonces el heliostato recibe un arrastre según la ecuación 3, en donde C_D se obtiene de tablas a partir del tipo de flujo que se desarrolle. Por lo tanto este es el enfoque que se seguirá en el presente trabajo.

Para lograr un diseño más confiable del heliostato, se debe predecir el promedio de oscilaciones de la cargas del viento en el heliostato. Lo anterior para todos los ángulos de elevación del heliostato y en todas las direcciones relativas del viento con el sistema coordinado del heliostato. Lo anterior se lleva a cabo con mediciones experimentales en modelos a escala en túneles de viento, y con simulación numérica CFD. Un ejemplo de estos estudios (Pfhal, 2011) determina la importancia de establecer las condiciones de frontera correctas para cada análisis (estado estable o transitorio): los perfiles de velocidad y turbulencia deben coincidir con las escalas reales, incluyendo la potencia en el caso del túnel de viento. De tal manera que resulta complejo y costoso generar una base de datos de coeficientes de resistencia al movimiento.

Afortunadamente existe una base de datos generada a partir de un túnel experimental de viento y es del dominio público (Peterka J. , 1986). El análisis corresponde a un heliostato cuadrado aislado, con una relación entre largo y ancho igual a uno, también considerando el espaciamiento mínimo entre facetas. Casi todas superficies reflejantes tienen configuraciones con pequeños espaciamentos entre facetas. En otro trabajo de investigación (Wu & Wang, 2008) se encontró que esos pequeños espaciamentos tienen una influencia despreciable en el efecto de las carga de viento. Pero no se investigó la influencia de contar con una separación más grande en la superficie, aunque ya en otro trabajo (Peterka & Derickson, 1992), se había establecido que se considera al área reflejante como una superficie solida continua si como máximo hay un 15 % de espaciamiento del total de área. El impacto de un hueco central para las cargas de viento fue analizado con una comparación entre los coeficientes de un heliostato con y sin hueco. El total de área reflejante para ambos modelos de este experimento fue de 30 m² y la separación representaba sólo un 8% del área total. Para ambos casos se midieron pequeñas diferencias. Pero el momento de cabeceo (M_y) aumento en un 20% de un heliostato cerrado al de uno con hueco central. Cuando la superficie es perpendicular al flujo el hueco propicia un flujo diferente y por ende una distribución de

presión diferente, en cambio cuando la superficie es paralela al flujo la presión de distribución se ve mínimamente afectada por el hueco.

Los datos experimentales del estudio de referencia (Peterka J. , 1986), se obtuvieron sobre el modelo de un solo helióstato cuadrado sometido a condiciones atmosféricas de viento recreadas en el túnel. Durante las pruebas, las fuerzas y momentos en los tres ejes son continuamente medidos y registrados. Después se calculan los coeficientes adimensionales: $CF_{x,y,z}$ y $CM_{x,y,z}$, en donde $F_{x,y,z}$ son las componentes de la fuerza (N) en x , y y z respectivamente, $M_{x,y,z}$ es el momento (Nm) alrededor de x, y, y z respectivamente. Así se reportan los coeficientes de las principales componentes de las cargas de viento. Aquí se destaca que los datos de carga de viento para un sólo helióstato son suficiente para los propósitos de diseño estructural. Ya que la interacción del viento con el campo de helióstatos que se muestra en la figura 2.28, en donde la capa límite del viento se acerca al campo por la izquierda y se adentra al campo en la derecha. Las cargas de viento en un helióstato dentro de un campo tiene una distribución distinta pues entre el bloqueo ejercido por los otros helióstatos las cargas de viento disminuyen entre más interno sea el helióstato. Dicho estudio, tiene como resultado que tanto las fuerzas como los momentos provocados por el viento son proporcionales a la superficie y dependen fundamentalmente del factor de forma del helióstato. Ésta base de datos recolectada tiene 2000 puntos de interés, por lo que resulta laborioso manipular esa cantidad de información cuando se requiere obtener algún coeficiente de interés.

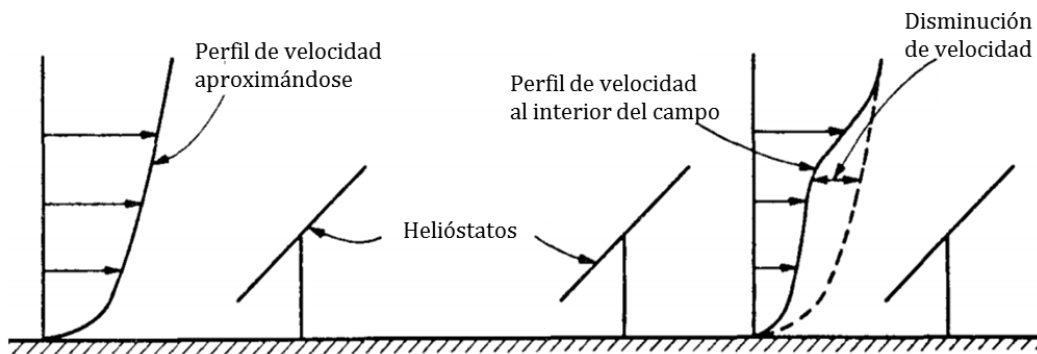


Figura 2.28: Disminución del perfil de velocidad al interior de un campo de helióstatos.(Adaptado de Peterka., 1986).

En un estudio reciente (Roos, 2012) se obtuvieron un conjunto de correlaciones de ajuste para el manejo de la base de datos de Peterka. Con lo anterior es posible ajustar líneas de

tendencia a un menor número de datos, ya que estas correlaciones describen confiablemente el comportamiento de todos los datos. Así que para obtener el valor de un coeficiente de arrastre para las fuerzas principales (sustentación y arrastre), se emplea la correlación de ajuste correspondiente.

El estudio previamente en referencia considera que los requerimientos de diseño de un heliostato es que tenga la capacidad de soportar tres tipos de carga de viento (Roos, 2012):

- Ráfagas de viento: se trata de ráfagas infrecuentes con velocidad de viento corriente arriba mayor a 40 m/s velocidad del viento corriente arriba (10 m sobre el nivel del suelo) y el heliostato debe sobrevivir en posición de descanso.

- Viento moderado: a velocidades de 22 m/s, un heliostato debe sobrevivir en cualquier posición (sin falla estática o bajos ciclos por fatiga), y los mecanismos de transmisión deben tener la capacidad de mover el heliostato hacia la posición de descanso para prepararse a una posible ráfaga de viento.

- Viento de operación: los vientos oscilan con mayor frecuencia a esta velocidad alrededor de los 15 m/s corriente arriba, los mecanismos de transmisión deben permitir el movimiento del heliostato a cualquier posición para seguir al Sol con precisión, y las cargas resultantes no deben inducir falla por altos ciclos de fatiga.

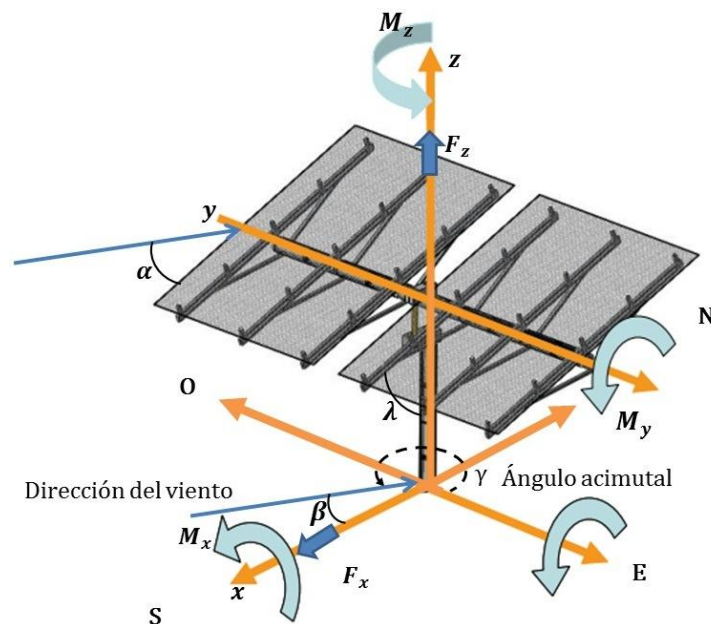


Figura 2.29: Sistema de coordenadas adoptado para el cálculo de cargas de vientos (Adaptado de Huss).

El sistema de referencia que se adopta para realizar análisis de cargas viento en heliostatos es el llamado de *ejes viento*. El viento se supone horizontal y paralelo al suelo. El eje x se hace coincidir con la dirección y sentido del viento. El eje z lleva la dirección de la vertical y finalmente el eje y lleva la dirección y sentido adecuado para completar el sistema coordenado. Con el sistema adoptado, la posición del heliostato queda determinada por dos ángulos: el de ataque α , que es el formado por el plano del heliostato con el suelo y el de guiñada, β que es el que forma el eje horizontal del heliostato con el viento (ver figura 2.29).

A partir de los coeficientes de resistencia al movimiento y de la geometría del heliostato, se calculan las fuerzas y momentos según la ecuación (3) :

Fuerza de resistencia F_x : fuerza en la dirección del eje x , aplicada en el centro de la superficie reflejante.

Fuerza de sustentación F_z : fuerza en la dirección del eje z , aplicada en el centro de la superficie especular.

Fuerza lateral F_y : se desestima el componente de la fuerza lateral puesto que es más pequeña que las fuerzas de sustentación y resistencia, además tiene un efecto menor sobre los requerimientos que se exigen a los mecanismos.

Momento de cabeceo M_y : componente del momento de elevación debida al viento. También hay que considerar el efecto debido al peso propio de la estructura.

Momento de guiñada M_z : resultante total del momento de acimut debido al viento.

Momento de balanceo M_x : es menor a los otros dos momentos y no produce carga notable sobre los mecanismos.

CAPÍTULO 3 METODOLOGÍA TEÓRICA

En el capítulo se identificaron y establecieron los parámetros de influencia para la conformación del diseño estructural del helióstato. Mediante simulación de la óptica del concentrador se buscó estimar el efecto de incorporar deformación en las facetas, a partir de ésta evaluación empezó la iteración de diseño del prototipo. Se esquematizaron diversos diseños de estructuras ligeras mediante el Diseño Asistido por Computadora (CAD), ésta actividad se llevó a cabo hasta definir el nuevo prototipo de helióstato. Así mismo se definen los modelos matemáticos que describen el comportamiento mecánico de la estructura. Por último se calcularon los ángulos de canteo de la superficie reflejante.

3.1 Simulación óptica de facetas deformables

El objetivo de esta simulación es averiguar si realmente es conveniente inducir deformación en las facetas, es decir si este implemento aumenta el efecto de concentración. Para estimar el rendimiento de las facetas deformables se implementó un modelo de predicción para su comportamiento óptico. Se empleó el método de trazo de rayos para analizar el sistema. El desarrollo de las simulaciones se realizó con un software para el trazado de rayos (SolTrace, 2012), el cual permite modelar la geometría óptica como una serie de etapas compuestas de elementos ópticos con ciertos atributos como la forma, el contorno y la calidad óptica. Los resultados se pueden visualizar y guardar como diagramas de dispersión y mapas de flujo.

3.1.1 Modelo de simulación

El sistema óptico concentrador que se recreó fue el correspondiente a un heliostato del modelo H36-UNAM cuya área reflejante es de 36m². La alineación del concentrador con el receptor se definió en eje (canteo esférico). La distancia focal entre el heliostato y el plano del receptor se estableció en un rango de distancias (50, 100 y 300 m), ya que en la realidad en un campo de heliostatos por razones prácticas generalmente se seleccionan y aplican pocas distancias focales.

3.1.2 Geometría del sistema óptico

El receptor es de superficie plana con una apertura rectangular de 8m x 8m. El concentrador está compuesto por 25 facetas cada una con apertura rectangular de 1.2m x 1.2m, para las cuales se simularon tres geometrías de superficie: plana, parabólica y cónica. Estas geometrías se escogieron, por que corresponden al caso sin deformar (plana), al mejor caso (parabólica) y a un caso en que el concentrador se logra deformar, pero no de manera muy favorable para la concentración (cónica). Este último caso es hipotético, ya que no se cuenta con información más concreta sobre las facetas deformadas. Debido a que la parábola definida corresponde a la región paraxial de una esfera sus resultados son similares por lo que se omitió el caso esférico.

Caso 1.- “Forma Plana”

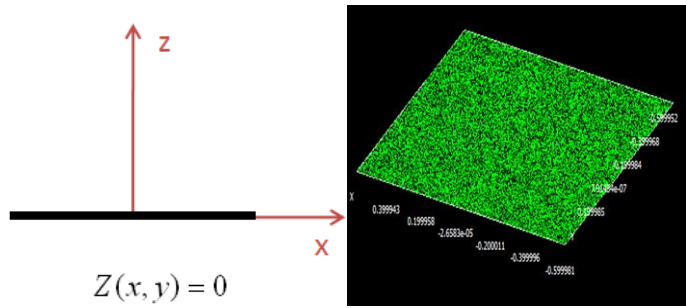


Figura 3.1: Faceta de superficie plana e impacto de los rayos sobre ella en SolTrace.

Caso 2.- “Deformación Parabólica” sus parámetros de superficie se definen como $c = \frac{1}{2f}$ en donde f es la distancia focal.

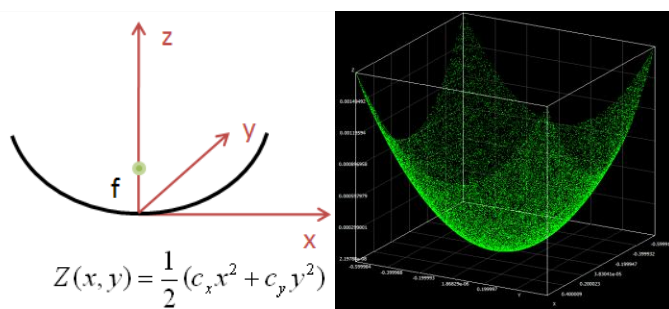


Figura 3.2: Faceta de superficie parabólica.

Caso 3.- “Deformación Cónica” su parámetro de superficie se define por su ángulo de revolución θ .

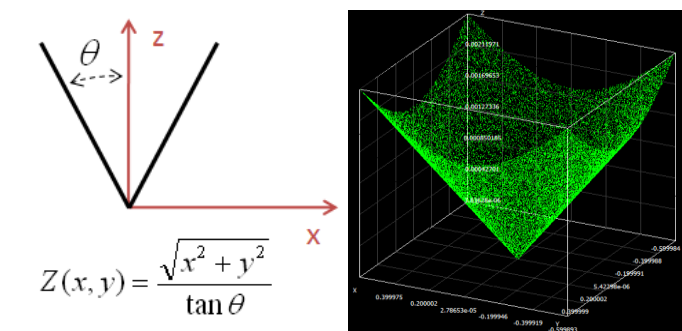


Figura 3.3: Faceta de superficie cónica.

A partir de la ecuación de la circunferencia (ecuación 4) se obtiene la coordenada para el eje y cuyas coordenadas son (0.6, 0.0009, 100) m , para luego calcular la pendiente ($Tan \theta$) de la diagonal que describe al cono

$$y^2 = R^2 - x^2 \quad (4)$$

para cada distancia focal ($f=R/2$) el valor de Z se definió dentro del software (SolTrace, 2012) con un polinomio rotacionalmente simétrico (ecuación 4) de grado 1

$$Z(\epsilon) = \sum_{i=0}^N C_i \epsilon^i \quad (5)$$

en donde $\epsilon^i = x^i + y^i$, y el coeficiente C_i se calcula a partir de la pendiente, así pues se insertan a la descripción de cada faceta los coeficientes de N , C_0 , C_1 para definir su superficie cónica, figura 3.3.

3.1.3 Fuentes de error en la distribución de irradiancia

La mejor imagen reflejada que se puede obtener de un concentrador de imagen de foco puntual es la figura exacta del Sol, el tamaño del disco solar es de 4.65 mrad. Cuando un rayo es reflejado por una superficie especular el ángulo de reflexión es idealmente igual al ángulo de incidencia (Ley de Snell). Estos ángulos se miden respecto a la normal de la superficie en el punto de reflexión. En la realidad la normal de una superficie concentradora tiene desviaciones respecto su valor calculado. Estas desviaciones provocan el desbordamiento de la mancha solar en el receptor. En éste caso de estudio sólo se definieron dos causas que inducen la dispersión de los rayos reflejados respecto el rayo central. Estas fuentes de error son la forma solar y el error de pendiente. La otra fuente de error es cuando todo el concentrador tiene una mala orientación y el rayo central apunta en dirección incorrecta (error de seguimiento) (Ulmer, 1998). Esta no será tomada en cuenta ya que no tiene que ver con el diseño estructural del heliostato o las facetas.

3.1.4 Forma Solar

Las propiedades físicas del Sol que interesan definir son aquellas que se perciben desde el sistema óptico reflejante; La irradiancia normal directa DNI se fijó a un valor de 1000 W/m^2 . Las variaciones en la distribución radial de energía que presenta el Sol son derivadas de considerarlo como una fuente luminosa no puntual. La función de probabilidad que describe la desviación de densidad con respecto al rayo central del Sol es llamada *forma solar*. Para esta simulación se utilizó la función de forma solar promedio de una relación circunsolar del 10% (CSR10). Con esta función se considera que se trata de un día despejado con cierta atenuación

por el ambiente, esto es de acuerdo a las mediciones obtenidas por Neuuman (Neuuman et. al, 2002).

3.1.5 Propiedades ópticas y error de pendiente

Las características ópticas del concentrador se describen a partir de las propiedades ópticas del material mismo, mediante parámetros que engloban las causas de desviación de los rayos. Se consideró un material totalmente reflejante (ρ es igual a 1), además de especular; es decir, sin imperfecciones microscópicas y sin incrustaciones por suciedad. Esta información se proporciona en el software con un error de especularidad igual a cero. Sin embargo, sí se consideró el error de pendiente, que hace referencia a la desviación estándar de los rayos reflejados por las facetas. Hay factores macroscópicos que provocan la diferencia entre la forma ideal y real de una superficie. Estos factores son; la deformación del soporte estructural por su propio peso y su deformación inducida por el viento, la mala orientación de facetas, detalles de manufactura como la ondulación del espejo.

El objetivo de éste análisis es la estimación del efecto de inducir deformación en las facetas así cómo evaluar la influencia de un mal canteo. Siendo así el error de pendiente fue el parámetro que modeló los errores ópticos del concentrador.

3.1.6 Datos de Simulación

Una vez descrito el sistema con sus características geométricas y ópticas correspondientes, se procede a realizar la simulación. Se lanzaron 1000000 rayos, pues entre más grande sea esta cantidad se disminuye la dispersión del error aleatorio. Con los rayos fijados se obtuvo una menor incertidumbre en el valor del flujo pico. Para el procesamiento y visualización de resultados en mapa y gráficas de distribución de flujo se define el número de datos a tratar, en la Tabla 3-1 se muestran estas características.

Tabla 3-1: Parámetros de procesamiento de resultados.

DNI (W/m ²)	Área de captación (m ²)	Potencia Incidente (W)	Mallado	Núm. Intersecciones deseadas
1000	6.53706 x 6.53706	42733.15344	21x21	1000000

3.2 Propuesta de diseño y modelación mecánica del prototipo

El comportamiento mecánico estructural del heliostato repercute en la calidad de la imagen reflejada. La rigidez de su estructura es determinante para la resistencia a las cargas inducidas por el viento y su propio peso. Por lo que diseño del heliostato se emplearon herramientas computacionales de modelado y análisis estructural. El software SolidWorks 2012 brinda una solución de modelado de sólidos en 3D por elemento finito, que proporciona un excelente rendimiento en ensamblajes, pues contiene una gran variedad de herramientas para modelar y diseñar elementos de máquinas.

Se esquematizaron diversos diseños de estructuras ligeras mediante el diseño asistido por computadora (CAD), evaluando la configuración geométrica, materiales y manufactura de las propuestas. Cabe mencionar que el proceso de diseño es iterativo, por lo cual al avanzar a alguna etapa, puede ser conveniente reevaluar las etapas previas para asegurar una integración completa y eficiente de todos los componentes del heliostato.

Se consideró conveniente que el diseño contemple una estructura seccionada en módulos desmontables (apernados), que faciliten el transporte e instalación, además de que permitan llevar a cabo el mantenimiento pertinente y el posible cambio de piezas defectuosas y/o desgastadas. También se consideró un criterio de dimensionamiento longitudinal de partes como los brazos, celosías y tubulares. Éste criterio es el de minimizar desperdicios, para obtener el máximo aprovechamiento del material, en función de sus dimensiones comerciales.

En atención a la disminución de materiales en la primera propuesta se consideran sólo dos celosías. Las cuales están unidas a los extremos de los brazos (tubo de torque), de manera que se logra la configuración estructural en forma de H, por lo que bajo éste esquema sólo la faceta de en medio apoya en una pequeña área de contacto con la celosía, quedando libres las facetas de los extremos (ver Figura 3.4). Por tal motivo, en función de la deflexión de los brazos será el efecto angular sobre cada hilera de tres facetas soportadas en las celosías.

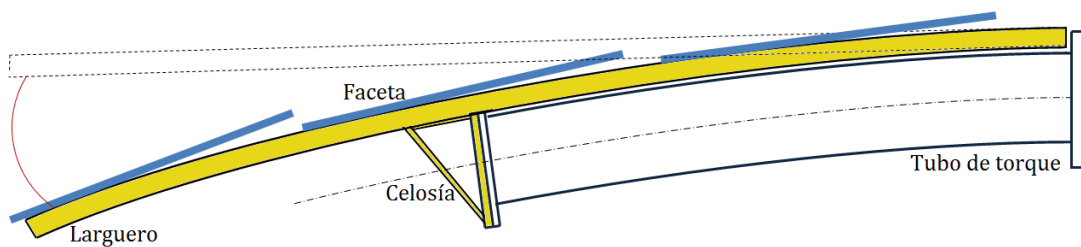


Figura 3.4: Esquema del efecto angular inducido en la estructura por deflexión del tubo de torque.

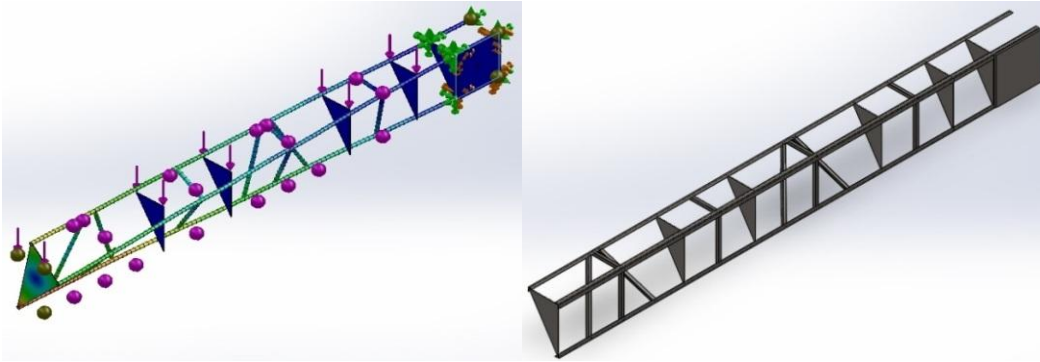


Figura 3.5: Modelo 3D de la primera propuesta de celosía para el nuevo prototipo de helióstato.

En las imágenes de la Figura 3.5 se muestra la mitad de la celosía propuesta que para aligerar material tiene una configuración triangular. Se llevó a cabo el análisis de esta primera propuesta y se encontró que tiene demasiada facilidad de torsión, en el esquema propuesto de montaje de las facetas; también tiene ligeros desbalances en la distribución del peso de las facetas hacia un lado u otro de la celosía provocando torsiones importantes. La última imagen corresponde a la deformación que adquiere la celosía por la carga de su propio peso. Y aunque resultaría un prototipo muy ligero pues el peso de cada celosía es de aprox. 29 kg, resulta ser una propuesta costosa por su manufactura debido a la cantidad de soldadura que requiere para su ensamble. Por estas razones se decidió abandonar esta propuesta.

Se consideró una segunda alternativa, en la cual el travesaño es un tubo estructural de 6.625" de diámetro exterior y con 3/16" de espesor. Dicho tubo está soldado al extremo del brazo, que también es un tubo estructural de 8.625" de diámetro exterior y con 3/16" de espesor (ver Figura 3.6). Lo anterior implica que ahora cada brazo es una sola pieza con su travesaño. Con esta idea se ahorra el trabajo de soldadura del travesaño aunque su peso se incrementa drásticamente, pues cada travesaño tendría un peso aproximado de 52 kg, que es aproximadamente el doble de la propuesta anterior. También se complicó idear los implementos de ensamble entre los largueros y el propio travesaño debido a su misma geometría tubular. En la parte inferior derecha de la Figura 3.6 se muestra la deflexión del tubo de torque inducida por el peso concentrado del tubo de travesaño, que por su peso induciría una mayor deflexión que la propuesta anterior.

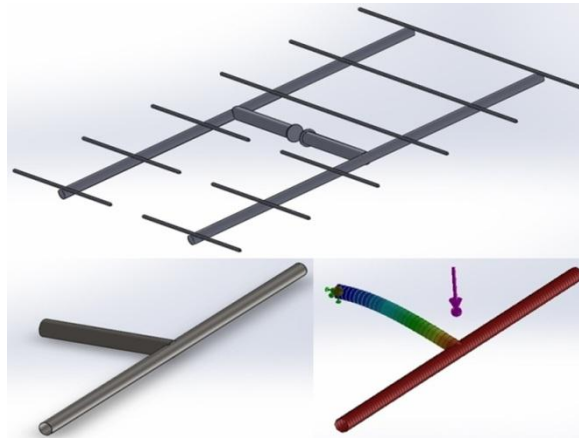


Figura 3.6: Modelo 3D de la segunda propuesta de travesaño para el nuevo prototipo de heliostato.

Finalmente se cambió radicalmente el diseño, decidiéndose incluir dos armaduras por cada brazo, quedando como se muestra en la Figura 3.7. Se trata de dos celosías, unidas a los largueros (PTR cuadrado de 1.5") que soportan a las facetas. Así, la armadura se rigidiza como si fuera una pieza. También se idearon otros elementos para aumentar la rigidez de la configuración, se tratan de piezas de contorno trapezoidal formadas con ángulo estructural de 1.5" x 1/8" de espesor. El heliostato completo consiste de cuatro celosías, cada una pesa 22 kg, cada pieza consta de dos tramos de ángulo estructural de 1" x 1/8" de espesor y PTR cuadrado de 3/4". Esta fue la configuración más ligera que se concibió para el nuevo prototipo de heliostato.

Sobre este modelo se efectuó el análisis estructural asistido por computadora (CAE), para determinar los desplazamientos que sufre la estructura bajo cargas de viento y su propio peso. Para poder llevar cabo la simulación se necesita calcular la magnitud de la fuerza que ejerce el viento bajo las condiciones que se presentan en la localidad geográfica donde se ubica el CEToC.

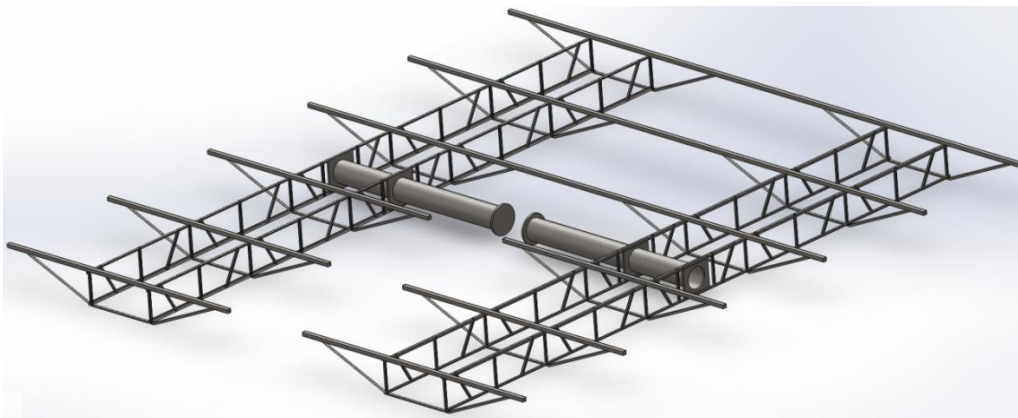
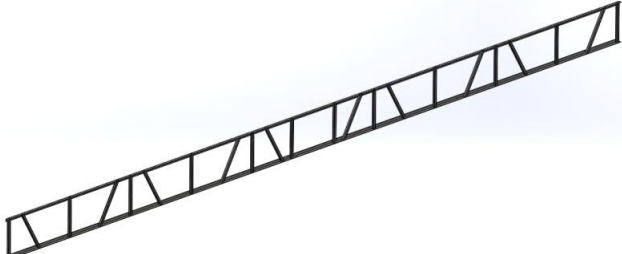





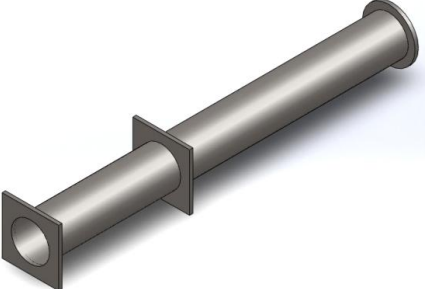
Figura 3.7: Modelo estructural 3D del nuevo prototipo de heliostato invertible.

3.2.1 Elementos estructurales que conforman al heliostato.

La estructura que soporta a la superficie reflejante del heliostato se compone en su mayoría de perfiles estructurales rectos de longitud larga y secciones transversales delgadas y constantes. La industria de la manufactura ha estandarizado ciertos elementos de acero con formas y propiedades conocidas para garantizar la intercambiabilidad y el lenguaje del ensamble .

Tabla 3-2: Elementos que configuran el soporte estructural del heliostato.

Cantidad	Tipo de elemento	Partes estructurales del heliostato en modelo en 3D
4	Celosía	
9	Larguero	
12	Rigidizante	

32	Marco de faceta	
2	Tubo de torque	

Debido a las características de los componentes el análisis estructural se realizó considerando a los largueros como elementos de viga (ver Figura 3.8). Las vigas son miembros estructurales diseñados para soportar cargas aplicadas perpendiculares a sus ejes longitudinales. Debido a esas cargas, las vigas desarrollan una fuerza cortante y un momento de flexión internos que, en general, varían de un punto a otro a lo largo del eje de la viga. Son elementos que se clasifican según se encuentren soportados. Se debe recordar que cuando una viga se somete a un momento de flexión se desarrollan sobre ella esfuerzos en tensión y compresión (Hibbeler, 2006) . Estos esfuerzos σ se calculan con la ecuación 6 :

$$\sigma = \frac{Mc}{I} = \frac{M}{S} \quad (6)$$

Donde:

σ = Esfuerzo producido por flexión; puede ser de tensión o compresión

M = Momento de flexión actuante en la sección bajo estudio

c = Distancia del eje neutro al elemento de la viga bajo consideración

I = Momento de inercia de la sección transversal bajo estudio con respecto al eje alrededor del cual actúa M

S = Módulo de elástico de la sección transversal

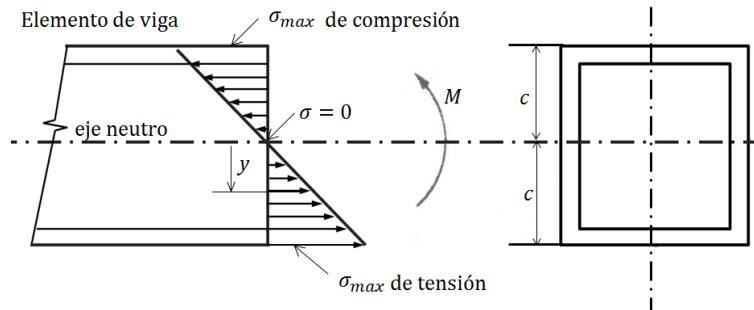


Figura 3.8: Esfuerzos generados en una viga inducidos por un momento flexionante.

El término celosía, se refiere a las estructuras compuestas de barras esbeltas que delimitan espacios triangulares. Las barras convergen en nodos de unión, que van articulando un determinado arreglo triangular en un plano. La configuración triangular permite que las cargas que tienden a flexionar una estructura se transformen en cargas puramente axiales. Por eso la celosía tiene como condición fundamental ser geoméricamente indeformable, es decir sólo dos tipos de fuerzas actúan sobre el eje longitudinal ya sea en tensión o compresión (Dubbel, 1986).

El material tanto del soporte estructural, como de los brazos y del pedestal están fabricados completamente con acero estructural ASTM-A36. Las características estructurales de este acero se presentan en la Tabla 3-3.

Tabla 3-3: Algunas propiedades mecánicas del acero ASTM A36.

Propiedad	Cantidad	Unidades
Módulo de elasticidad, E	200 000	MPa
Densidad, ρ	7850	kg/m ³
Módulo cortante,	79 300	MPa
Resistencia a la tracción	400	MPa
Límite elástico	250	MPa
Coefficiente de Poisson	0.26	

3.3 Análisis estructural del helióstato

En el análisis estructural es imperativo tener un profundo conocimiento de los modelos matemáticos para determinar: las fuerzas y momentos que actúan sobre una estructura o

mecanismo. Así mismo se deben conocer: los sistemas estructurales, las propiedades materiales y los tipos de cargas. Estas últimas son muy importantes, pues aunque sean muy pequeñas pueden llegar a poner en riesgo una estructura completa (Hibbeler, 2006).

3.3.1 Cargas que actúan sobre el heliostato

Para llevar a cabo la simulación del heliostato las cargas se dividen en: cargas por peso y carga de viento. El peso de la propia estructura es una carga permanente, su valor se obtiene del peso específico del material y de su volumen, de manera que la magnitud depende de las dimensiones de los miembros de la estructura. En la tabla___ se muestra un resumen de las características de los elementos que componen el marco estructural del heliostato.

El software cuenta con una herramienta que permite aplicar la carga de gravedad en cada dirección, la cual se calcula multiplicando la aceleración de la gravedad (9.81 m/s²) especificada por la masa. Dicha masa se calcula a partir del valor de densidad del material. En este estudio es el acero estructural ASTM A36, cuyas propiedades son predeterminadas de la librería del propio software.

Tabla 3-4: Características del marco estructural del heliostato.

Tipo de elemento	Cant.	Descripción	Dimensión (m)	Peso c/u (g)	Peso todos (kg)
Celosía	4	Armadura; dos ángulos de 1" x 1/8". PTR cuadrado 3/4" cal.20.	0.32 x 6.5	20730	82.9
Larguero	3	PTR cuadrado 1.5" cal. 20	6.36	13735.64	41.2
Larguero	6	PTR cuadrado 1.5" cal.20	2.72	5874.36	35.3
Rigidizante	12	Ángulo de 1" por 1/8" de espesor	0.32 x 2.25	2950	35.4
Espejo	32	Espejo 3 mm de espesor	0.90 x 1.30	8626	276.0
Marco de faceta	32	PTR cuadrado 3/4" cal.20 y solera de 1" x 1/8"	0.55 x 0.95	4678	149.7
Tubo de torque	2	Tubo estructural Øext. 8" x 1/8" espesor. Cuatro placas de unión 0.321m x 0.321m x 3/4" de espesor.	2.032	63500	127.0
Peso Total					747.5

El peso tabulado de cada elemento es el calculado por el software según su masa, sección transversal y longitud.

3.3.2 Consideraciones generales para los parámetros de simulación

El software Solidworks 2012 simplifica la simulación de las vigas estructurales al modelarlas como elementos de viga, optimizando así recursos de procesamiento. Para que la formulación produzca resultados aceptables, la longitud de viga debe ser 10 veces mayor que la cota más grande en su sección transversal. Cada miembro estructural recto se define por una línea recta que conecta dos juntas en sus extremos. Se considera que la sección transversal de una viga es constante a lo largo de toda su longitud. Internamente, el programa malla cada viga creando un número de elementos de viga. Cada elemento de viga se define por dos nodos finales y una sección transversal. Al ver la malla y los resultados, los elementos de viga están representados por cilindros sea cual sea la sección transversal. Para miembros estructurales cortos (la relación entre la longitud y la distancia transversal ortogonal más larga con respecto al centro de gravedad es menor que 3.0), se recomienda utilizar una malla sólida.

El modelo 3D se constituyó por elementos de vigas y sólidos. Las celosías no recibieron tratamiento como elemento de armadura pues no se pudo tratar como una estructura triangulada debido a que nunca llegan a formarse nodos de unión entre sus componentes tubulares. Los elementos rigidizantes, el tubo de torque y sus placas de unión, tuvieron un tratamiento como elementos sólidos. Las celosías y todos los tubulares de soporte de facetas se trataron como elementos de viga. La Figura 3.9 ilustra el modelado del total del marco estructural.

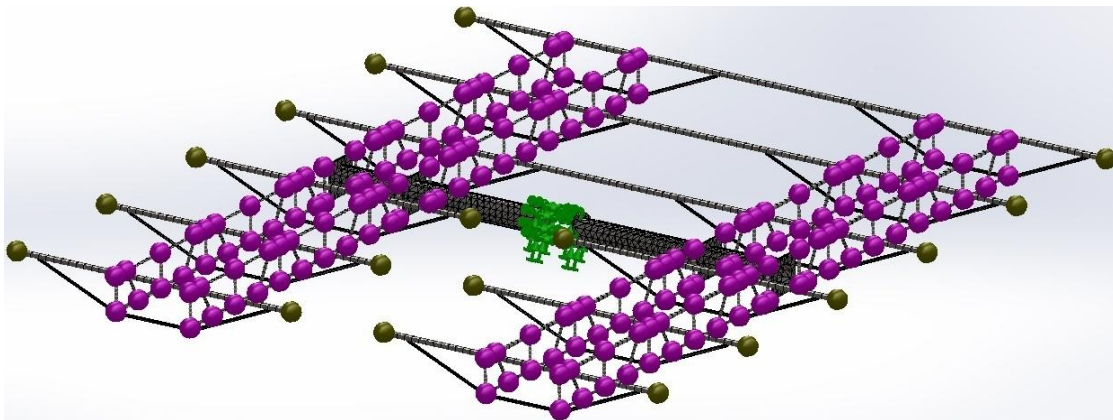


Figura 3.9: Modelo de análisis.

Para la simulación del estudio estático estructural las uniones entre los componentes tienen un tratamiento de unión sólida emulando el ensamble por elementos apernados. Otra simplificación fue la omisión de los espejos de las facetas, ya que estos no tienen un

comportamiento mecánico elástico. Sólo se considera la carga que inducen por su propio peso hacia la estructura y por la carga de viento sobre ellas.

3.3.3 Sistemas de carga que actúan sobre la estructura de soporte del heliostato

Las cargas irregulares son difíciles de tratar con exactitud, pero cualquier carga puede reducirse y simplificarse a un número de sistemas regulares. Estas pueden tratarse usando el principio de superposición para estimar su efecto total combinado (Dubbel, 1986). Para nuestro caso de estudio se propusieron tres sistemas de carga; *concentrada* para la fuerza inducida por el peso de la propia estructura y de las facetas, y para la carga del viento se consideró *uniformemente distribuida*.

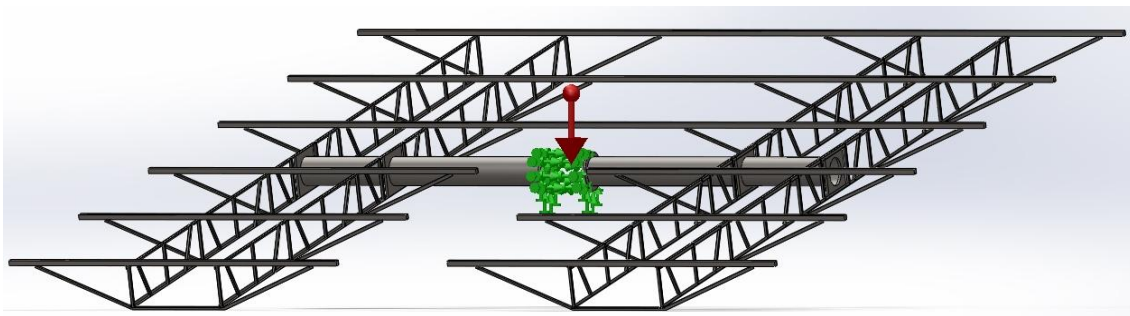


Figura 3.10: Carga concentrada por el propio peso de la estructura.

La carga ejercida por el propio peso del soporte estructural en conjunto con los tubos de torque, es simulada por la herramienta gravedad la cual se concentra en el centro de gravedad del ensamblaje como se aprecia en la Figura 3.10. El peso total del ensamblaje del soporte estructural es de 304.8 kg que es una fuerza de 2,991 kN.

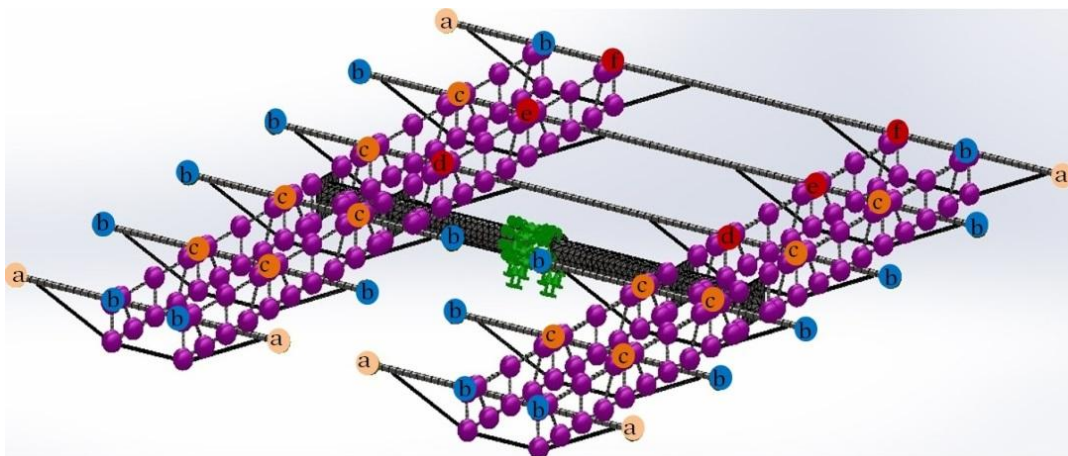


Figura 3.11: Distribución de nodos para la carga puntual del peso de las facetas.

En la simulación se considera a la faceta como un sólo elemento rígido, de manera que los efectos de su peso y fuerza de arrastre se transmiten directamente a los tubulares y a las celosías que las soportan. La carga concentrada del peso de la faceta se asume actuando en un sólo punto, éstas se representan con una flecha en dirección de la fuerza. Los puntos de acción se clasifican según la carga puntual que soporten, en la Tabla 3-5 se despliegan el tipo de nodo y la carga que soporta (ver Figura 3.11).

Tabla 3-5: Distribución de nodos para la carga puntual del peso de las facetas.

Tipo de Nodo	Cantidad	(%) de facetas soportadas	Carga puntual inducida (N)	Total (N)
a	6	0.25	32.6	195.6
b	18	0.5	65.3	1175.4
c	12	1.0	130.5	1566.0
d	2	1.75	228.4	456.8
e	2	2	261.0	522.0
f	2	1.0	130.5	261.0
Carga total				4176.8

El peso de cada faceta es de 13.304 kg, cada nodo soporta cierto porcentaje de facetas. La fuerza inducida por el peso de cada faceta es 130.5 N y una carga total de 4176.8 N por las 32 facetas.

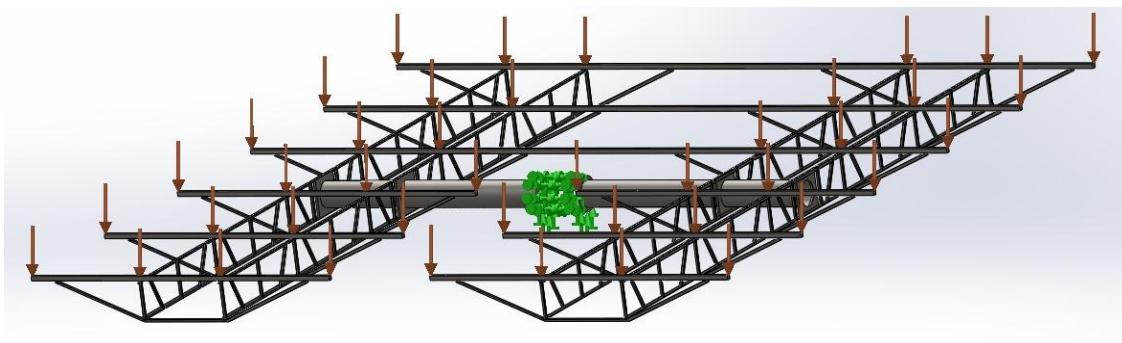


Figura 3.12: Carga concentrada por el peso de las facetas.

El tercer sistema de carga se trata de la fuerza inducida por el viento, la cual se asume como una carga uniformemente distribuida. Aunque la superficie reflejante recibe en primer

orden el arrastre del viento esta carga se distribuyó longitudinalmente sobre los elementos estructurales como los tubulares de soporte de facetas y los elementos de viga que corresponden a la celosía.

Tabla 3-6: Longitud total estructural.

Tipo de elemento	Cantidad	Longitud c/u (m)	Longitud (m)
Celosía	4	6.25	25.0
Larguero	3	6.36	19.1
Larguero	6	2.72	16.3
Total			60.4

Para cada orientación de la estructura se distribuye la fuerza de arrastre resultante entre los 60.4 m de longitud total (ver Tabla 3-6). En la Figura 3.13 se muestra como se aplica la fuerza ejercida por el viento, según el sistema de ejes de viento de referencia, en donde el viento actúa paralelo al suelo.

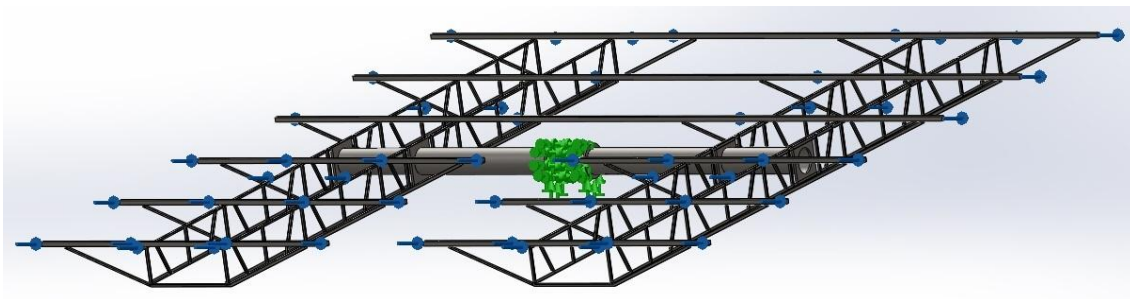


Figura 3.13: Carga uniformemente distribuida ejercida por el viento.

A continuación se presenta en la el conjunto de subsistemas de cargas que se aplican sobre el ensamble estructural del heliostato. La restricción de movimiento se aplica sobre las bridas de acoplamiento entre los tubos de torque y el cabezal, en la Figura 3.14 se observan como las flechas verdes.

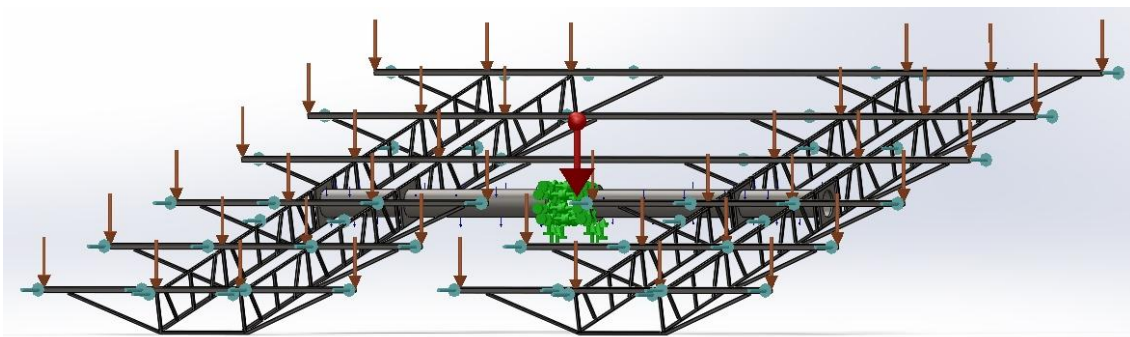


Figura 3.14: Sistema de cargas que actúan sobre la estructura de soporte del heliostato.

3.3.4 Cálculo de la carga de viento sobre el heliostato

En el CETOC no se han realizado mediciones de fuerza del viento sobre los heliostatos, así que no se cuenta con valores de coeficientes característicos de resistencia al movimiento. Los cálculos estáticos de esfuerzos y momentos que se han hecho son considerando dos posiciones del heliostato; superficie reflejante totalmente perpendicular o paralela al flujo. Por lo que fue posible obtener el valor adimensional C_D a partir de tablas de coeficientes que existen para flujo externo sobre placas planas. Sin embargo para obtener una mejor aproximación en los cálculos de la carga del viento en el presente trabajo se analizaron diversas posiciones del heliostato. Así que para la obtención de los coeficientes de resistencia se optó por usar las correlaciones de ajuste de la literatura (Roos, 2012), ya que muestra que los coeficientes tabulados del estudio de referencia (Peterka & Derickson, 1992), los cuales se ajustan a un patrón definido.

Las consideraciones para emplear la base de datos de referencia (Peterka & Derickson, 1992) a través de las correlaciones son: la relación de longitud entre ancho y largo (6.5/6.3) es aproximadamente de uno, por lo que se considera que el área reflejante es de forma cuadrada. Con respecto al hueco central corresponde al espacio que podrían ocupar tres facetas (3.51 m²) esta área representa el 9.4% del total de la superficie, que según los estándares del estudio de referencia se puede considerar que la superficie reflejante es continua. Aunque a causa del hueco central el momento de cabeceo (pivoteo alrededor de eje y) se incrementa. Hay que recordar la consideración de la independencia con respecto al desarrollo del flujo, pues por tratarse de un objeto con borde afilado sufrirá el mismo desprendimiento de flujo sin importar que valores del número de Reynolds se tenga.

3.3.5 Correlaciones de ajuste para el cálculo de los coeficientes

Dada cualquier posición angular del heliostato en relación con la dirección del viento se reconoce un patrón según la variación de los valores promedio y RMS de los coeficientes C_F y C_M . Esa tendencia puede ser descrita por una combinación de funciones trigonométricas en función de β , usando análisis de Fourier (ecuación 7):

$$f(\beta) = c + \sum_{i=1}^N (a_i \text{sen}(i\beta) + b_i \text{cos}(i\beta)) \quad (7)$$

ya que la carga está relacionada al menos en primer orden con el área proyectada por el heliostato vista por el viento, el cual está descrito por relaciones de seno y coseno dependiendo de la fuerza considerada.

La curva de ajuste para CF_x promedio describe a una función de coseno (cuando la dirección del viento es 0° la fuerza en *x* es positiva, cuando la dirección del viento es 180° la fuerza en *x* es totalmente negativa, y cuando es cero la dirección del viento es 90°). Se empleó la relación dada para las direcciones de viento entre 90° < β < 270° (ecuación 8)

$$CF_x(\alpha, \beta) = C_1(\alpha) \times \left(\frac{\cos\beta}{\sqrt{|\cos\beta|}} \right) + C_2(\alpha) \quad (8)$$

En donde C₁ y C₂ se correlacionan por las siguientes expresiones:

0° ≤ α ≤ 15°:

$$C_1(\alpha) = 0.05594 + \frac{\alpha}{15} \times (0.15709 - 0.05594) \quad (9)$$

15° ≤ α ≤ 90°:

$$C_1(\alpha) = 0.24237 \times \cos(2\alpha) + 0.13109 \times \sin(2\alpha) - 0.58076 \times \cos\alpha + 1.14064 \times \sin\alpha \quad (10)$$

$$C_2(\alpha) = -0.005051 + 0.000109 \times \alpha \quad (11)$$

Para CF_z promedio no hay diferencia entre α=0° y α=90°, las curvas de datos también describen una función coseno, y la correlación está dada por la siguiente expresión:

$$CF_z(\alpha, \beta) = C_3(\alpha) \times \left(\frac{\cos\beta}{\sqrt[3]{|\cos\beta|}} \right) + C_4(\alpha) \quad (12)$$

En donde C₃ y C₄ se correlacionan por las siguientes expresiones:

0° ≤ α ≤ 6°:

$$C_3(\alpha) = -0.01338 + \frac{\alpha}{6} \times (0.23582 + 0.01338) \quad (13)$$

6° ≤ α ≤ 30°:

$$C_3(\alpha) = 0.02358 + \frac{\alpha}{30} \times (0.827332 - 0.23582) \quad (14)$$

30° ≤ α ≤ 90°:

$$C_3(\alpha) = 0.43416 \times \cos\alpha + 0.53089 \times \sin(2\alpha) - 0.014772 \quad (15)$$

$$C_4(\alpha) = 0.0037246 - 0.0005664 \times \alpha \quad (16)$$

3.3.6 Condiciones para el cálculo de carga de viento en el heliostato

En base a los registros de la estación solarimétrica del CEToC, se hizo una estimación promedio de la temperatura ambiente, de la velocidad y dirección de viento correspondientes a los primeros seis meses del año en curso. Cabe mencionar que la velocidad máxima puede alcanzar mayores al tabulado debido a las tormentas de arena que se llegan a presentar. Sin embargo se hizo un promedio mensual de los datos registrados(ver Tabla 3-7).

Tabla 3-7: condiciones ambientales promedio semestral en el CEToC.

Temperatura ambiente (°C)	P _{atm} (Pa)	Velocidad máxima (m/s)	Velocidad promedio (m/s)	Dirección del viento
33	100924.75	6.11	4.16	203° (SO)

A una presión atmosférica promedio semestral de 757 mm de mercurio y una temperatura de 33°C se obtiene el valor de densidad de la ecuación 17

$$\rho = \frac{P_{atm}}{R_{aire}T} \quad (17)$$

R es la constante universal del aire que tiene un valor de 287 (J/ kgK), entonces la densidad ρ tiene un valor de 1.14 (kg /m³). Los cálculos se realizaron considerando una velocidad de 22 m/s según los parámetros del experimento del túnel de viento, justificando la elección de ese valor como un factor de seguridad ya que existen valores registrados en el CETOC que indican velocidades mayores a la máxima promediada.

Tabla 3-8: Condiciones para el cálculo de las cargas de viento.

Longitud (m)	Área	ρ _{aire} (kg/m ³)	Velocidad (m/s)
6.3	37.44	1.14	22

Los datos según la Tabla 3-8 son los establecidos para calcular las cargas por viento según la ecuación 18

$$F_{D_{x,z}} = \frac{1}{2} C_D \rho U^2 A \quad (18)$$

Para la orientación del heliostato se configuraron varios arreglos en donde el ángulo de guiñada β se fijó en el promedio de 203° (SO) y se fue variando el ángulo de ataque α . En la Tabla 3-9, se despliegan los valores obtenidos para los coeficientes de arrastre, así como las magnitudes de las cargas del viento. Se omite las configuraciones para los ángulos de ataque de 0° y 180° pues los coeficientes tienen valor de cero.

Tabla 3-9: Coeficientes de arrastre y fuerza resultante ejercida por el viento en el heliostato.

α ($^\circ$)	C_{Fx}	C_{Fz}	F_x (N)	F_z (N)	F_R (kN)	Carga (N/m)
15	0.016	-0.059	162.44	-606.96	0.6283	10.40
30	-0.183	-0.12	-1893.68	-1241.14	2.2642	37.45
45	-0.584	-0.61	-6028.34	-6292.03	8.7138	144.16
60	-1.127	-0.653	-11643.70	-6742.65	13.4551	222.55
75	-1.726	-0.446	-17830.10	-4604.50	18.4150	304.58
90	-2.283	0.026	-23585.10	272.81	23.5867	390.12

3.4 Cálculo de momentos y esfuerzos en el tubo de torque.

El análisis del comportamiento estructural del tubo de torque consistió en calcular su momento de flexión y momento de torque. El momento de flexión está inducido por la carga distribuida de su propio peso, más el peso de la estructura que soporta y la carga del viento, las cuales se aplicaron como una fuerza resultante y puntual en la ubicación de cada celosía.

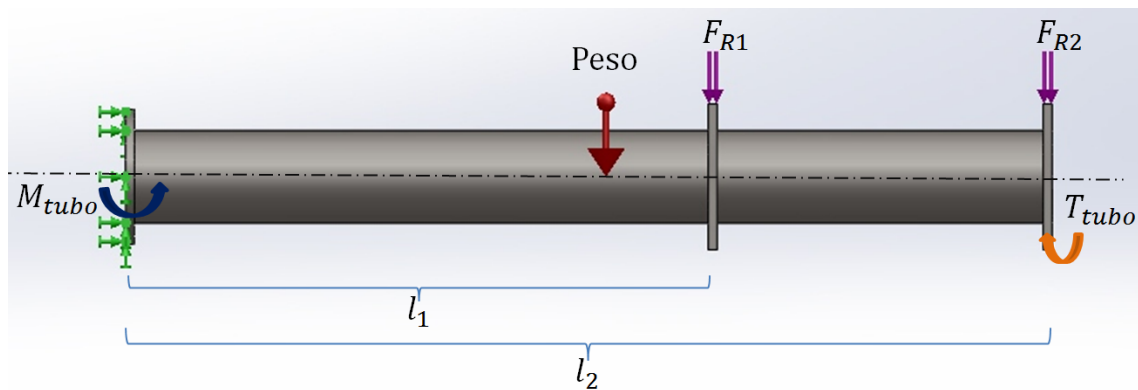


Figura 3.15: Diagrama de fuerzas que actúan sobre tubo de torque del heliostato.

La carga puntual inducida por el peso de ocho y media facetas, una celosía, tres rigidizantes y 8.85 m de larguero se concentran como $masa_1$, la única variación para la ubicación en la placa del extremo derecho es que soporta siete y media facetas como $masa_2$, según la ecuaciones 19 y 20.

$$masa_1 = 8.5 m_{facetas} + m_{celosía} + 3 m_{rigidizante} + m_{placa} + m_{largueros} \quad (19)$$

$$masa_2 = 7.5 m_{facetas} + m_{celosía} + 3 m_{rigidizante} + m_{placa} + m_{largueros} \quad (20)$$

Como el heliostato tomará diferentes posiciones en función del ángulo de elevación, la componente de la fuerza inducida se expresa con la ecuación 21.

$$F_{1,2} = masa_{1,2} \cdot \cos(\alpha) \cdot g \quad (21)$$

La carga total de viento se dividirá para concentrarse puntualmente en cada placa de unión del tubo con la celosía (ver Figura 3.15), quedando expresada como una componente de la fuerza resultante según la ecuación 22

$$F_v = \left(\frac{Fv_{total}}{4} \right) \cdot \text{seno}(\alpha) \quad (22)$$

La fuerza resultante 1 y 2 se diferencian por la cantidad de facetas que se soportan en cada ubicación.

$$F_{R1,2} = \sqrt{F_{1,2}^2 + F_v^2} \quad (23)$$

La carga distribuida del propio peso del tubo estructural se obtiene con la ecuación 24.

$$q_t = \pi(r_{ext}^2 - r_{int}^2) \cdot \rho_{ASTM A36} \cdot g \quad (24)$$

Para el cálculo del momento de reacción en la brida del tubo, se calculó con la ecuación 25.

$$M_{tubo} = -F_{R1} \cdot l_1 - F_{R2} \cdot l_2 - q_t \cdot l_2^2 \quad (25)$$

El máximo esfuerzo provocado por el momento flexionante se obtuvo según la ecuación 26.

$$\sigma_{tubo} = \frac{M_{tubo} \cdot r_{ext}}{I} \quad (26)$$

Durante la simulación el software selecciona automáticamente el criterio de falla más adecuado al tipo de elemento bajo análisis. Para este caso seleccionó el criterio de máxima tensión de von Mises por tratarse de un material de viga (SolidWorks, 2012). Este criterio se

define en términos de los esfuerzos principales como se expresa en la ecuación 27 (Mott, 1992).

$$\sigma_{vonMises} = \sqrt{\frac{1}{2} [(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2]} \quad (27)$$

La teoría expone que un material dúctil comienza a deformarse plásticamente cuando la tensión de von Mises es igual al límite de tensión. Para este caso, el límite elástico (σ_y) se utiliza como el límite de fluencia.

$$\sigma_{vonMises} \geq \sigma_y \quad (28)$$

Según este criterio de falla el factor de seguridad se calcula a partir de la ecuación 29:

$$FS = \sigma_y / \sigma_{vonMises} \quad (29)$$

Para el cálculo del par de torsión del tubo se empleó la ecuación 30, donde también se está en función del ángulo de elevación del heliostato. Se considera la fuerza resultante F_{R1} como el par de torsión máximo por la cantidad de facetas concentradas en ese punto.

$$T_{tubo1,2} = -F_{R1,R2} \cdot \cos(\alpha) \cdot r_{ext} \quad (30)$$

Cuando se aplica un momento de giro, a una pieza, tiende a deformarse como consecuencia del giro, lo que provoca una rotación de una parte de la pieza en relación a otra. Tal giro genera una tensión por esfuerzo de corte en la pieza (Mott, 1992). Así que la tensión máxima de esfuerzo de corte por torsión se obtiene de la ecuación 31.

$$\tau_{max} = \frac{T_{tubo} \cdot c}{J} \quad (31)$$

Donde c es el radio exterior r_{ext} del tubo estructural y J es el momento polar de inercia. El esfuerzo de corte es perpendicular al eje x en dirección del eje y actuando sobre el plano yz . El sistema de coordenadas de referencia definidos por el software es según la Figura 3.16 .

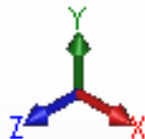


Figura 3.16: Sistema de coordenadas de referencia del software para el análisis estructural.

En la Tabla 3-10: Propiedades de sección de área y dimensiones del tubo de torque., se despliegan los datos característicos del tubo de torque.

Tabla 3-10: Propiedades de sección de área y dimensiones del tubo de torque.

r_{ext} (m)	r_{int} (m)	I_1 (m)	I_2 (m)	Área (m ²)	I (m ⁴)	J (m ⁴)	q_t (kg/s ²)	$masa_1$ (kg)	$masa_2$ (kg)
0.1016	0.9833	1.31	2.022	0.00206	1.0273×10^{-5}	2.056×10^{-5}	158.4	167.8	154.5

3.5 Simulación mecánica de facetas deformables

Se construyó un nuevo prototipo de faceta para el soporte de los espejos. La faceta está constituida por un marco de perfil tubular de 3/4" x 3/4" y presenta un componente diagonal para la deformación del espejo a través del ajuste de cuatro tornillos distribuidos a la mitad de cada lado del marco, y un tornillo al centro de la superficie posterior del espejo, como se ilustra en la Figura 3.17.

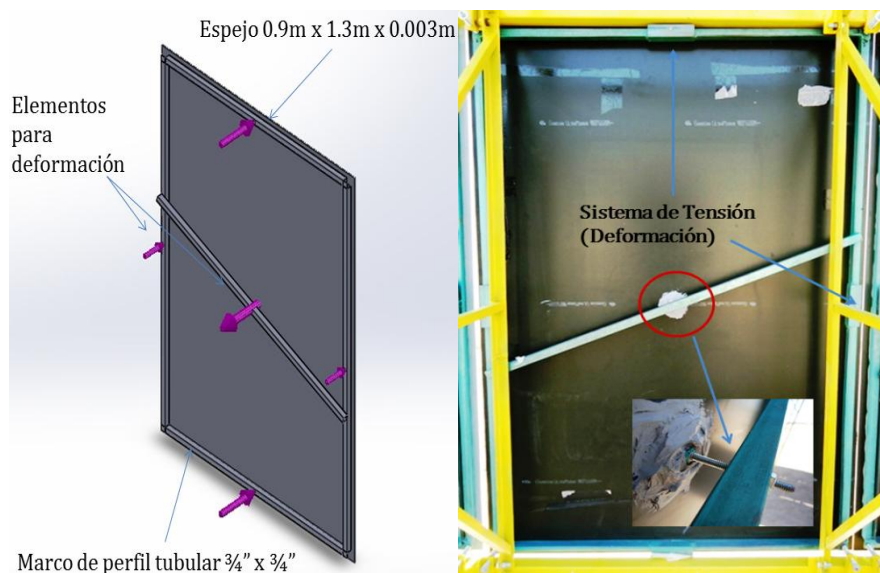


Figura 3.17: Componentes y sistema de deformación de faceta.

La faceta se sujeta mediante pernos a los largueros estructurales, al mismo tiempo estos pernos sirven para dar orientación a la faceta (ver Figura 3.18).

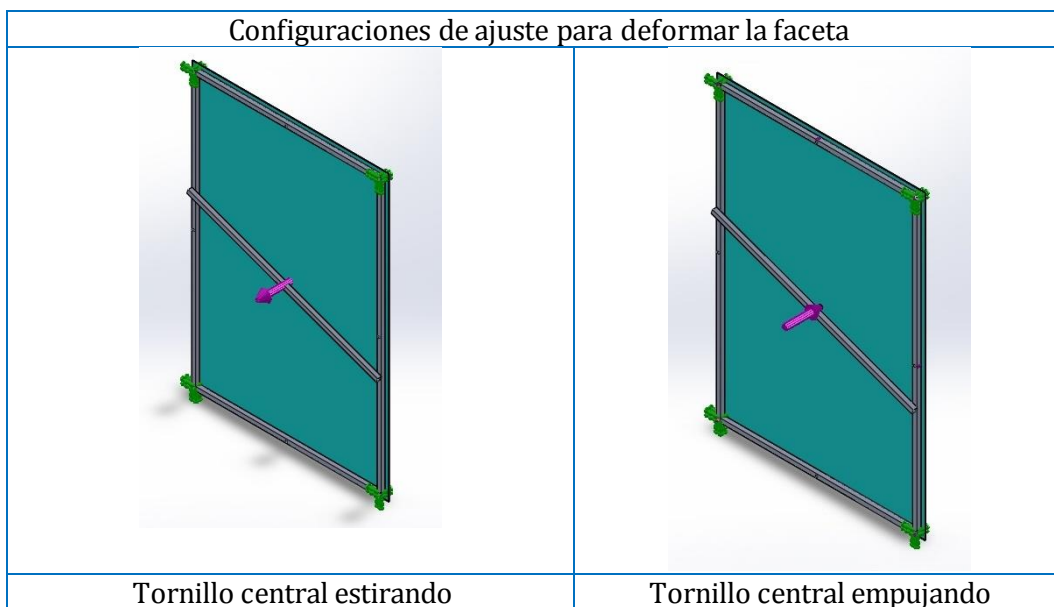
Con el fin de apreciar la deformación que sufre la faceta al manipular los tornillos de ajuste, según el funcionamiento del bastidor deformador que se explicó previamente. Se simularon las posibles configuraciones de manipulación del bastidor a través de los tornillos.



Figura 3.18: Sujeción y orientación de la faceta respecto el marco estructural.

Las propiedades mecánicas del bastidor corresponden al acero estructural ASTM-A36, en tanto para los espejos se les asignó vidrio como material para efectuar la simulación. La resistencia a la flexión de un material, es una medida que valora su resistencia a la ruptura durante la deformación. El vidrio es un material que se considera elástico, pues nunca presenta una deformación permanente. Sin embargo, es frágil. Esto significa que, sometido a una flexión creciente, se rompe sin presentar signos de plasticidad. El vidrio siempre falla por tensión en su superficie. Su resistencia a la ruptura en flexión es del orden de 40 MPa tratándose de un vidrio pulido y recocido.

En la simulación debido al comportamiento mecánico del vidrio se aplica una fuerza mínima en los tornillos para evitar su ruptura. Se colocó la restricción de movimiento en las esquinas de la faceta que es donde van colocados los espárragos de unión con la estructura de soporte. Se distribuyó una carga estática total de 0.5 N en cada configuración. En la Figura 3.19 se muestran las configuraciones de ajuste para deformar la faceta.



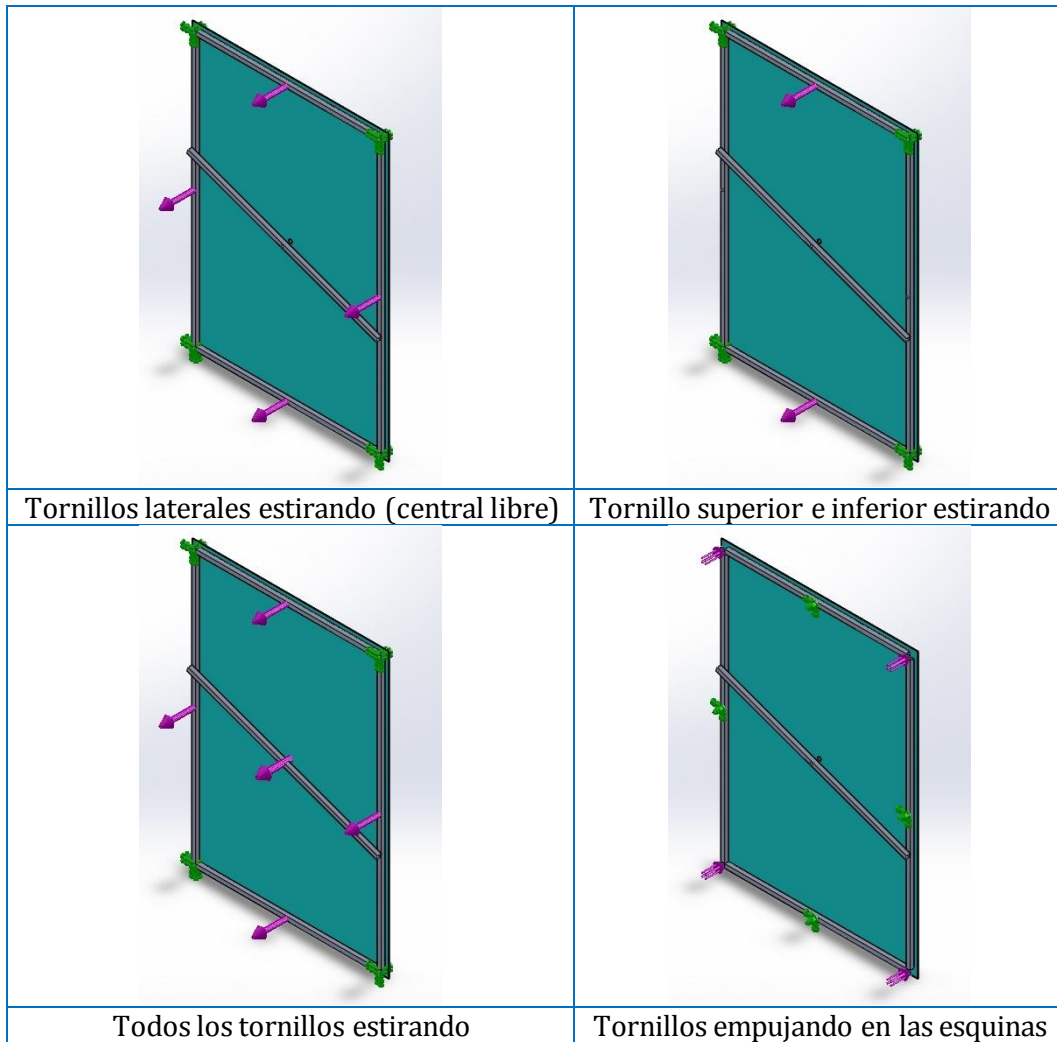


Figura 3.19: Configuraciones de ajustes para deformar la faceta.

3.6 Determinación teórica del canteo

Previo al montaje del marco estructural en el pedestal se llevaron a cabo actividades de pre canteo de las facetas, con el objetivo de hacer más eficiente el proceso de alineación una vez que el heliostato estuviese completamente ensamblado. Para realizar el pre canteo se implementó un método mecánico apoyado en los cálculos para una alineación del heliostato fuera de eje con el receptor.

3.6.1 Cálculo de las normales de las facetas

El cálculo de la normal del heliostato se hizo para un día cercano a la fecha de instalación, bajo la consideración de día y hora óptimos de irradiación solar, en Figura 3.20 se muestra la alineación del heliostato fuera de eje con el blanco lambertiano de la torre central.

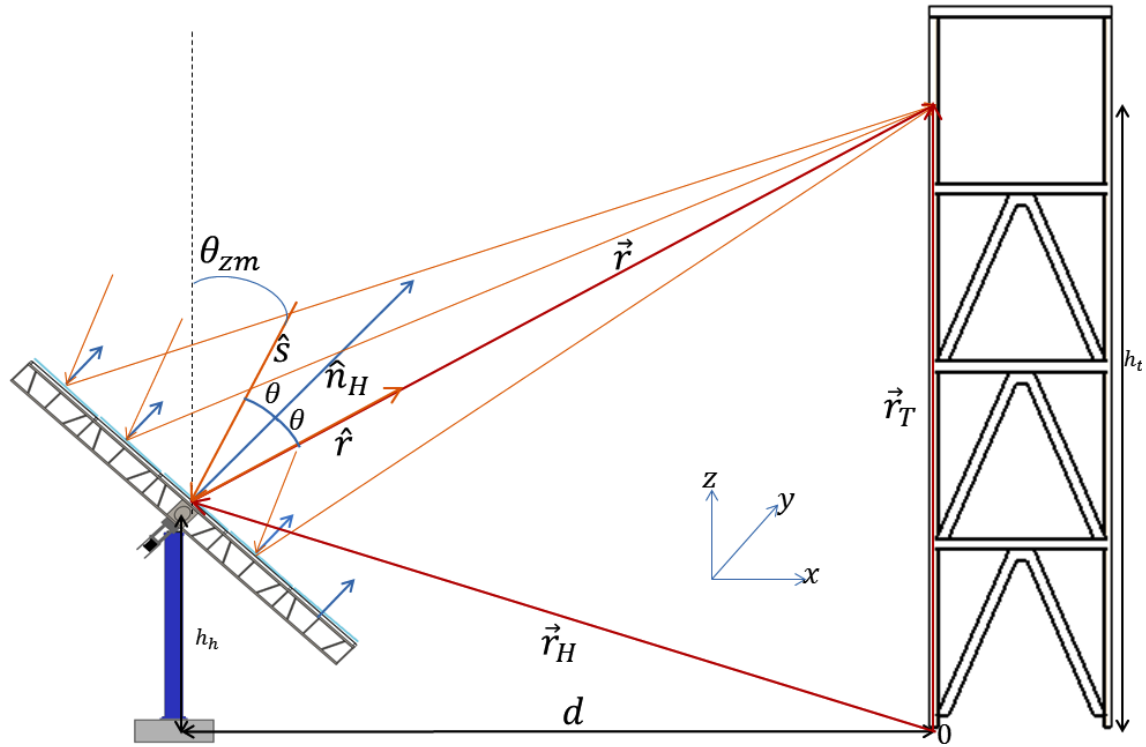


Figura 3.20: Diagrama vectorial del heliostato alineado fuera de eje con el receptor.

El ángulo cenital al medio día solar está en función de la latitud ϕ del sitio geográfico y de la declinación para ese día del año δ ,

$$\theta_{zm} = |\phi - \delta| \quad (32)$$

Por lo que el vector solar está en función de θ_{zm} y se expresa como la ecuación 33,

$$\hat{s} = (-\text{sen } \theta_{zm}, 0, \text{cos } \theta_{zm}) \quad (33)$$

El vector de apuntamiento se define a partir del vector de posición del heliostato \vec{r}_H y del vector de posición del blanco lambertiano \vec{r}_T , que están descritos de acuerdo con el sistema de coordenadas global, (ecuaciones 35 y 36)

$$\vec{r}_H = (x, y, h_h) \quad (34)$$

$$\vec{r}_T = (0, 0, h_t) \quad (35)$$

El vector al objetivo \vec{r} desde la faceta central respecto al sistema de coordenadas global se obtiene de la ecuación 36,

$$\vec{r} = \vec{r}_T - \vec{r}_H \quad (36)$$

Su vector normalizado es la ecuación 37,

$$\hat{r} = \frac{\vec{r}_T - \vec{r}_H}{\|\vec{r}_T - \vec{r}_H\|} \quad (37)$$

La normal del heliostato se calcula a partir de la ley de reflexión de Snell (ecuación 38), (ver Figura 3.21)

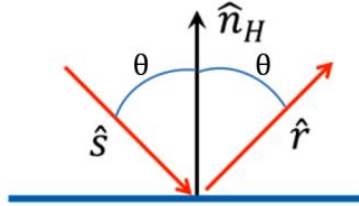


Figura 3.21: Geometría para la ley de reflexión.

$$\hat{n}_H = \frac{\hat{s} + \hat{r}}{\|\hat{s} + \hat{r}\|} \quad (38)$$

El ángulo θ se calcula a través del producto punto entre la normal del heliostato y el vector solar o el vector al objetivo (ecuación. 39)

$$\hat{s} \cdot \hat{n} = \cos \theta \quad (39)$$

Una vez que conocemos la normal de la faceta central, ahora la idea es determinar las normales de las otras facetas, para este cálculo el heliostato se reorienta en el plano horizontal y a partir del valor de θ se define por el vector solar \hat{s} y el vector al objetivo \hat{r} (ecuaciones 40 y 41),

$$\hat{s} = (\text{sen } \theta, 0, \text{cos } \theta) \quad (40)$$

$$\hat{r} = (-\text{sen } \theta, 0, \text{cos } \theta) \quad (41)$$

Para determinar la normal de cada faceta lo primero es saber cuáles son los vectores de posición \hat{r}_{ij} de cada una de las facetas cuando el heliostato se encuentra en posición horizontal. Es necesario definir un sistema coordenado conveniente con respecto a la faceta central ver Figura 3.22 Las facetas tienen un ancho (y) de 0.90 m y una altura (x) de 1.3 m, además de una separación entre cada espejo de 0.01m. La numeración en la parte inferior derecha en cada faceta se implementó para llevar un control en los cálculos de sus normales.

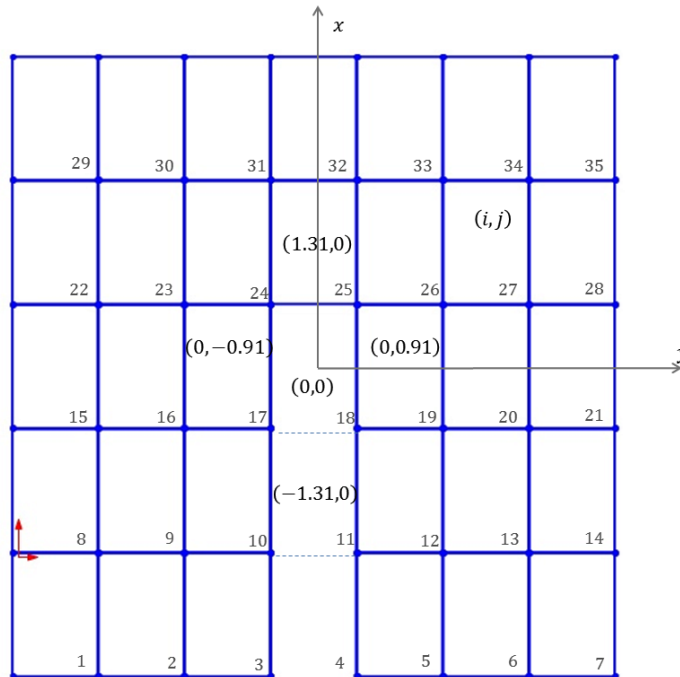


Figura 3.22: Sistema coordinado para las facetas.

Ya que se establecieron las coordenadas de posición de cada faceta se puede definir el vector de apunte de cada faceta al receptor, como se muestra en la Figura 3.23, en donde d es la distancia de la faceta central al receptor que para nuestro sistema óptico es la diagonal global entre el centro del helióstato y el centro del blanco lambertiano $d= 207.83$ m.

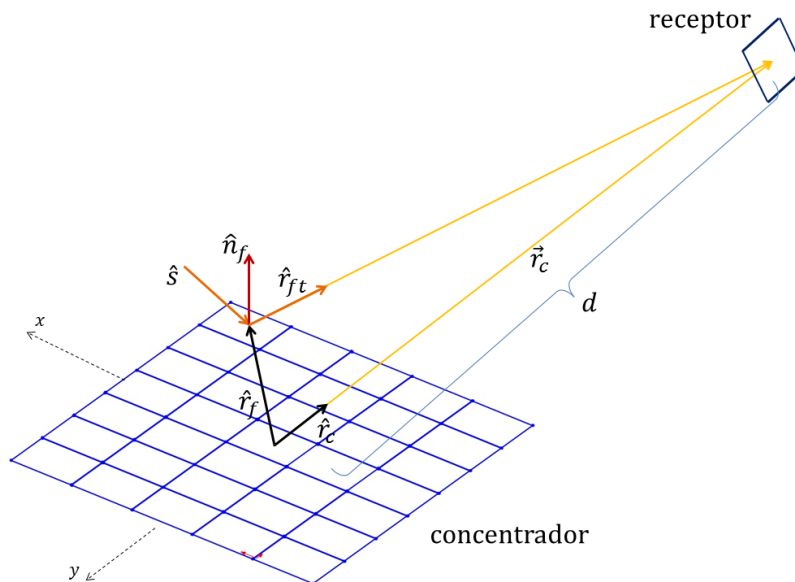


Figura 3.23: Diagrama de vectores del sistema óptico.

Entonces el vector de apunte central se define con la ecuación 42,

$$\vec{r}_c = \hat{r} d \quad (42)$$

El vector de posición de la faceta en la horizontal es,

$$\hat{r}_{i,j} = \hat{r}_f \quad (43)$$

El vector de cualquier faceta al objetivo está dado por la ecuación,

$$\vec{r}_{ft} = \vec{r}_c - \vec{r}_f \quad (44)$$

Hay que normalizarlo para el cálculo del vector normal,

$$\hat{r}_{ft} = \frac{\vec{r}_{ft}}{\|\vec{r}_{ft}\|} \quad (45)$$

Conociendo las coordenadas de cada faceta en posición horizontal, podemos ahora definir su canteo a través de su normal, simplemente aplicando la ecuación 46 a cada faceta,

$$\hat{n}_f = \frac{\hat{s} + \hat{r}_{ft}}{\|\hat{s} + \hat{r}_{ft}\|} \quad (46)$$

3.6.2 Simulación para el trazado de rayos para el canteo del heliostato

Para validar los cálculos se recurre al método de trazado de rayos en SolTrace mediante la simulación del sistema óptico, (ver Figura 3.24). La etapa del concentrador se define de elementos (facetas) que a su vez se describen por sus coordenadas denominadas *aim points* según la ecuación 47.

$$\vec{r}_{aim} = \vec{r}_f + \vec{n}_f \quad (47)$$

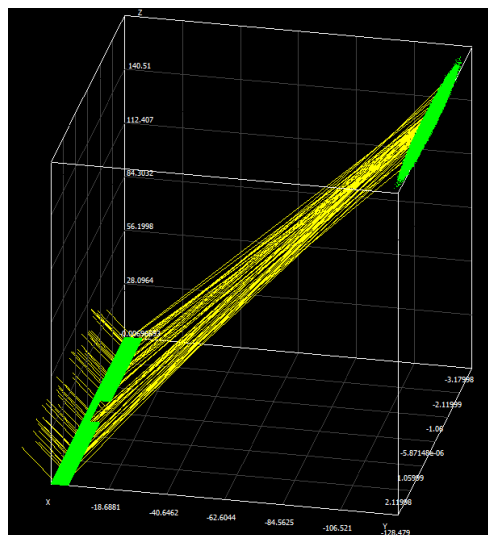


Figura 3.24: Trazado de rayos en Soltrace para el canteo del heliostato.

La geometría del sistema óptico consta de un receptor de superficie plana con una apertura rectangular de 8m x 7m, de un concentrador compuesto por 32 facetas planas cada una con apertura rectangular de 0.9m x 1.3 m.

Para esta simulación la forma solar es tipo gaussiana. La estrategia de canteo estático es para el 21 de mayo a medio día solar por lo que se calculó un valor para el ángulo cenital θ_{zm} de 10.91° . Debido a que el concentrador se reorienta en el plano horizontal el vector solar se define a partir del ángulo θ con un valor calculado de 37° , esto nos da las siguientes coordenadas para la posición del Sol (0.6027, 0, 0.7979).

Las características ópticas del concentrador corresponden a un caso ideal sin error de pendiente ni de especularidad por lo que es totalmente reflejante. Así los rayos desviados se deben únicamente a la distribución del cono solar (forma solar gaussiana).

Para corroborar que la orientación de las facetas es la correcta se compararon las distribuciones de irradiación obtenidas; por este canteo contra un canteo correspondiente al 21 de marzo. Éste último considerado como un canteo más próximo a un canteo esférico (ver figura __). La diferencia entre los flujos pico alcanzados por ambos casos es mínima (540 W). Por lo que se considera que la orientación calculada de las facetas es correcta.

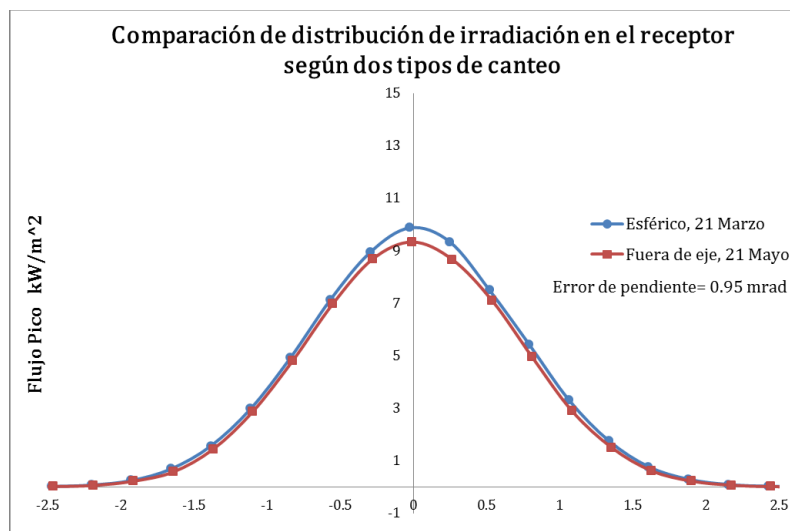


Figura 3.25: Comparación de distribución entre canteos.

3.6.3 Cálculos de ángulos pre canteo

Como el nuevo sistema de canteo de facetas consiste en dar la inclinación a partir de la variación de las alturas de sus esquinas, la primera opción para pre canteo fue determinar dichas alturas a partir de la ecuación vectorial del plano (ecuación 48) (ver Figura 3.26).

$$\hat{n}_f \cdot (\vec{r} - \vec{r}_0) = 0 \quad (48)$$

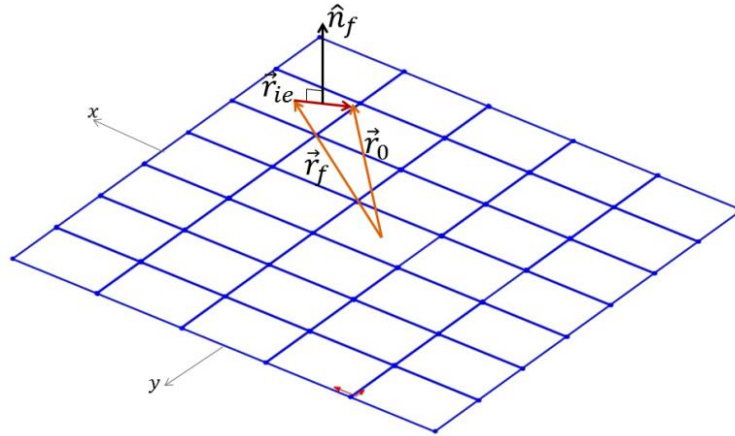


Figura 3.26: Diagrama de vectores para el cálculo de alturas.

El vector de posición de una esquina respecto al centro de la faceta

$$\vec{r}_{ie} = (x_{ie}, y_{ie}, 0) \quad (49)$$

El vector dejando a una esquina como origen

$$\vec{r}_0 = \vec{r}_f + \vec{r}_{ie} \quad (50)$$

Se desarrolló la ecuación del plano para despejar la altura z de la esquina correspondiente, según la ecuación 51,

$$z = \frac{1}{n_{fz}} \{ \hat{n}_f \cdot \vec{r}_0 - n_{fx}x - n_{fy}y \} \quad (51)$$

Este cálculo se realizó para cada una de las esquinas de las 32 facetas. Sin embargo lograr la altura calculada desde la manipulación de los pernos roscados resultaba impráctico y poco exacto, ya que la configuración estructural para soportar las facetas impedía poder medir con precisión la variación de alturas entre esquinas. En tanto la magnitud de las alturas están en el orden de milímetros y la diferencia entre esquinas está en el orden de decenas de micras

mientras que el paso de rosca de los pernos es de 1.8 mm, por lo que no es posible lograr ajustar a los valores de altura calculados a partir del giro de los pernos.

Debido a las implicaciones anteriores se optó por orientar la normal de cada faceta a partir de su ángulo de inclinación θ expresado para cada eje coordenado según las ecuaciones 52 y 53,

$$\text{Tan}\theta_x = \frac{n_x}{n_z} \quad (52)$$

$$\text{Tan}\theta_y = \frac{n_y}{n_z} \quad (53)$$

En la Tabla 3-1, se muestran en grados los ángulos de canteo obtenidos para cada faceta, recordando que el área reflectante del heliostato tiene forma de herradura por lo que las facetas 4, 11 y 18 son elementos virtuales (ver Figura 3.22) Figura 3.22: Sistema coordenado para las facetas..

Tabla 3-11: Ángulo de canteo de cada faceta.

#	θ_x	θ_y	#	θ_x	θ_y	#	θ_x	θ_y	#	θ_x	θ_y	#	θ_x	θ_y
1	0.29	0.47	8	0.15	0.47	15	0	0.47	22	-0.14	0.47	29	-0.28	0.47
2	0.29	0.31	9	0.15	0.31	16	0	0.31	23	-0.14	0.31	30	-0.28	0.31
3	0.29	0.16	10	0.15	0.16	17	0	0.16	24	-0.14	0.16	31	-0.28	0.16
4	0.29	0	11	0.15	0	18	0	0	25	-0.14	0	32	-0.28	0
5	0.29	-0.16	12	0.15	-0.16	19	0	-0.16	26	-0.14	-0.16	33	-0.28	-0.16
6	0.29	-0.31	13	0.15	-0.31	20	0	-0.31	27	-0.14	-0.31	34	-0.28	-0.31
7	0.29	-0.47	14	0.15	-0.47	21	0	-0.47	28	-0.14	-0.47	35	-0.28	-0.47

CAPÍTULO 4 METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

El capítulo comienza con la explicación del ensamble e instalación del prototipo de helióstato en el campo de pruebas del CEToC. Previo al montaje total del prototipo se efectuaron las pruebas modulares, es decir pruebas de evaluación para una sola faceta. En este capítulo se describe, la metodología del procedimiento, el arreglo experimental y el equipo empleado. Posteriormente se definen los protocolos para el pre canteo y canteo del helióstato, pues se probaron métodos que no se habían realizado en el CEToC como el pre canteo en piso y alineación en eje con la ayuda de facetas cubiertas. En la parte final del capítulo se describen las pruebas para la evaluación de precisión de movimiento efectuado por el cabezal.

4.1 Puesta en operación

4.1.1 Ensamble del nuevo prototipo



Figura 4.1: Ensamble estructural del heliostato.

El heliostato N2 cuenta con un marco estructural de acero tubular en forma de herradura para soportar 32 facetas. Las dimensiones de cada espejo son 1.3 m x 0.9 m de área y 0.003 m de espesor. Las armaduras de acero están sustentadas por un pedestal y dos brazos de tubo estructural. Su secuencia de ensamble fue la siguiente: primeramente se instaló el pedestal del heliostato en la zapata preexistente en el campo y se niveló ajustando las tuercas con que se fija sobre cada uno de los 8 espárragos que salen de ella (logrando obtener con esto, 4 planos que cortan de manera simétrica al pedestal, para así aproximar cada uno de estos a una posición perpendicular con respecto al suelo). A continuación se procedió al armado del resto de las componentes del heliostato en el piso. Para esto se unieron los brazos al cabezal, que se encontraba apoyado en el suelo mediante la base en la que se transportó. A continuación se unieron las cuatro celosías (armaduras) a los soportes existentes en los brazos, y se colocaron los travesaños de manera perpendicular a ellas. Luego se instalaron los elementos rigidizantes entre brazos y celosías (ver Figura 4.1).

En éste heliostato se integra un nuevo diseño de cabezal elaborado por el Taller Pirámide Estructural del Golfo, S.A. de C.V. El cabezal provee los movimientos en elevación y acimut, mediante el mecanismo de cable tensado por el acoplamiento de ejes a la transmisión de poleas-banda dentada. Los mecanismos son accionados por dos motores con encoder acoplado, en la Figura 4.2 se presenta una fotografía del nuevo cabezal.



Figura 4.2: Cabezal Pirámide Estructural.

4.2 Procedimiento de canteo

4.2.1 Definición del protocolo de pre canteo

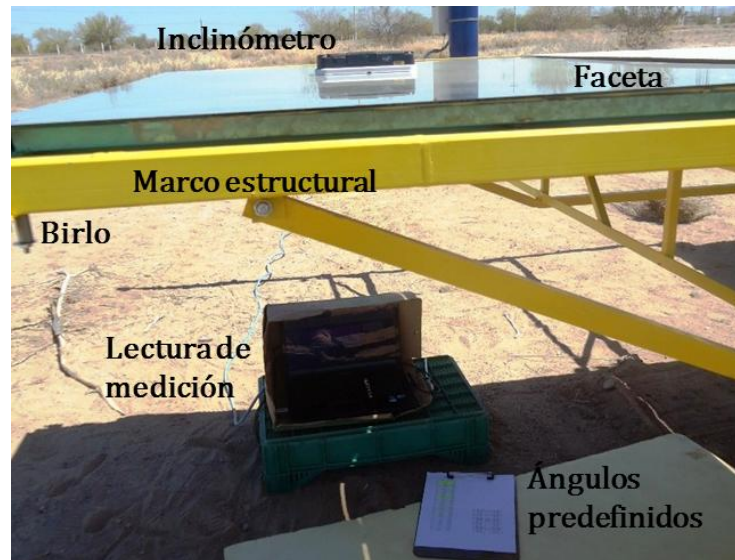


Figura 4.3: Arreglo para el pre canteo de facetas en piso.

Se hizo un pre canteo en piso con el heliostato horizontal. Mediante los ángulos predefinidos, calculados para lograr concentración a esa distancia y en las fechas consideradas, como se discutió en la sección 3.6.1. Estos ángulos se midieron mediante un nivel digital (inclinómetro) de dos ejes marca Digi-Pas modelo DWL 3000XY de precisión 0.01° , es decir $175\mu\text{m}/\text{m}$ o 36 arcosegundo, con un rango de medición de $\pm 90.00^\circ$. El inclinómetro utilizado tiene conectividad vía bluetooth lo que facilitó la lectura de mediciones a través de una computadora portátil, en la Figura 4.3 se muestra el arreglo para el pre canteo de facetas en piso.

Según el esquema y nomenclatura de facetas de la sección 3.6 se tomó a la faceta número 25 como referencia por ser próxima a la faceta central del heliostato (ver Figura 3.22) esta faceta se colocó en posición horizontal llevando sus cuatro birlos a una misma altura. Después en su centro se posicionó el inclinómetro en modo de medición dual y a éste se le indica que registre esta referencia como el cero absoluto del sistema.

Para orientar cualquier faceta primero se colocan los birlos aproximadamente a una misma altura dejando a la faceta orientada en un plano de referencia horizontal. Luego se coloca el inclinómetro como se ilustra en la Figura 4.4, esto es para dar la inclinación de la pendiente en el eje y (m_y), por lo que el inclinómetro mide la variación de ángulo pivoteando en el eje vertical. La inclinación se da a partir de girar la misma cantidad de vueltas un par de

birlos alineados en el eje x hasta obtener el ángulo deseado, se procura dar el ajuste de birlos simultáneamente para evitar inducir tensión en la faceta.

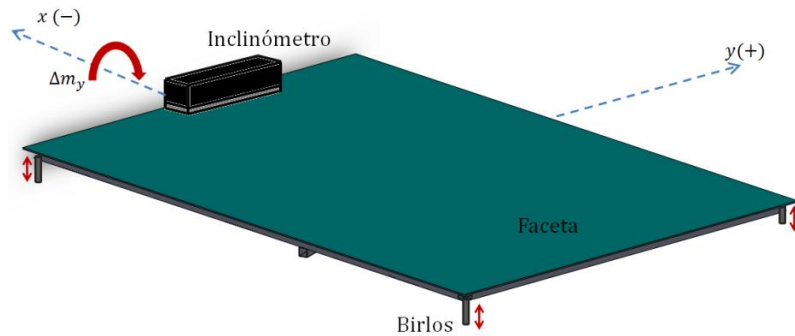


Figura 4.4: Arreglo para inclinar la faceta en el eje y .

Después se lleva el dispositivo para pivotar la faceta alrededor de eje y , esto se logra eligiendo un par de birlos alineados en el eje y , girándolos simultáneamente la misma cantidad de vueltas hasta lograr la inclinación deseada (ver Figura 4.5).

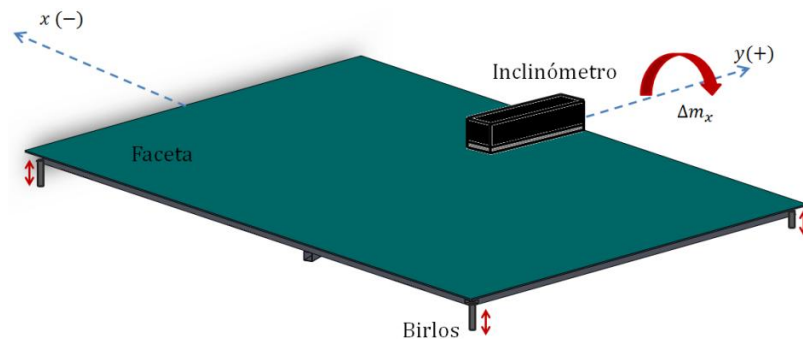


Figura 4.5: Arreglo para inclinar la faceta en el eje x .

4.2.2 Canteo fuera de eje del heliostato

Una vez concluido el armado de la estructura se instalaron las facetas y se pre-cantearon según el protocolo establecido. Finalmente toda la estructura con las facetas se levantó con una grúa (ver Figura 4.6) para montarla sobre el pedestal.



Figura 4.6: Heliostato pre orientado y cubierto de plástico oscuro.

Una vez instalado el heliostato se procedió a afinar el canteo sus facetas. El método empleado fue el de canteo fuera de eje, el cual se inició el día cinco de junio de 2013 alrededor de medio día solar con el heliostato apuntado hacia la torre. Se intentó hacer el canteo fino de las facetas cubriéndolas con plástico oscuro y destapándolas, de modo que en un momento dado sólo dos facetas estén descubiertas simultáneamente: la que se está canteando y la de referencia, (ver Figura 4.7). La idea era poder además de cantear, hacer el ajuste de deformación para dejar un spot lo más circular posible en cada faceta.



Figura 4.7: Heliostato parcialmente canteado.

4.3 Análisis óptico de facetas concentradoras

4.3.1 Prueba de mancha solar reflejada a una faceta concentradora

Para esta prueba de mancha solar, se dirigen los rayos solares que la faceta refleja hacia el blanco lambertiano ubicado a lo alto de la torre y se observa con una cámara fija a nivel de

piso la mancha de luz creada en él mismo, como lo ilustra la figura 4.8. Para la evaluación de las facetas se construyó un 'porta-facetas' que asemeja una extracción modular del marco estructural del helióstato.

La faceta se situó junto al eje principal del campo, 50 m al norte de la torre y a 8.6 m al este de dicho eje. Luego se ubicó a una distancia horizontal de 107 m al norte de la torre, pero debido a la distancia los efectos de deformación en esta ubicación fueron indistinguibles, en comparación con el efecto de ensanchamiento del spot por la misma distancia.

La forma de la mancha solar reflejada está influenciada por todos los aspectos de la superficie reflejante del espejo, por la mecánica estructural del soporte de las facetas y por el sistema de deformación. De esta prueba se obtuvo información acerca del efecto de concentración provocado al deformar la faceta.

El procedimiento para la toma de imágenes consistió en ajustar lateral y centralmente los tornillos de deformación del bastidor estructural. Por cada configuración de ajuste se tomó una imagen del spot solar. Se realizaron una serie de combinaciones hasta lograr un spot bien definido por el reflejo de la faceta. Se desarrollaron dos sesiones en diferentes días.

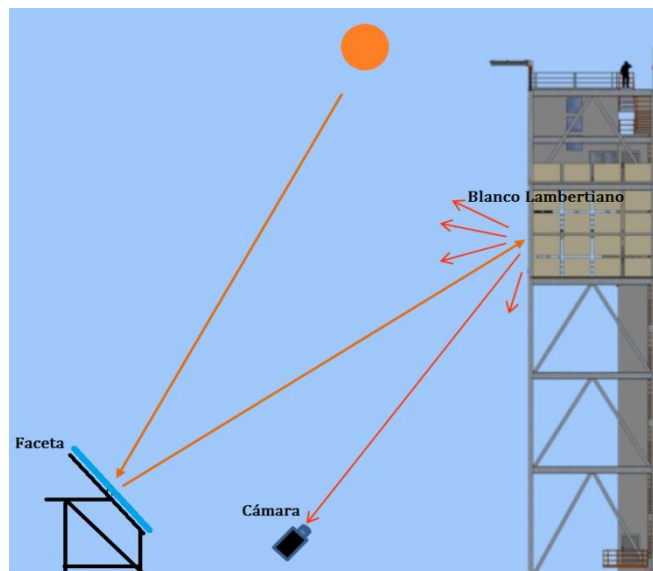


Figura 4.8: Arreglo de componentes para prueba de mancha solar a una faceta concentradora..

4.3.2 Equipo utilizado

- En particular, la prueba de mancha solar reflejada se implementó con el equipo siguiente:
- Cámara FireWire marca Allied Vision Technologies, modelo Pike, con CCD de 640 x 480 pixeles de resolución y lente de ajuste óptico manual.

- Filtro solar comercial número 8.
- Adquisidor de imágenes Compact Vision System (CVS) desarrollado por LabVIEW.
- Procesamiento de imágenes desarrollado en LabVIEW y paquetería Vision Assistant.

4.3.3 Procesamiento de imágenes

No se dispone de equipo para la medición directa del flujo radiativo incidente en el blanco, por lo cual la estimación de concentración alcanzada por la faceta se hace de manera indirecta a través un algoritmo de procesamiento de imágenes de MATLAB. Lo anterior bajo el supuesto que la intensidad de la imagen representa la potencia incidente. Aunque las imágenes que tenemos no correspondan exactamente a una gaussiana, ésta se tomó como el criterio estándar que es una aproximación a la realidad.

Para determinar el área de concentración se contabilizan todos los puntos que tengan una altura correspondiente al menos e^{-1} del pico de concentración de la imagen es decir aproximadamente el 37% del pico. Éste criterio corresponde en el concepto de que en una imagen gaussiana los puntos mencionados corresponden al 63% de la energía contenida en la imagen de acuerdo a la ecuación 54-56 que da la fracción de potencia de una gaussiana circular en función del radio.

$$f(r) = \frac{1}{\sigma^2 2\pi} \int_0^{r_0} \int_0^{2\pi} e^{-\frac{r^2}{2\sigma^2}} r dr d\theta \quad (54)$$

$$f(r) = 1 - e^{-\frac{r_0^2}{2\sigma^2}} \quad (55)$$

Si $r_0 = 2\sigma$

$$f(r) = 1 - e^{-1} \quad (56)$$

La imagen original es procesada por el sistema de adquisición de imágenes, entregándonos una imagen en escala de grises, que posteriormente se tratará para convertirla a una imagen binaria en donde los pixeles blancos corresponden al área de concentración, ver figuras 3-7. En resumen el criterio que se establece para definir el tamaño del spot son todos aquellos pixeles con al menos e^{-1} multiplicado por la intensidad del máximo. Para la mayoría de las imágenes se evita aplicar un filtro de intensidad ya que esto induciría una

interpretación errónea de buena concentración por disminución en el número de píxeles blancos.

Para la conversión de números de píxeles en área de concentración, se determinó la relación pixel a metro. Mediante el visor de imágenes de MATLAB se ubicaron las coordenadas correspondientes a las esquinas del blanco lambertiano para estimar su tamaño en píxeles (aprox. 521 píxeles de ancho). Siendo las dimensiones del blanco lambertiano de 790 cm de ancho así se obtuvo la relación de 66 px/m.

4.3.4 Configuración de ajuste en el sistema de deformación de la faceta

Los casos enumerados del 1 al 9 corresponden a la primera sesión de prueba. A los casos 4, 5, 8 y 9 se les aplicó un filtro de intensidad debido a que la imagen era muy tenue. Los casos 10 al 15 pertenecen a la segunda sesión de prueba, en estas configuraciones la faceta está soportada adecuadamente por el marco estructural, ver Tabla 4-1.

Tabla 4-1: Configuraciones de ajuste para deformación de faceta.

Caso	Configuración
1	Se ajustaron todos los tornillos de manera aleatoria hasta obtener un spot que mostrará menor efecto de tensión. (Faceta aproximadamente plana)
2	Se aflojaron todos los tornillos, de tal manera que sólo se apreciarán los efectos del soporte de la faceta.
3	Se ajustaron sólo los tornillos laterales, buscando provocar un empuje sobre el marco estructural.
4	Se ajustaron todos los tornillos a manera de empuje.
5	Se ajustaron los tornillos laterales a manera de provocar un efecto de estiramiento sobre el marco estructural. Mientras el tornillo central ejercía empuje sobre el espejo.
6	Se estiraron sólo dos tornillos laterales y los restantes sin apriete.
7	Todos los tornillos laterales empujando, mientras el tornillo central no tiene ajuste.
8	Todos los tornillos están empujando.
9	Todos los tornillos laterales empujando, mientras el tornillo central está estirando.
10	Todos los tornillos se encuentran sin ajuste.
11	Se indujo tensión en las esquinas de soporte.
12	Se ajustaron las esquinas de soporte
13	Tornillo central se ajustó estirando en una vuelta.
14	Tornillo central se ajustó estirando en media vuelta.
15	Tornillo central se ajustó estirando en tres cuartos de vuelta.

4.4 Pruebas y evaluación experimental del nuevo prototipo de heliostato

Para conocer el comportamiento real del heliostato es necesario caracterizarlo y establecer sus parámetros de rendimiento con el fin de emplearlos en la parte de control y compensar sus errores de funcionamiento. Así mismo para establecer las fuentes de error y proponer las mejoras pertinentes. Se establecieron las características posicionales de interés; precisión de posicionamiento, repetibilidad en retorno a posición de origen, desplazamiento global del centroide (deriva) y backlash. Los métodos de evaluación del heliostato son indirectos, es decir son a partir del análisis estadístico del comportamiento de una imagen proyectada en el blanco lambertiano. Para evaluar al heliostato en cuestión se aplicaron las pruebas de apuntamiento de cabezal (11/04/13) y mancha solar reflejada (01/07/13). Las pruebas utilizadas han sido descritas en detalle en trabajos anteriores (Peña, 2011) (Iriarte, 2013). Aquí se hace sólo una descripción somera de las mismas y del equipo utilizado para implementarlas.

4.4.1 Prueba de proyección de franjas a una faceta concentradora

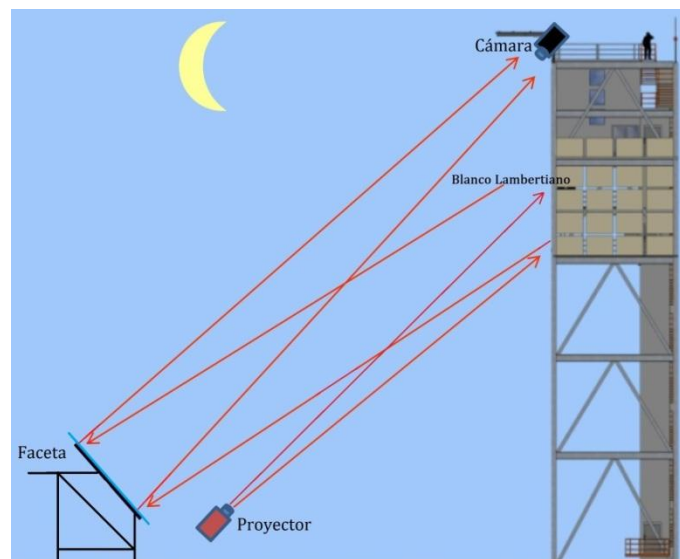


Figura 4.9: Esquema experimental de la prueba de proyección de franjas.

Debido a que la cámara capta con poca definición la imagen de todo el heliostato por su lejanía de la torre, se optó por realizar esta prueba modularmente es decir evaluando una faceta por separado.

En el método de proyección de franjas, se proyecta hacia el blanco Lambertiano una serie de cuatro imágenes que consisten en patrones de franjas caracterizados (Peña Cruz, 2011). Estos patrones se reflejan uno a uno por la faceta a evaluar, hacia una cámara situada en lo alto de la torre, el arreglo experimental se muestra en la Figura 4.9.

Las distorsiones producidas en el patrón de franjas permiten determinar las pendientes locales de las superficies de los espejos, de manera que se puede hacer una estadística sobre la planicidad de los mismos. Esta prueba debe ser llevada a cabo de noche para evitar la influencia de la luz ambiental en la observación. Una vez obtenidas las imágenes, se utilizaron el método de *Detección Directa de Fase* para obtener la fase y el algoritmo de confiabilidad para desempacar dicha fase (Peña Cruz, Arancibia Bulnes, Monreal Vidal , & Sánchez González, 2013).

4.4.2 Equipo utilizado

En la prueba de proyección de franjas se utilizó el siguiente equipo:

- Cámara Nikon D40X, con CCD de 10.2 megapíxeles de resolución y ajuste óptico digital.
- Proyector marca SONY VPL-DX140 de 3200 lm de brillo, resolución XGA, objetivo con zoom óptico de 1.3, relación de contraste de 2500:1.

4.4.3 Protocolo de captura de imágenes.

Se proyectaron patrones de franjas con frecuencia espacial de 1.5 franjas por metro, tanto verticales como horizontales. En la Figura 4.10 se presenta uno de los patrones, tal como se veían en el blanco Lambertiano, así como la imagen del mismo reflejado por la faceta, tal y como fueron capturados por la cámara. Puede apreciarse la distorsión de las franjas, que evidencian las desviaciones de la superficie con respecto a una geometría plana.

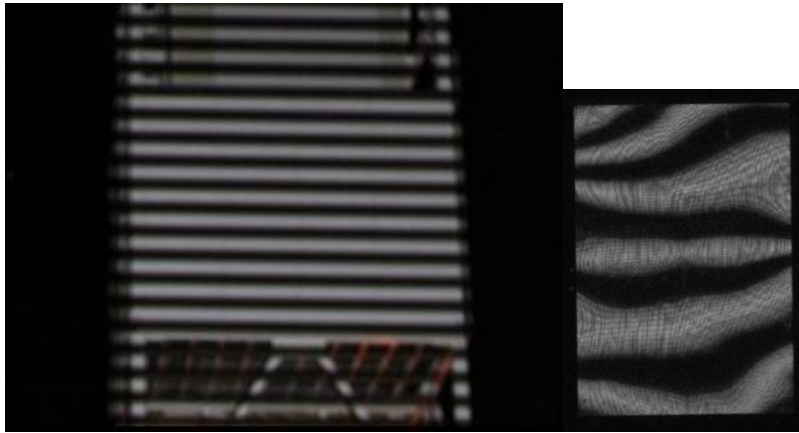


Figura 4.10: Patrón de franjas horizontales proyectado sobre el blanco Lambertiano (izquierda) y su reflexión por una faceta sin aplicar deformación con los tornillos (derecha).

4.4.4 Prueba de precisión de apuntamiento del cabezal

Esta prueba se realizó para la caracterización y evaluación del nuevo cabezal. El cual se colocó a una altura de 0.75 m sobre nivel de piso a distancia de 201.9 m al norte y a 7.34 m al oriente del eje principal. Para esta prueba se montó el láser en el cabezal, fijándolo rígidamente mediante un implemento de sujeción que aprovecha el roscado de la propia brida del cabezal, el arreglo de la prueba se muestra en la Figura 4.11.

La prueba consistió en apuntar el láser repetidamente a un mismo punto, esto fue girando el cabezal para salirse de ese punto y luego regresarlo a dicho punto. Para realizar éste estudio de posición de inicio, se programó el equipo para que realizara diferentes trayectorias y regresara a la posición de inicio, midiéndose así ambos puntos. Esta prueba de apuntamiento del cabezal se efectuó nocturnamente para optimizar la visión de la luz láser en el objetivo. El cabezal se colocó en su base de transportación debido a que aún no se instalaba en el pedestal del heliostato, (ver Figura 4.2).

La repetibilidad se asume como la capacidad de obtener el mismo movimiento bidireccional dentro de ciertos límites, así que la prueba para determinar la repetibilidad del cabezal consistió en mover el cabezal de tal manera que se desplazará 1° hacia el oeste y regresarlo a la posición inicial establecida, dicho proceso se repitió diez veces y en un onceavo movimiento se indujo un desplazamiento de 30° . El anterior procedimiento se reprodujo para el caso de giro hacia el este.

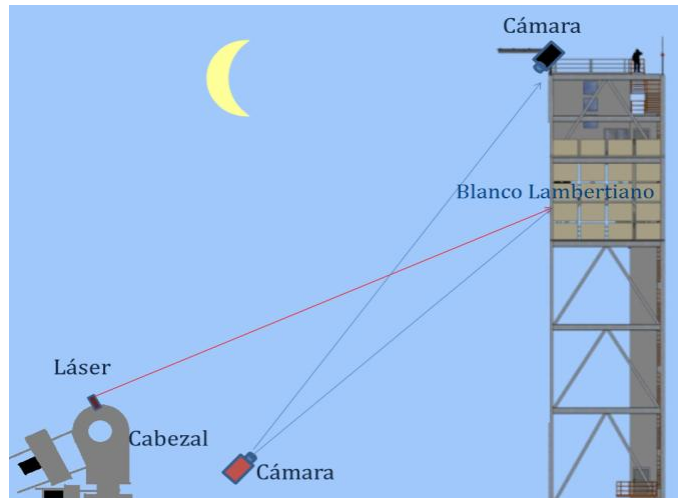


Figura 4.11: Arreglo experimental de la prueba de apuntamiento de cabezal.

4.4.5 Prueba de mancha solar reflejada

Para la prueba de mancha solar reflejada, se dirigen los rayos solares con el heliostato hacia el blanco Lambertiano y se observa con una cámara fija a nivel de piso la mancha de luz creada en el mismo (ver Figura 4.12). La forma de esta mancha está influenciada por todos los aspectos de la óptica del heliostato, incluyendo la mecánica estructural de soporte de las facetas. De esta prueba se puede obtener información sobre la calidad del seguimiento, observando la deriva de la mancha sobre el blanco como función del tiempo. Para esto se toma gran número de imágenes y se determina el centroide de la mancha como función del tiempo.

4.4.6 Equipo utilizado

En particular, la prueba de mancha solar reflejada se implementó con el equipo siguiente:

- Cámara FireWire marca Allied Vision Technologies, modelo Pike, con CCD de 640 x 480 pixeles de resolución y lente de ajuste óptico manual.
- Filtro solar comercial número 8.
- Adquisidor de imágenes Compact Vision System (CVS) desarrollado por LabVIEW.
- Procesamiento de imágenes desarrollado en LabVIEW y paquetería Vision Assistant.

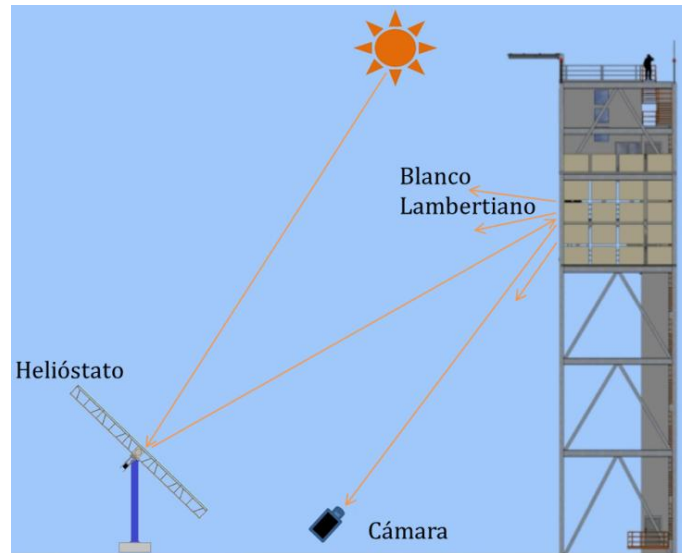


Figura 4.12: Arreglo experimental de la prueba mancha solar reflejada.

El helióstato se instaló en la posición N2 según la distribución de helióstatos en el campo, esto es, junto al eje principal del campo, 206.9 m al norte de la torre y 7.34 m al oriente de dicho eje. Esto significa una distancia diagonal global al centro del blanco de 207.8 m.

CAPÍTULO 5 RESULTADOS TEÓRICOS

En esta sección se presentan los análisis de resultados de las simulaciones y de los cálculos teóricos. Estos análisis recurren a comparación entre casos de evaluación y se complementan a través de gráficas de procesamiento. El capítulo se divide en dos grandes secciones, abordando primeramente la parte óptica y luego la parte de análisis estructural.

5.1 Resultados simulación óptica de facetas deformables

5.1.1 Variación de la distribución de intensidad de flujo en función de distintos factores.

Se realizó un estudio paramétrico de la variación de la irradiancia solar concentrada sobre el receptor como función de los parámetros de las facetas concentradoras. Dicha variación está en función del valor de la desviación estándar correspondiente a la distribución normal que modela los errores de pendiente de las facetas, así como la geometría de deformación que estas tengan. Otro parámetro de influencia en la distribución de irradiancia es la distancia focal del heliostato al objetivo de apunte. Predecir los efectos de implementar facetas con deformación controlada, es uno de los objetivos principales al simular y estimar la irradiación concentrada por el sistema óptico descrito.

La evaluación entre cada configuración de estudio se muestra en las Figuras 5.1-5.9, en donde el parámetro de comparación es la distribución del flujo concentrado en el plano receptor a lo largo del eje y .

5.1.2 Comparación entre casos en función de la deformación de facetas

El objetivo de la comparación es averiguar si la deformación de las facetas produciría un aumento significativo en los valores de concentración. Se compararon los tres casos de forma geométrica de las facetas, para distintas distancias focales y fijando un error de pendiente muy bajo, de 0.5 mrad. De esta manera la distribución del flujo sólo atiende a los efectos de la deformación (ver Figuras 5.1-5.3).

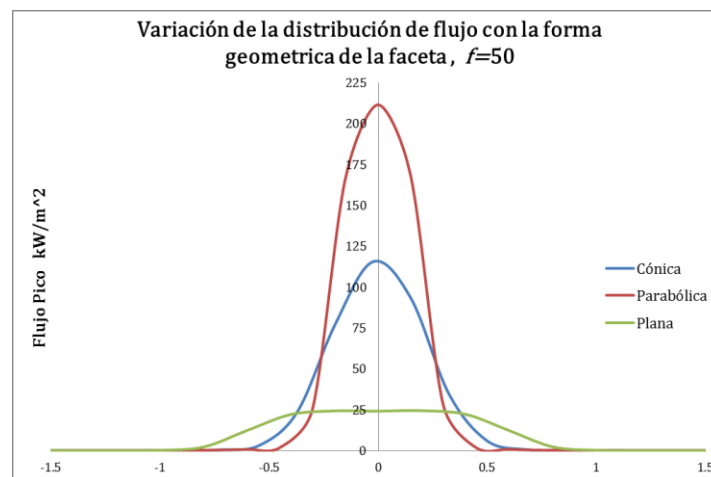


Figura 5.1: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes formas de faceta, error de pendiente de 0.5 mrad y distancia focal de 50 m.

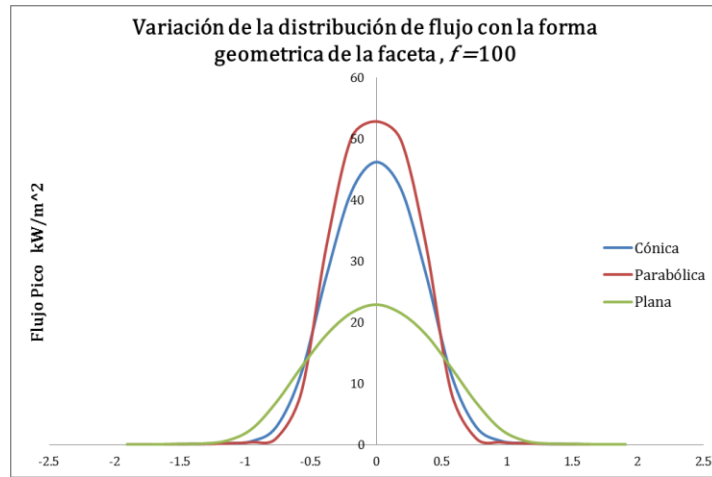


Figura 5.2: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes formas de faceta, error de pendiente de 0.5 mrad y distancia focal de 100 m.

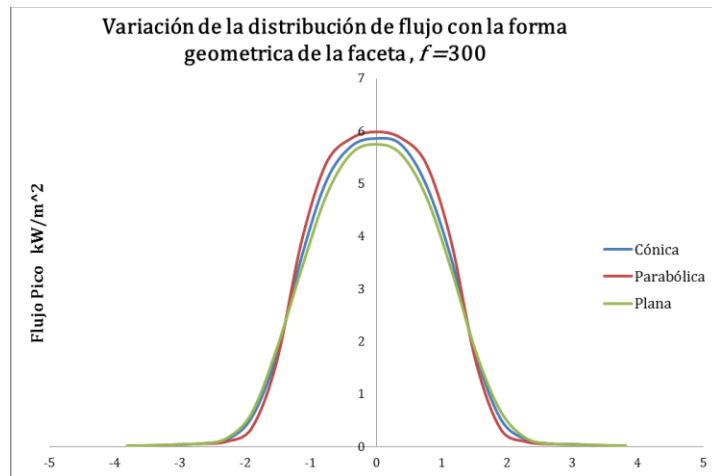


Figura 5.3: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes formas de faceta, error de pendiente de 0.5 mrad y distancia focal de 300 m.

Las distribuciones energéticas que se muestran en estas gráficas son el resultado de convolucionar en una sola función de distribución a la forma solar con el cono error característico de la superficie. Por esta razón, para un error de pendiente muy pequeño la forma solar efectiva es totalmente influenciada por la distribución analítica de la forma solar elegida para la simulación (CSR 10%).

5.1.3 Comparación entre casos en función del error de pendiente

El análisis del efecto que tiene el canteo en la concentración de la irradiación, consistió en variar el error de pendiente para cada forma geométrica, a una distancia focal de 100 m. A

continuación se muestran las distribuciones de flujo sobre el plano del receptor para valores de error de pendiente del concentrador de 0.5 ,2 y 4 mrad (ver Figuras 5.4-5.6).

Cabe recordar que este error de pendiente es en el rayo incidente. La gráfica de simulación de resultados muestra la diferencia entre tener un concentrador con óptima calidad óptica, es decir con un error de pendiente casi nulo, uno con condiciones de error promedio y uno con error elevado, cómo sinónimos de un canteo deficiente. Se puede observar que a un mayor error de pendiente se produce un ensanchamiento del cono de luz reflejado lo que inducirá un mayor desbordamiento de energía en el receptor.

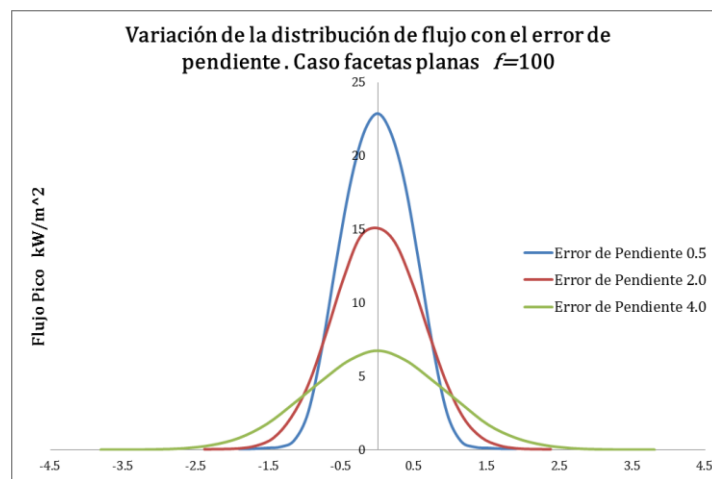


Figura 5.4: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes valores de error de pendiente, facetas planas.

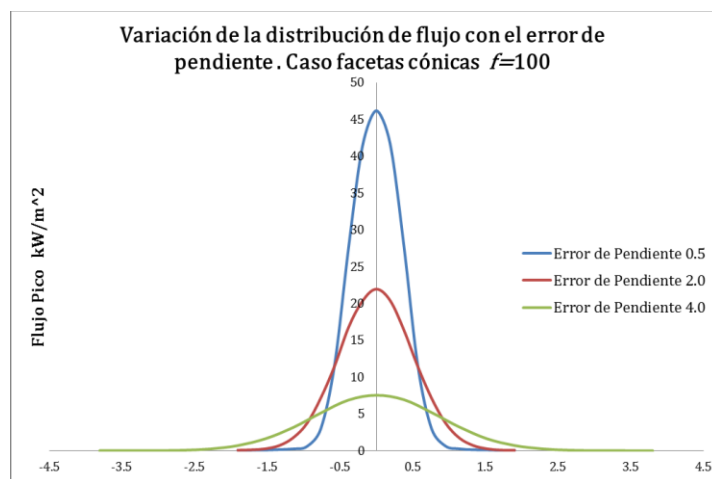


Figura 5.5: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes valores de error de pendiente, facetas cónicas.

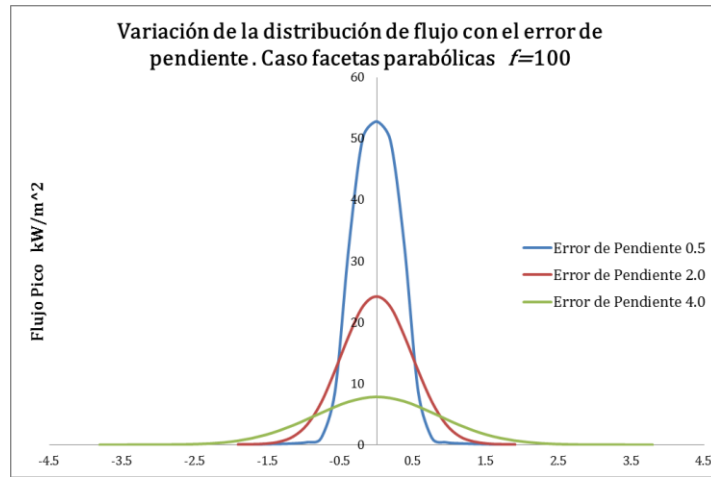


Figura 5.6: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes valores de error de pendiente, facetas parabólicas.

5.1.4 Comparación entre casos en función de la distancia focal

Para observar el efecto que tiene la distancia entre el concentrador y el receptor se hizo la comparación para cada forma geométrica con la variación de la distancia focal de 50, 100, y 300 m (ver Figuras 5.7-5.9). Se fijó el error de pendiente en 3.0 mrad pues es un valor observado en referencia a experiencias previas.

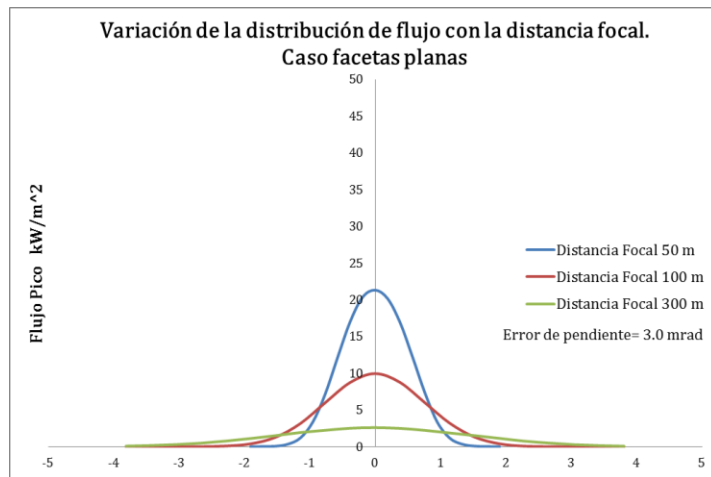


Figura 5.7: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes distancias focales, facetas planas.

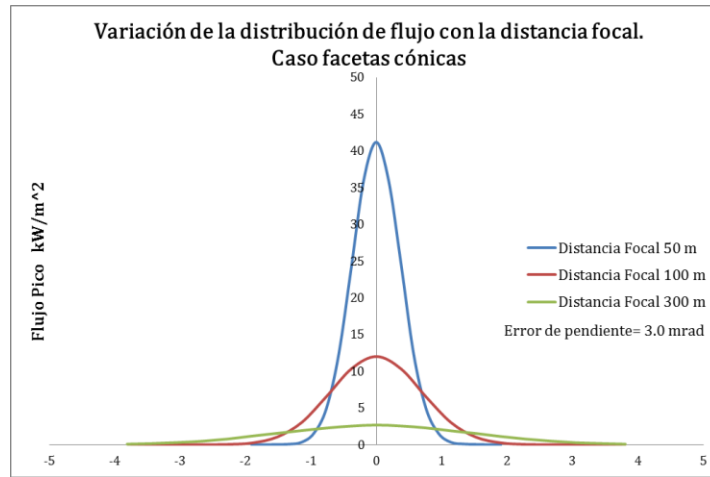


Figura 5.8: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes distancias focales, facetas cónicas.

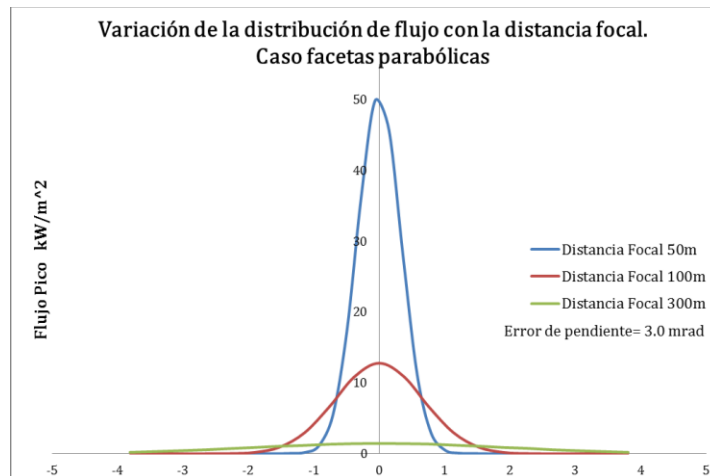


Figura 5.9: Distribución de flujo del sistema concentrador con diferentes distancias focales, facetas parabólicas.

Colocando el receptor a la distancia focal y suponiendo una buena calidad en la manufactura de los espejos, la forma de la distribución sigue la tendencia de la distribución de la forma solar. Cuanto más lejos se establezca la distancia focal la tendencia central de la distribución se irá disminuyendo, obteniendo mayor uniformidad en la distribución del flujo pero alcanzando menores niveles de concentración.

5.1.5 Simulación óptica de facetas concentradoras

Como parámetro evaluador del funcionamiento del concentrador se tomó el porcentaje de rayos interceptados en el receptor así como el valor del nivel de irradiancia máxima (concentración pico) incidente en él. Para la comparación de resultados los datos se trataron

automáticamente en una área de análisis de 8 m² (-2.0 a 2.0m para *x* y *y* respectivamente). Se generó un mallado de 21 x 21 sobre esta área.

En cada caso, los resultados de simulación se presentan en una tabla de valores, después se despliega una gráfica de dispersión de datos y al final se muestra una imagen comparativa entre los mapas de flujo generados por cada caso. En primer lugar se muestran en la Tabla 3-1 los resultados para el caso de comparación en función de la deformación de las facetas en donde el error de pendiente que se fijó es de 0.5 mrad (ver la Figura 5.10 y la Figura 5.11).

Tabla 5-1: Resultados de concentración generada por concentrador con facetas deformables con un error de pendiente de 0.5 mrad.

Forma geométrica	Concentración pico kW/m ²		
	f=50m	f=100m	f=300m
Plana	24.46	22.88	5.75
Cónica	115.51	46.17	5.86
Parabólica	211.44	52.80	5.99

En la distancia focal más cercana el aumento en el flujo pico es muy notable debido a la deformación controlada de las facetas, pues la concentración aumenta casi cinco veces para facetas cónicas y nueve veces para facetas parabólicas.

Para una distancia focal de 100m aún se aprecian los efectos de la deformación de facetas, pero en menor nivel, pues el valor de flujo pico aumenta aproximadamente al doble para los casos de faceta cónica y parabólica. A una distancia más retirada en donde $f=300m$, los valores de concentración son mínimos y el deformar las facetas no representa ningún efecto significativo en la mejoría de su funcionamiento.

De los datos que se han presentado hasta ahora, se pueden extraer algunas conclusiones parciales muy relevantes: así como que el emplear la deformación de facetas para incrementar los valores de concentración sólo tiene sentido a distancias cercanas. Aunque en la realidad la manipulación de la deformación de facetas no permite obtener una superficie parabólica ideal sino algo más próximo a una superficie cónica se justifica la deformación de facetas para optimizar los resultados de concentración. Analizando los resultados para cada forma geométrica se distingue que hay un decremento en los valores de concentración al aumentar la distancia focal.

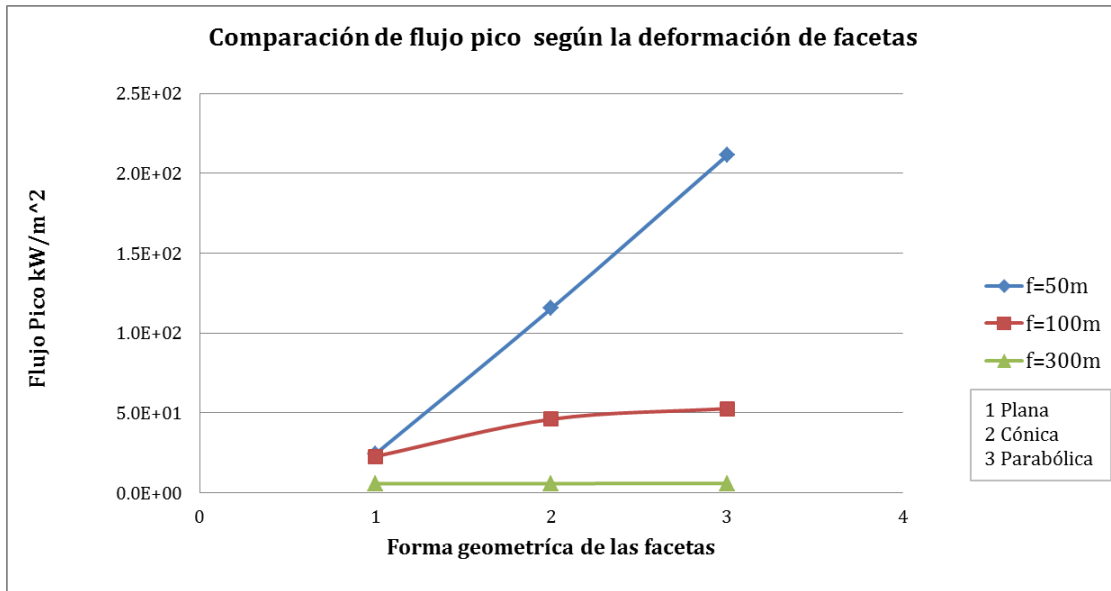


Figura 5.10: Variación de flujo pico en función de la forma geométrica de las facetas.

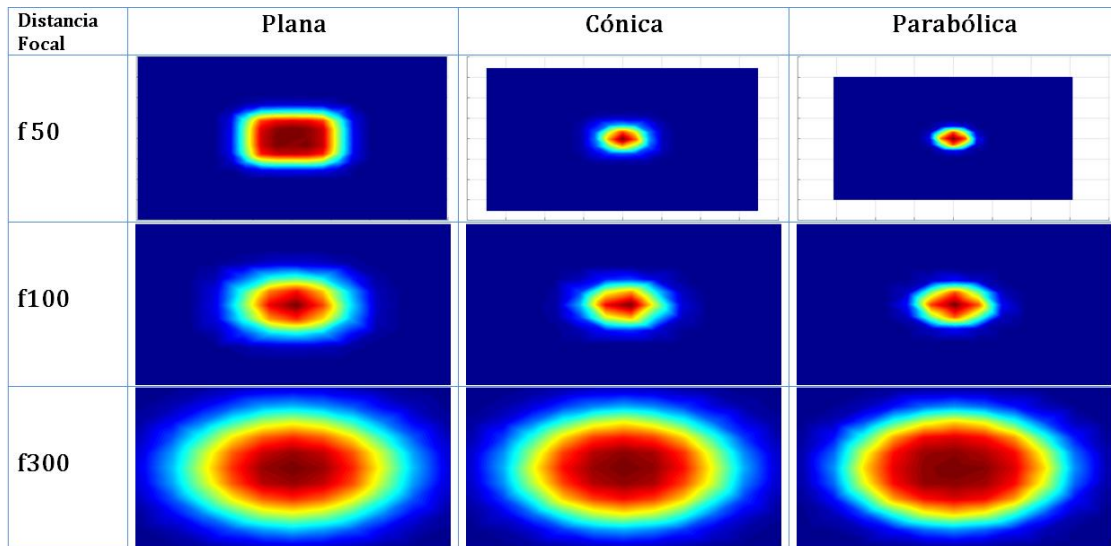


Figura 5.11: Comparación entre mapas de flujo en función de la forma geométrica de las facetas.

En la Figura 5.11 se muestran los mapas de la distribución de flujo, en donde se observa que debido a su cercanía al receptor la primera mancha reflejada corresponde a la forma de un rectángulo atendiendo a la forma geométrica de las facetas planas. Los efectos de concentración reducen el área de distribución de flujo obteniendo valores picos muy altos, aunque esto también implique pérdida de uniformidad en la distribución del flujo.

En la Tabla 5-2 se presentan los resultados para el caso de comparación en función del error de pendiente fijando una distancia focal de 100 m (ver Figura 5.12 y Figura 5.13).

Tabla 5-2: Resultados de concentración generada por concentrador con diferentes errores de pendiente.

Forma geométrica	Concentración pico kW/m ²		
	Error de pendiente 0.5 mrad	Error de pendiente 2.0 mrad	Error de pendiente 4.0 mrad
Plana	22.88	15.08	6.74
Cónica	46.17	21.94	7.53
Parabólica	52.80	24.21	7.82

Podemos observar que para el concentrador con facetas parabólicas el valor pico de flujo sobre el receptor disminuye, de 53 kW/m² aproximadamente para 0.5 mrad hasta los 8 kW/m² para 4 mrad. Esto representa un porcentaje de descenso de 85% en su nivel de concentración, mientras que hay una disminución del 55% para un error de pendiente de 2 mrad. Para el caso de deformación cónica se muestra una misma la variación en el porcentaje de disminución. Aunque a esta distancia la concentración en el receptor no es tan sensible a los efectos de deformación resulta justificable deformar las facetas, pero el aumento del error de pendiente también disminuye el efecto que concentración. Pues para el caso ideal de calidad óptica deformar las facetas aumenta al doble su efecto de concentración, mientras que para un error de 2.0 mrad la deformación sólo causa un aumento de 12% y 16% en la concentración. Esto indica que es poco lo que se puede incrementar el efecto de concentración de un helióstato, cuyo canteo es deficiente.

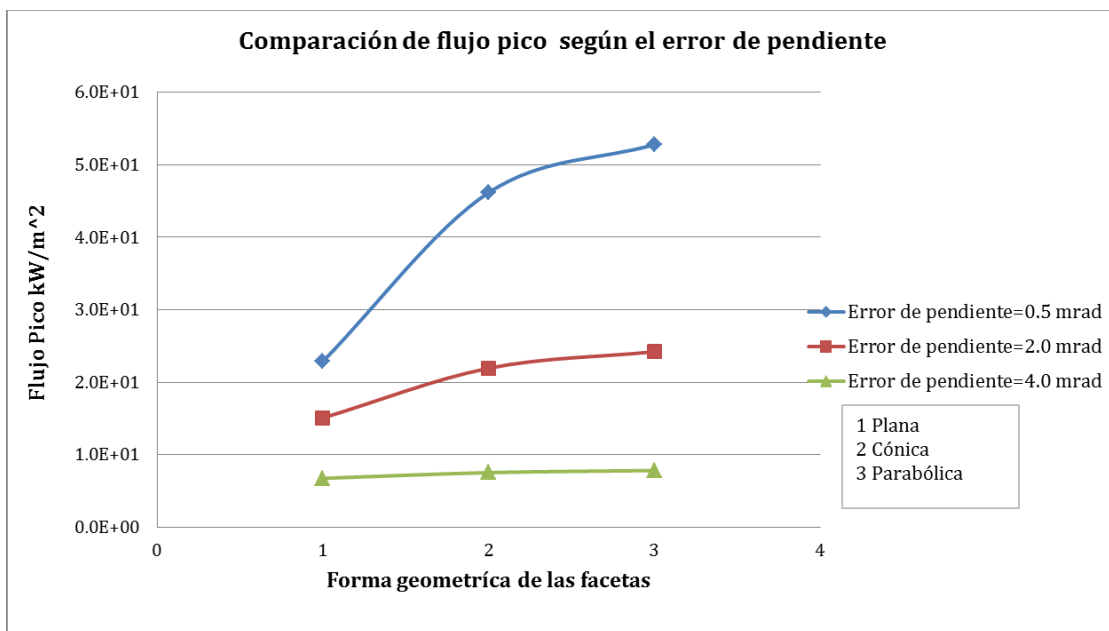


Figura 5.12: Variación de flujo pico en función del error de pendiente.

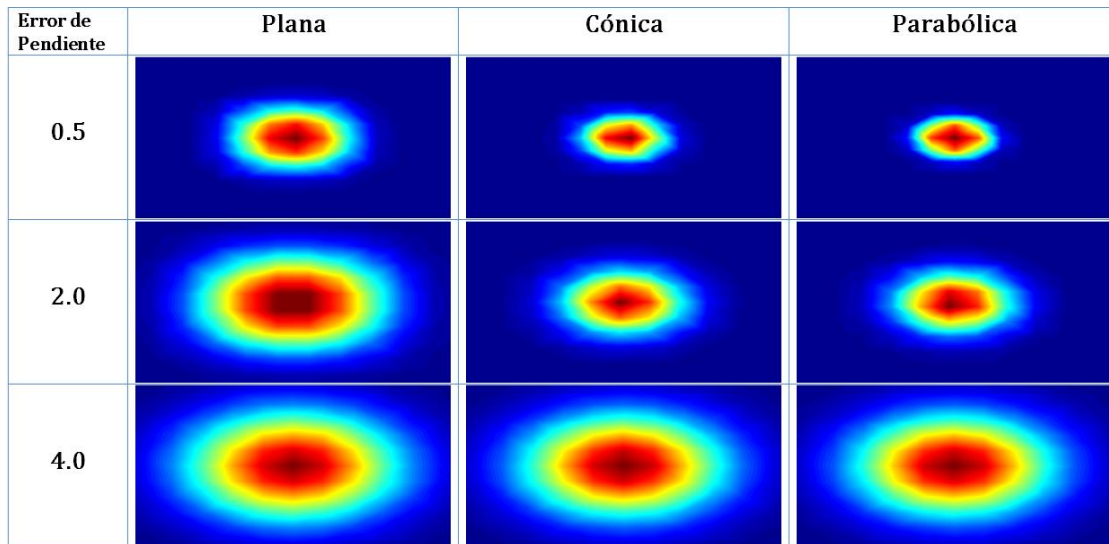


Figura 5.13: Comparación entre mapas de flujo en función del error de pendiente.

En la Figura 5.13 se presenta una distribución de energía más uniforme, se observa un ensanchamiento de la mancha reflejada conforme aumenta el valor del error de pendiente.

En los casos previos ya se evidenciaba la influencia de la distancia entre el concentrador y el receptor en el desempeño del sistema óptico. Teniendo un error de pendiente próximo a situaciones reales de 3.0 mrad, los resultados de flujo pico concentrado en función de la variación de la distancia focal se muestran en la Tabla 5-3.

Tabla 5-3: Resultados de concentración generada por el concentrador en función de la distancia focal.

Forma geométrica	Concentración pico kW/m ²		
	f=50m	f=100m	f=300m
Plana	21.32	9.96	2.61
Cónica	41.18	12.01	2.69
Parabólica	49.84	12.80	1.78

Mientras sea más mínima la distancia focal del sistema óptico se puede lograr una mejoría en los efectos de concentración debido a la deformación de facetas, alcanzado incrementos de 230% en los valores de flujo pico. Conforme aumenta la distancia focal el efecto de concentración disminuye, al igual que la capacidad de mejorar el funcionamiento del concentrador por la deformación de facetas pues los niveles de concentración sólo se logran mejorar alrededor de un 30%. A una distancia muy lejana la concentración disminuye drásticamente ya que el sistema óptico es insensible a los efectos de las facetas

concentradoras. A grandes distancias el efecto de la deformación se ve opacado por los errores de canteo, los cuales se dan normalmente en el heliostato.

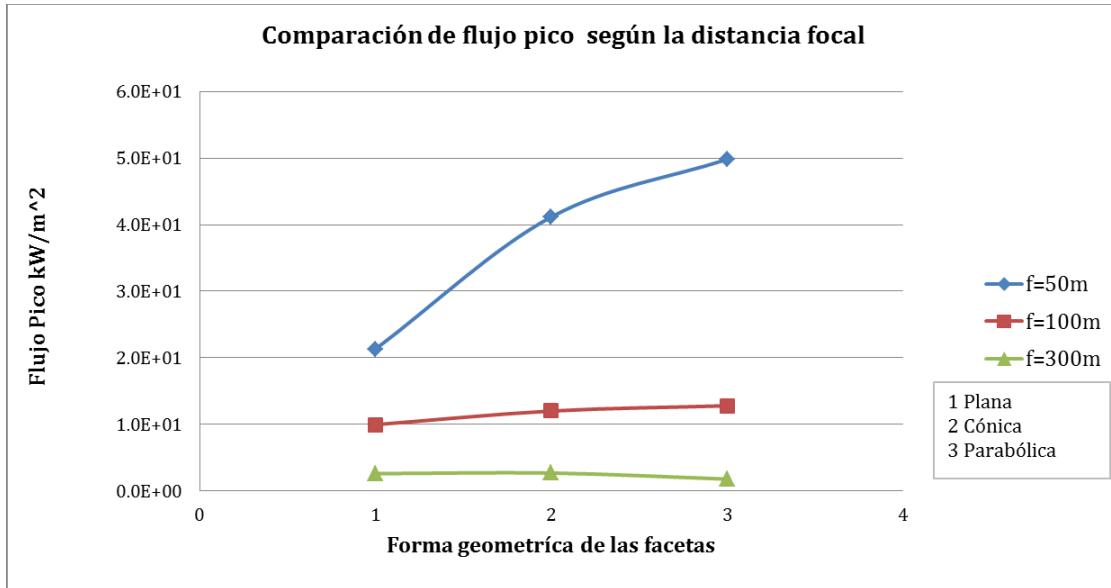


Figura 5.14: Variación de flujo pico en función de la distancia focal.

Ya que el error de pendiente de 3.0 mrad modela una situación más próxima a la realidad, los valores de flujo pico alcanzados no son tan elevados, pero si se puede apreciar una distribución de flujo más uniforme en el receptor. Cabe observar que la deformación parabólica a la distancia de 300 m tuvo un rendimiento deficiente. Lo anterior debido a que es más cómo si se tratara una tensión en las facetas por lo que su mapa de flujo muestra una distribución irregular.

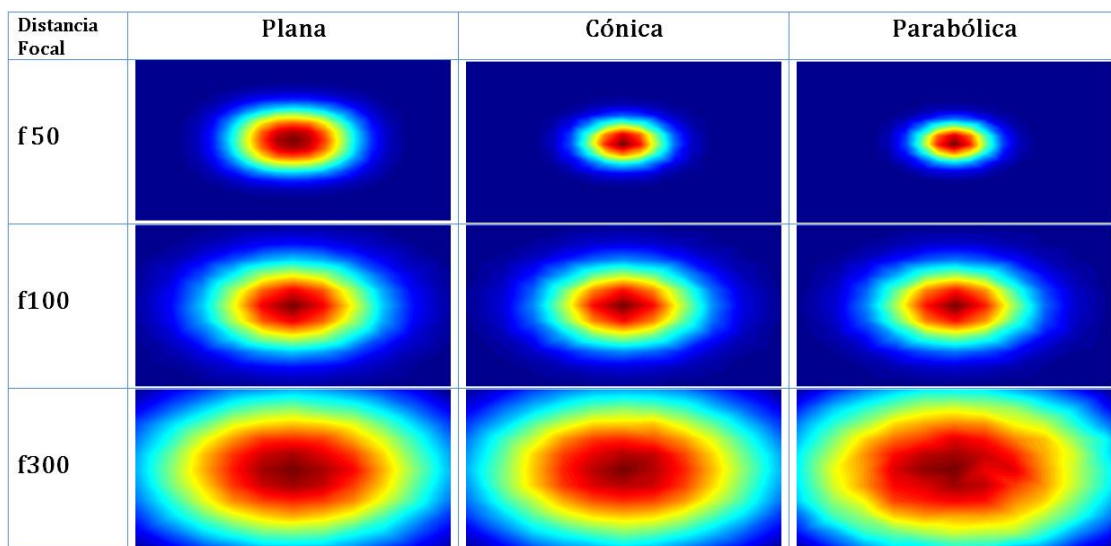


Figura 5.15: Comparación entre mapas de flujo en función de la distancia focal.

La variación de parámetros como la distancia focal del sistema óptico, el canteo del helióstato y el empleo de facetas concentradoras, tiene un impacto significativo en los resultados de concentración.

5.2 Análisis estructural deformaciones por desplazamiento estático

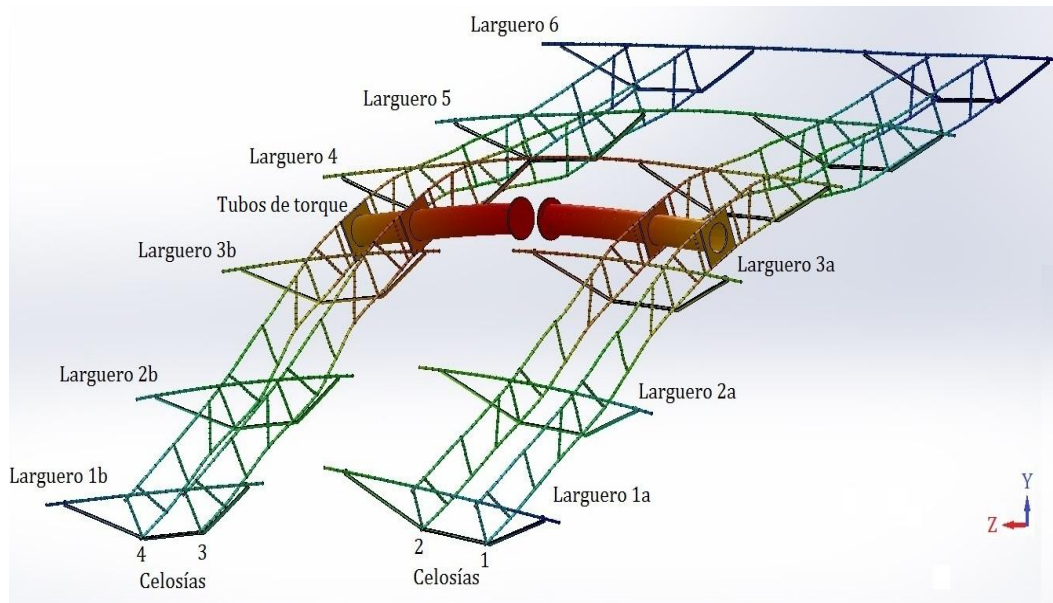


Figura 5.16: Caso 1 de estudio resultado de deformación desplazamiento estático vista isométrica, indicando las diferentes componentes que serán analizadas.

En seguida se exponen cuatro casos de estudio que corresponden a las dos posiciones más extremas de operación del helióstato. La estructura es sometida a tres diferentes sistemas de cargas; sólo el peso de la estructura, peso combinado de la estructura con el de las facetas y un tercer sistema con todas las cargas (gravedad y viento). Hay que tener en cuenta el sistema de coordenadas de referencia adoptado por el software, en donde el plano horizontal es definido por el plano XZ.

Los primeros tres casos de estudio corresponden a un ángulo de pendiente del helióstato λ , de 30° ; es decir, que el helióstato se encuentra inclinado 30° con respecto a la posición vertical (ver Figura 5.17). El cuarto caso de estudio es para una posición del helióstato a un ángulo de pendiente λ , de 45° , y la estructura se somete a los tres sistemas de fuerza simultáneamente.

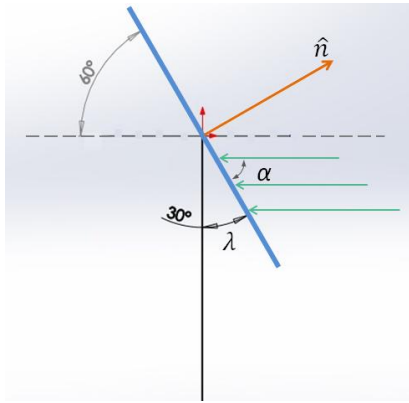


Figura 5.17: Esquema de orientación del heliostato con respecto a los ángulos de pendiente λ y ataque α .

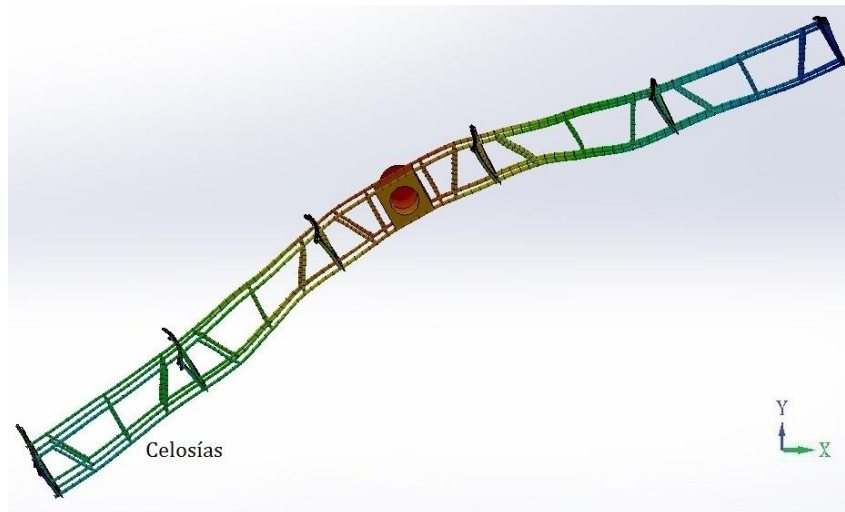


Figura 5.18: Caso 1 de estudio resultado de deformación desplazamiento estático vista lateral.

Caso I: Posición de elevación del heliostato a 30° sometido a la fuerza inducida por la gravedad. Bajo estas condiciones sólo actúa el peso de la propia estructura (en dirección $-Y$). En la Figura 5.16 se muestra la vista isométrica de la deformación estructural debida a su propio peso. En esta figura se identifica cada componente de la estructura. En la Figura 5.18 se muestra una vista lateral del resultado de deformación en la estructura debido a su propio peso. La escala de deformación es exagerada por el software de análisis. Estas imágenes ejemplifican bien el resultado de deformación estructural en general, pues para los demás casos se presenta el mismo comportamiento, sólo que con incremento en la magnitud de las deformaciones.

Para cada uno de los cuatro casos se presentan cuatro gráficas de la curva de desplazamiento estático (en el eje Y) que sufre cada componente de la estructura. La primera gráfica presenta el conjunto de las cuatro celosías. En la segunda gráfica se muestra el conjunto de los tres largueros más largos, los cuales soportan a las facetas de la parte superior. La tercera gráfica muestra el conjunto de los seis largueros que soportan a las facetas de la parte inferior. Esta zona se identifica como las patas de la forma en herradura de la estructura. La cuarta gráfica exhibe la curva de desplazamiento que presentan los tubos de torque estructural (brazos del helióstato).

El mayor desplazamiento rectilíneo en el eje Y se encuentra en los extremos de las celosías con 4.525 ± 0.25 mm (valor absoluto). En teoría la curva de flexión debería ser igual para los cuatro elementos, pero como puede observarse en la Figura 5.19 hay un desfase en las curvas. La causa atribuible es que el ensamble en 3D en el software es ligeramente asimétrico (por $0.05\mu\text{m}$) lo que induce un desbalance mínimo de carga, lo cual también produce un par de torsión en los demás componentes.

La Figura 5.20 muestra que los largueros 6 y 5 describen la curva de flexión de una viga apoyada en ambos extremos con voladizos. El máximo desplazamiento rectilíneo se presenta en la parte media de cada larguero; 5.623mm y 3.392mm respectivamente. La deflexión para el larguero 4 tiene una tendencia distinta pues su comportamiento está influenciado por la deflexión de los tubos estructurales, teniendo su máximo desplazamiento en los extremos 1.762 y 1.967 mm (valores absolutos). La diferencia de desplazamientos es debido al desbalance referido previamente.

Los largueros inferiores de la estructura muestran una curva mínima de deflexión elástica. Sin embargo debido a la discontinuidad y al desbalance del ensamble presentan mayores desplazamientos rotacionales así como un desfase más pronunciado que el resto de los componentes, como se observa en la Figura 5.21. Por último la curva de flexión descrita por los tubos estructurales corresponde al de una viga en cantiléver (empotrada), sus desplazamientos son asimétricos.

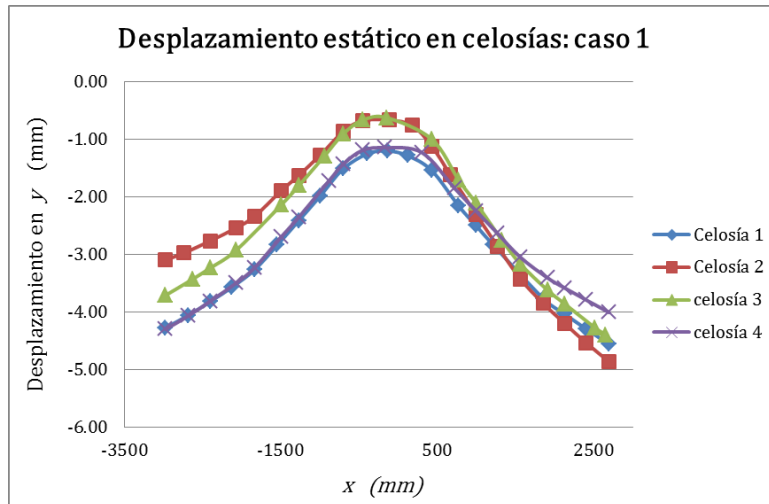


Figura 5.19: Caso 1 de estudio resultado de desplazamiento estático (eje Y) de las celosías.

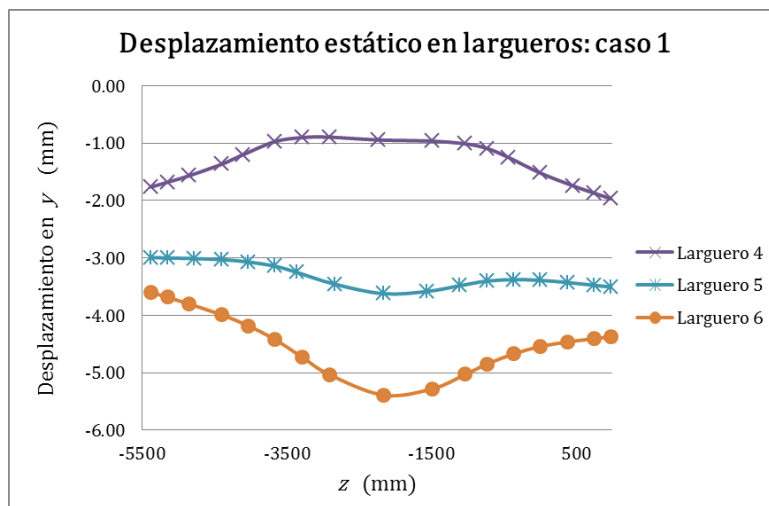


Figura 5.20: Caso 1 de estudio resultado de desplazamiento estático (eje Y) de los largueros 4,5 y 6.

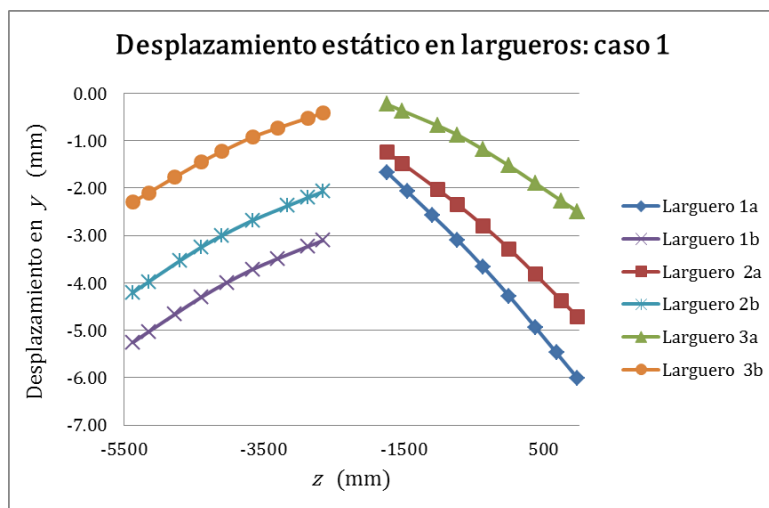


Figura 5.21: Caso 1 de estudio resultado de desplazamiento estático (eje Y) de largueros inferiores.

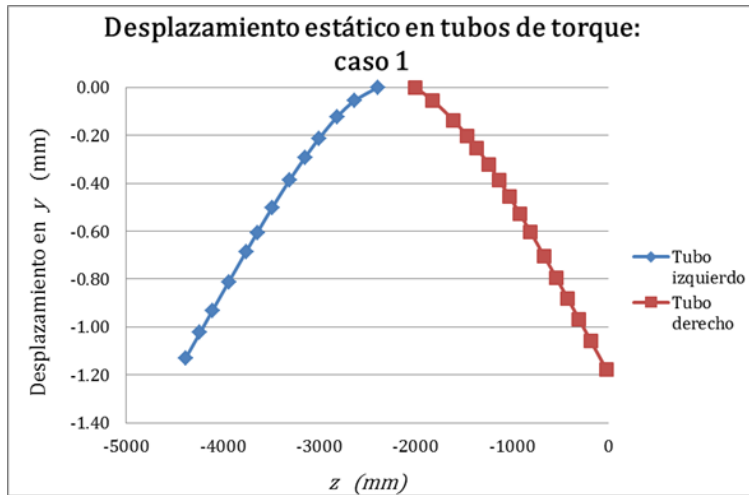


Figura 5.22: Caso 1 de estudio resultado de desplazamiento estático (eje Y) en los tubos de torque.

Para los casos 2, 3 y 4 los resultados son análogos a lo obtenido para el caso 1. Las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** exhiben a los componentes más afectados por la carga del viento que son los largueros superiores, ya que muestran variaciones en sus curvas de flexión y hasta en la magnitud de sus máximos desplazamientos. Los demás componentes presentan diferencias mínimas en curvas y magnitud con respecto a los casos previos. La magnitud de todos los desplazamientos rectilíneos y rotacionales se resumen en Tabla 5-4 y Tabla 5-5 respectivamente.

Caso II: Posición de elevación del heliostato a 30° sometido a la fuerza inducida por el peso de la estructura y la carga puntual del peso de las facetas.

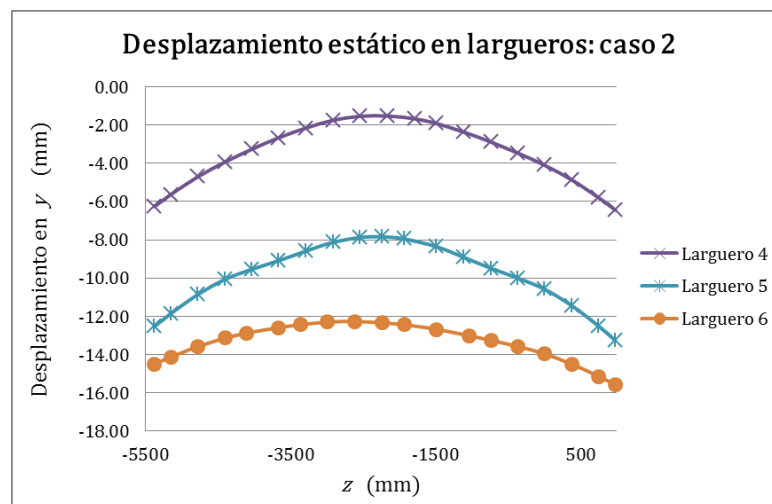


Figura 5.23: Caso 2 de estudio resultado de desplazamiento estático (eje Y) de los largueros 4,5 y 6.

Caso III: Posición de elevación del heliostato a 30° sometido a la fuerza inducida por el peso de la estructura, la carga puntual del peso de las facetas más la carga distribuida del viento.

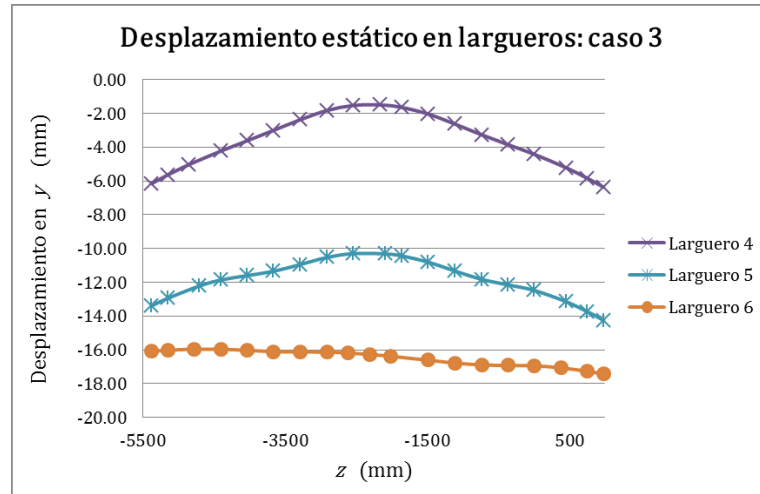


Figura 5.24: Caso 3 de estudio resultado de desplazamiento estático (eje Y) de los largueros 4,5 y 6.

Caso IV: Posición de elevación del heliostato a 45° sometido a la fuerza inducida por el peso de la estructura, la carga puntual del peso de las facetas más la carga distribuida del viento.

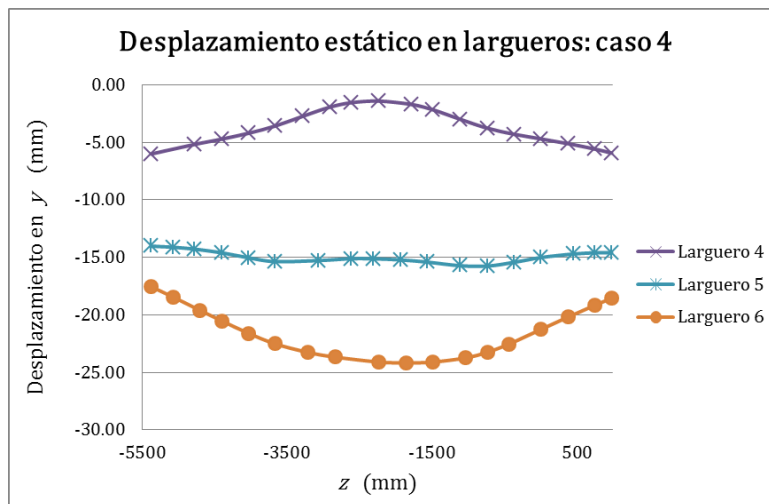


Figura 5.25: Caso 4 de estudio resultado de desplazamiento estático (eje Y) de los largueros 4,5 y 6.

A continuación se muestran en las Tabla 5-4 y Tabla 5-5 los desplazamientos rectilíneos y rotacionales respectivamente. El desplazamiento rectilíneo se expresa en milímetros en dirección -Y mientras el desplazamiento rotacional se expresa en radianes.

Tabla 5-4: Desplazamiento estático rectilíneo máximo en la dirección -Y (valor absoluto en mm).

Componente	Desplazamiento estático máximo en -Y (mm)			
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Larguero 1a	6.007	16.110	17.820	21.260
Larguero 1b	5.253	14.810	16.120	18.400
Larguero 2a	4.707	13.380	14.530	17.100
Larguero 2b	4.202	12.580	13.470	15.500
Larguero 3a	2.492	6.989	6.874	7.079
Larguero 3b	2.296	6.785	6.614	6.783
Larguero 4	1.967	6.442	6.374	5.999
Larguero 5	3.623	13.260	14.250	15.750
Larguero 6	5.392	15.580	17.420	24.180
Celosía 1	4.554	13.990	16.980	21.360
Celosía 2	4.859	13.260	16.940	23.360
Celosía 3	4.393	15.580	16.140	22.630
Celosía 4	4.294	13.990	16.000	22.630
Tubo izquierdo	1.13	2.826	2.927	3.163
Tubo derecho	1.176	2.930	3.021	3.080

La estructura sufre grandes desplazamientos rectilíneos esto se refleja en el orden de magnitud que se encuentra en los milímetros para el primer caso y alcanza el orden de los centímetros para el resto de los casos. Las celosías son los elementos estructurales más susceptibles a la deformación, hay que considerar que estas armaduras no cumplen con su función de permitir sólo esfuerzos axiales. Así que pierden su rigidez ya que no logran configurarse como una estructura triangulada. Lo anterior también se considera que contribuye al desplazamiento rotacional que presentan estos componentes. Los brazos son los elementos que presentaron una variación menor en sus desplazamientos.

El desbalance del ensamble y la torsión de las celosías son factores para inducir el error de pendiente. Este error se calculó con la desviación media cuadrática de las pendientes que describen cada curva de flexión. Los resultados se despliegan en radianes para cada componente en cada uno de los cuatro casos. Las desviaciones (rms) de cada componente se sobrepusieron. Así se determinó el error total por deformación de la estructura para cada uno de los cuatro casos.

Tabla 5-5: Desviación inducida por el desplazamiento estático rotacional (rad).

Componente	RMS (rad)			
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Larguero 1a	0.00151	0.00626	0.00661	0.00789
Larguero 1b	0.00094	0.00209	0.00201	0.00219
Larguero 2a	0.00190	0.00508	0.00546	0.00636
Larguero 2b	0.00077	0.00212	0.00201	0.00203
Larguero 3a	0.00110	0.00299	0.00291	0.00295
Larguero 3b	0.00064	0.00184	0.00183	0.00162
Larguero 4	0.00051	0.00222	0.00212	0.00200
Larguero 5	0.00086	0.00349	0.00346	0.00346
Larguero 6	0.00115	0.00368	0.00398	0.00483
Celosía 1	0.00118	0.00383	0.00486	0.00748
Celosía 2	0.00127	0.00378	0.00466	0.00795
Celosía 3	0.00129	0.00382	0.00483	0.00772
Celosía 4	0.00115	0.00381	0.00457	0.00709
Tubo izquierdo	0.00056	0.00136	0.00130	0.00149
Tubo derecho	0.00059	0.00139	0.00134	0.00140
Total (rad)	0.0011	0.00345	0.00382	0.00514

El error por deformación de la estructura es de 1.11 mrad, el cuál es un valor típico mostrado en el comportamiento de otros modelos de helióstatos, p. ej. el “Colón-70” tiene 1.55 mrad de error por esta misma causa (Osuna, 2001). Al aplicar la carga puntual del peso de las facetas el error aumenta en más de 2 mrad. La carga distribuida del viento incrementa el error aproximadamente en 0.4 mrad. Hay que tener en cuenta que se consideró una velocidad de viento superior (80 km/h) a la velocidad promedio (15 km/h) presentada en la locación del CEToC.

El helióstato presenta un error de 5.14 mrad cuando actúan todas las cargas (propio peso, peso de facetas y viento), en su posición de operación más vertical ($\lambda=45^\circ$). La magnitud del error es considerablemente grande en comparación al valor de error que típicamente presentan otros modelos de helióstatos. Tómese en cuenta, por ejemplo, que en el análisis óptico descrito previamente se consideró que un error de 4.0 mrad modelaba conservadoramente el peor error de pendiente posible.

Cabe enfatizar que el error global de deformación calculado es debido sólo a la deformación en la estructura, falta contemplar la contribución de otros factores a la suma

total del error de pendiente. Estos factores son un mal canteo de facetas, ondulación y deformación imprevista de los espejos.

Del análisis presentado podemos ver que la estructura del heliostato carece de rigidez, y por tanto presenta grandes desplazamientos y deformaciones. Dichas características son indeseables en un concentrador óptico pues la calidad de la imagen que reflejan es deficiente.

5.3 Análisis de cálculo de momentos y esfuerzos en el tubo de torque.

A continuación se presenta en la Tabla 5-6, el resumen de momentos y torques que inducen las fuerzas aplicadas sobre los brazos del heliostato. Conforme aumenta el ángulo de ataque α , aumenta la fuerza de arrastre del viento y disminuyen los efectos del peso. El momento más grande (20.30 kNm) se presenta cuando el ángulo de elevación es cero, es decir cuando la superficie está totalmente vertical. Se puede interpretar que la fuerza del viento tiene una influencia importante en el comportamiento de los brazos.

Tabla 5-6: Fuerzas y momentos de flexión resultantes en el tubo de torque.

$\alpha(^{\circ})$	$F_v(N)$	$F_l(N)$	$F_z(N)$	$F_{R1}(N)$	$F_{R2}(N)$	M_{FR1} (Nm)	M_{FR2} (Nm)	M_{tubo} (Nm)
0	0	1646.26	1515.74	1646.26	1515.74	2156.59	3064.83	5851.0
15	40.66	1590.16	1464.1	1590.68	1464.66	2083.79	2961.54	5674.90
30	283.02	1425.7	1312.67	1453.52	1342.83	1904.11	2715.21	5248.89
45	1540.4	1164.1	1071.79	1930.78	1876.58	2529.32	3794.45	6953.34
60	2913.11	823.13	757.87	3027.17	3010.08	3965.59	6086.38	10681.54
75	4446.9	426.1	392.3	4467.26	4464.16	5852.11	9026.53	15508.21
90	5896.7	1.0E-13	9.3E-14	5896.67	5896.67	7724.64	11923.1	20277.27

Se calculó el par de torsión en las ubicaciones de las placas de unión con las celosías, los torques resultantes son muy próximos. Sin embargo es ligeramente mayor el torque que se da en la brida 1 ya que aquí se soporta mayor cantidad de facetas. Al igual que el momento de flexión el mayor momento de giro (599 Nm) se da cuando el heliostato está totalmente vertical.

Tabla 5-7: Pares de torsión en las placas de unión del tubo de torque.

$\alpha(^{\circ})$	$T_{tubo1}(Nm)$	$T_{tubo2}(Nm)$
0	167.2595425	153.999499
15	161.6131062	148.8094318
30	147.6775536	136.4321376
45	196.1671162	190.6609111

60	307.5602517	305.82402
75	453.8731837	453.558714
90	599.1016717	599.1016717

Para cada orientación del helióstato sus esfuerzos máximos por flexión fueron calculados según la ecuación 26, y son comparados contra el criterio de Von Mises (ecuación 27) que utiliza el software de análisis. También se presentan los resultados del máximo esfuerzo cortante según la ecuación 31 y se comparan con los resultados de simulación.

En la Tabla 5-8 se presenta el resumen de esfuerzos. Como puede apreciarse existe una diferencia entre los resultados calculados y los de simulación, esto se debe a las simplificaciones e idealizaciones geométricas que se consideran para hacer los cálculos.

Lo más deseable en un helióstato es que no presente deformaciones permanentes, por eso el factor de seguridad representa la relación que hay entre el esfuerzo de fluencia del material y el esfuerzo máximo que soporta. Empleando la ecuación 29 se determinó el factor de seguridad de la estructura F.S= 1.4.

Tabla 5-8: Esfuerzos máximos de flexión y de torsión en el tubo de torque.

α (°)	σ_{tubo} (MPa)		τ_{tubo1} (kPa)	
	Cálculo	Simulación	Cálculo	Simulación
0	57.83	51.78	826.54	850.82
15	56.09	50.24	798.64	833.07
30	51.88	46.51	729.78	790.02
45	68.72	61.46	969.40	939.84
60	105.57	94.13	1519.86	1308.75
75	153.27	136.41	2242.10	1809.37
90	200.41	178.22	2960.57	2312.67

A continuación en la Figura 5.26 y Figura 5.27 se muestra la concentración de esfuerzos por flexión y cortante máximo.

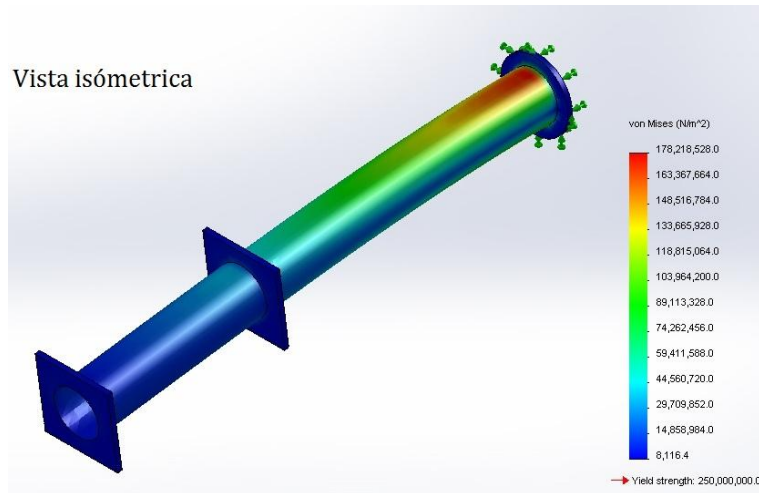


Figura 5.26: Esfuerzo de tensión máxima por flexión en el tubo de torque cuando el ángulo de elevación del helióstato es de 0°.

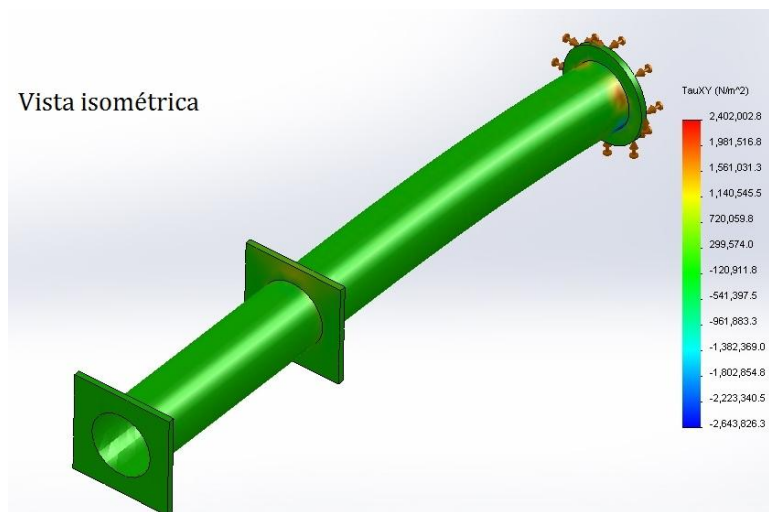


Figura 5.27: Esfuerzo cortante máximo τ_{xy} en la brida del tubo de torque cuando el ángulo de elevación del helióstato es de 0°.

5.4 Resultados simulación mecánica de facetas deformables

Para tratar de predecir las deformaciones de las facetas al girar los tornillos deformadores, se llevó a cabo un análisis de esfuerzos. Aquí se presentan sólo los resultados de deformaciones, que son los que más nos interesan, aunque cabe aclarar, que bajo las deformaciones aplicadas el vidrio nunca alcanza esfuerzos de ruptura. No se cuantifico la fuerza aplicada por acción de cada tornillo, sin embargo en la simulación se asignaron valores pequeños y arbitrarios con el fin de emular el efecto de estas fuerzas. Lo anterior es debido a

que nuestro principal interés es predecir el perfil de forma que adquiere la faceta. A continuación se muestra la Tabla 5-9 con los resultados de desplazamiento resultante para cada configuración. Las deformaciones mostradas se encuentran a proporciones de escala muy elevadas para poder apreciarlas.

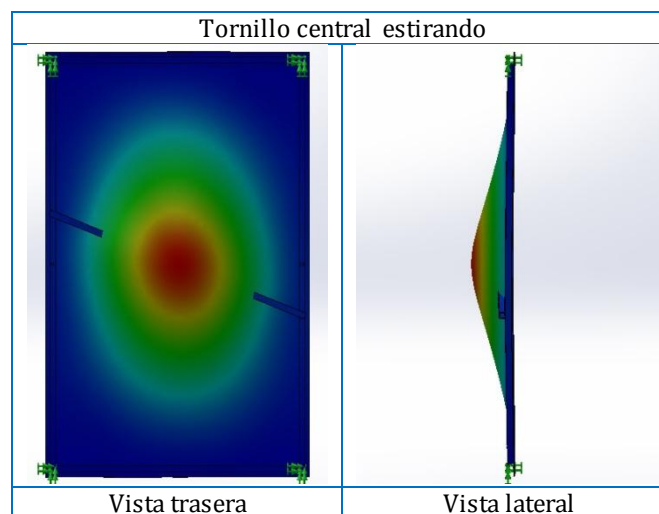
Tabla 5-9: Desplazamientos resultantes en simulación de deformación mecánica de una faceta.

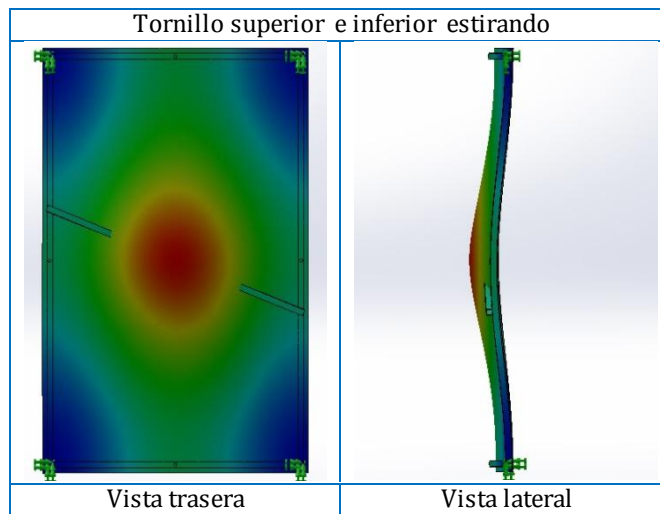
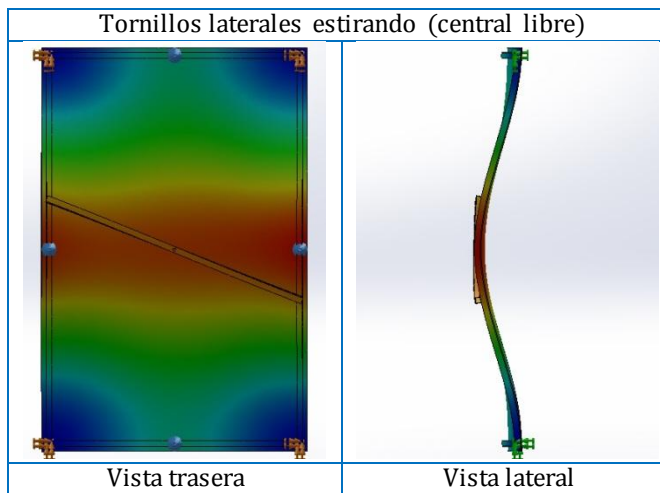
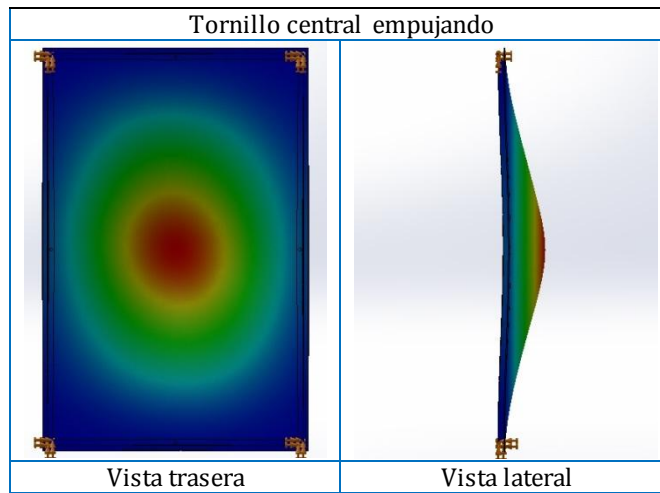
Configuración	URES (mm)
Tornillo central estirando	0.00557
Tornillo central empujando	0.00211
Tornillos laterales estirando (central sin ajuste)	0.00065
Tornillos superior e inferior estirando	0.00094
Todos los tornillos estirando	0.00233
Tornillos empujando en las esquinas y central estirando	0.00809

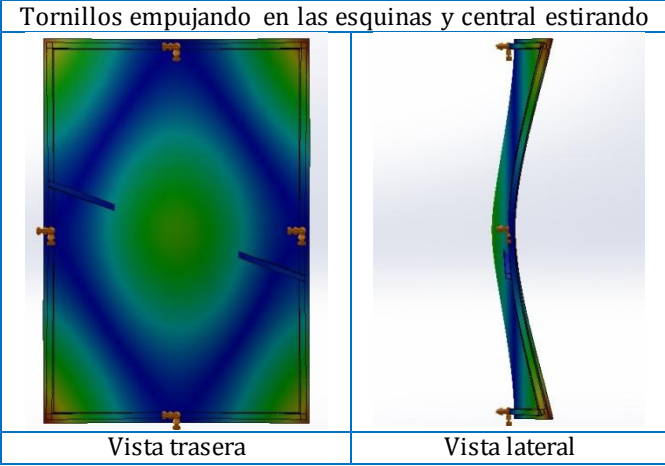
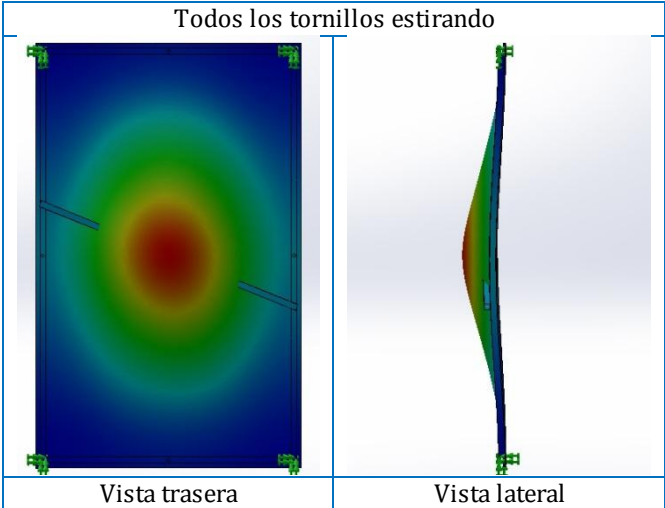
Los desplazamientos resultantes indican que es mínimo el efecto que inducen los tornillos laterales de ajuste. Mientras que el ajuste de deformación central contribuye a una mayor desplazamiento por lo cual aumenta el efecto de deformación. Se dedujo que un ajuste de deformación en las esquinas del bastidor aunado a un ajuste central causaba una deformación mejor en la faceta pues se asemeja más a la superficie parabólica.

A continuación se muestran los perfiles de deformación de la faceta correspondiente a cada caso de estudio. También se puede observar el mapa de distribución de desplazamientos, el color rojo es indicador de la zona con mayor desplazamiento y el azul como el indicador de la zona con menor desplazamiento (ver Tabla 5-10).

Tabla 5-10: Mapas y perfiles de distribución de desplazamientos en una faceta.







CAPÍTULO 6 RESULTADOS EXPERIMENTALES

Se reportan aquí una serie de observaciones hechas durante el ensamble del nuevo prototipo de heliostato de 37.44m². Posteriormente se muestran comentarios del desarrollo de las pruebas de evaluación que se llevaron a cabo, así mismo se despliegan los resultados de dichas pruebas y la discusión sobre estos.

6.1 Observaciones de ensamble

6.1.1 Marco estructural

El armado de la estructura resultó sencillo, aunque se observaron deformaciones en los travesaños, que en algunos casos esto implicó aplicar un poco de tensión para lograr que los elementos rigidizantes coincidieran con sus puntos de unión.



Figura 6.1: Descuadre de elementos.

Una vez armada la estructura, el montaje de facetas presentó problemas en varios casos, debido a problemas de fabricación que se mencionan a continuación: cuando las cuatro esquinas de soporte de la faceta se encuentran descuadradas, (ver Figura 6.1), se inducen problemas de ensamble al colocar las facetas en el marco estructural, pues los birlos de guía tienden a doblarse, o a trabarse en el barreno del birlo de soporte, la falta de paralelismo se aprecia en la Figura 6.1. De esta manera la faceta no logra asentar en los cuatro puntos de apoyo y si no se tiene cuidado con el birlo de guía éste podría topar con el espejo de la faceta.



Figura 6.2: Elementos de unión.

Durante el canteo fue difícil manipular un par de birlos de soporte por cada faceta, pues para girarlos es necesario el empleo de pinzas (que dañan el roscado del birlo). El efecto descrito es provocado por la tensión inducida por el descuadre de los soportes de la estructura y del propio bastidor de la faceta. En algunos casos los detalles de soldadura entre la tuerca y los ángulos de unión evitan la perpendicularidad entre el birlo de soporte y el ángulo (ver Figura 6.2).

Es necesario checar las tolerancias geométricas de perpendicularidad y posición que hay entre los ángulos estructurales de unión con los largueros (ver Figura 6.1), así como las desviaciones que provocan los remanentes de soldadura. Pues la orientación de las facetas es susceptible a la condición de su soporte estructural. Se presentaron dos situaciones extremas en donde el marco de la faceta topaba con los largueros (ver Figura 6.3), lo cual dificultó la correcta manipulación de la faceta.



Figura 6.3: Detalles en el ensamble.

Un problema preocupante es que la vibración inducida por el viento causa que se suelten las tuercas de sujeción entre birlos. Esta situación se evidenció durante el proceso de pre canteo, ya que aún no era conveniente aplicar el pegamento de aseguramiento sino hasta después del canteo del helióstato. Habrá que evaluarse la durabilidad del pegamento pues estará sujeto al calor y a las continuas vibraciones que se producen en el helióstato en su posición de descanso.

Otro inconveniente observado es la gran facilidad de oscilación en las partes inferiores del marco estructural donde se ubican los largueros cortos. Para corroborarlo basta observar los resultados de simulación donde se observa el desplazamiento por torsión que sufre esta parte de la estructura.

6.1.2 Marco de faceta

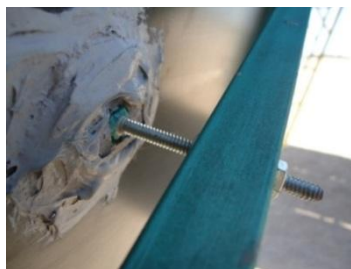


Figura 6.4: Elementos de ajuste central en el bastidor de la faceta.

Se observó que los ajustes de los tornillos laterales del marco de faceta causaban un efecto mínimo de deformación en la misma, cosa que ya se ha observado a partir de las simulaciones de elemento finito reportadas en el capítulo anterior. Por otro lado, la inserción de los birlos laterales fue complicada por los remanentes de soldadura en la tuerca.

La deformación central es de gran ayuda, pero el exceso de pegamento en el centro de la tuerca, complica la inserción del birlo por lo que se recurre al uso de pinzas para introducirlo y así se pueda vencer la resistencia del pegamento excedente (ver Figura 6.4). Hay tres facetas que presentan fuerte deformación de sus marcos, al grado que el ajuste central no soluciona el problema.

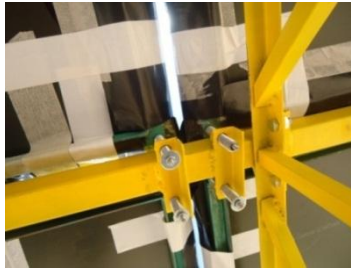


Figura 6.5: Espacio entre espejos de las facetas.

Por otro lado, la maniobrabilidad de ajuste entre birlos se dificulta por el espacio que hay entre los espacios y elementos de unión pues en muchas ocasiones fue necesario sujetar las tuercas de los birlos guía con la mano al momento de dar el ajuste final de estos, ya que en la mayoría de los casos, una llave no tiene manera de ser insertada en el espacio de dicha tuerca, sobre todo cuando ya hay facetas adyacentes instaladas (ver Figura 6.5).

6.1.3 Cabezal



Figura 6.6: Vista lateral del cabezal instalado.

La disposición de las carcasas del cabezal (ver Figura 6.6) impide inspeccionar los mecanismos a los cuales protegen. Por lo tanto se dificulta considerablemente el dar

mantenimiento a dichos mecanismos de transmisión de movimiento. El acoplamiento entre las bridas del pedestal y el cabezal se complicó debido a su configuración y posición. Esto se puede apreciar en la Figura 6.7. Donde se ve que la cercanía de los elementos de los mecanismos del cabezal dificultó mucho colocar los tornillos, volviéndolo una operación más tardada.



Figura 6.7: Instalación del cabezal sobre el pedestal (izquierda) y acoplamiento de bridas (derecha).

Al igual que con la versión anterior de este cabezal incorporado en prototipos anteriores, los momentos generados por las ráfagas de viento logran girar la estructura del heliostato sobre su eje acimutal. La razón de esto, de acuerdo a lo que se ha podido observar es el hecho de que los tornillos tienen un ángulo de ataque muy pronunciado, aunado a que se deslizan sobre tuercas embaladas con muy poco rozamiento. No se ha observado el mismo efecto en el eje de elevación, ya que posiblemente el tener una mayor reducción final de transmisión de movimiento, ayuda a “frenar” los movimientos por vientos.

6.1.4 Celosía

El diseño de la celosía no articula la configuración triangulada, ya que no logra el efecto de nodo entre racimos pues el espacio d es demasiado grande (ver Figura 6.8). Por lo que resiste otros esfuerzos a parte de los axiales, por lo que no presentan resistencia las deformaciones torsionales.

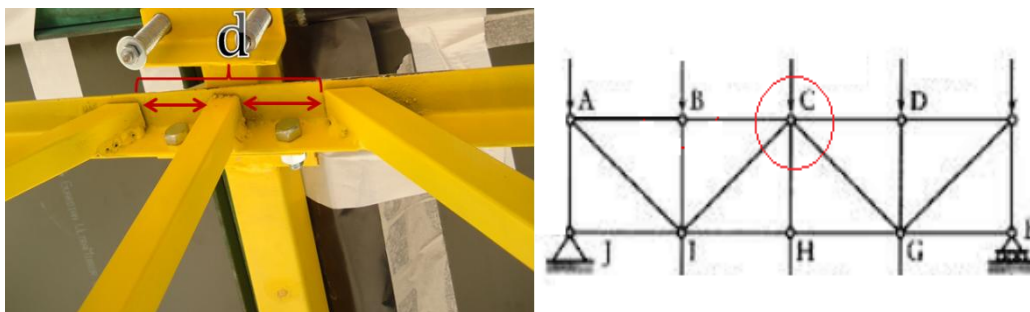


Figura 6.8: Configuración de celosía.

6.2 Pre-canteo y canteo del heliostato.

El pre canteo agilizó y mejoró el canteo del heliostato. Sin embargo el procedimiento descrito se trata de un método mecánico apoyado en cálculos y, como se mencionó previamente, las mediciones de los ángulos son muy susceptibles a las deformaciones del soporte estructural, a las imperfecciones del espejo y a las condiciones ambientales de medición como el viento. Todos estos factores propiciaron una dispersión aproximada en un orden de ± 0.471 mrad entre los ángulos calculados de los ángulos ajustados. En tanto algunas facetas, debido a su deformación por manufactura, quedaron alineadas con una mayor discrepancia del ángulo deseado. También las facetas que se encuentran en ubicaciones críticas (+x parte inferior de la forma en herradura) tuvieron que compensarse considerablemente respecto a su pre-orientación, una vez que se comenzó el canteo.

En un promedio de tres facetas por día en un horario de tres horas (11 :00 a.m a 1:00 p.m), se lograron cantear quince facetas en cinco días, de las cuales solo cinco facetas se alinearon con el procedimiento de descubrir-cantear-cubrir, debido que el espacio entre espejos impedía volver a cubrir las facetas (ver Figura 6.9). Esto es un tiempo demasiado largo.

La Figura 6.9(a) muestra el spot generado por las quince facetas descubiertas y canteadas. En esta etapa se observaron tres facetas con deformación por manufactura. La mancha que reflejan estas tres facetas está muy distorsionada y no fue posible corregir sus tensiones con el ajuste de su tornillo central.

Una vez que se vio impráctico el método de volver a cubrir las facetas, se optó por destapar en su totalidad el área reflejante. La Figura 6.9(b) muestra el spot generado por el heliostato totalmente descubierto, y sólo con quince facetas canteadas.

Se continuó el canteo de las facetas restantes con todo el heliostato descubierto, buscando integrarlas dentro del "spot central grupal". En esta tercera fase se cantearon las 17 facetas restantes en tres días, es decir se invirtió un menor tiempo de trabajo por día. Sólo dos facetas de esta fase presentan deformación por manufactura. La mayoría de estas 17 facetas presentaron un pre canteo óptimo por lo que no hubo necesidad de re orientarlas y sólo se les dio ajuste central para definir su spot. La Figura 6.9(c) muestra el spot generado por el heliostato totalmente canteado. Las irregularidades que sobresalen del spot central, son causadas por las facetas 6, 10, 14, 19 y 20 que presentaron deformaciones incorregibles con el ajuste del tornillo central.



Figura 6.9: (a) 15 facetas canteadas y las demás cubiertas, (b) todas las facetas descubiertas incluyendo las 17 no canteadas, (c) todas las facetas canteadas.

6.3 Mancha solar reflejada por una faceta

A continuación se muestran las imágenes tomadas durante la prueba de mancha solar reflejada por una faceta como se describió en la Tabla 4-1 del capítulo 4, ahí se describe cada caso correspondiente a una configuración de deformación de faceta. En esta sección se muestran esas imágenes en las figuras 3 a 7, en la parte superior de cada figura están las imágenes originales y en la parte inferior después de haber sido procesadas.

En la Figura 6.10 se muestran las manchas de los casos 1 al 3 de la Tabla 4-1, aquí vemos como la tensión en la faceta produce la formación de varios spots, siendo el caso 3 la situación más extrema, con la imagen de un cuadrilátero. Los spots mostrados en esta serie están totalmente influenciados por el inadecuado asentamiento de la faceta en la estructura soporte pues aún no incluyen el ajuste de los tornillos deformadores.

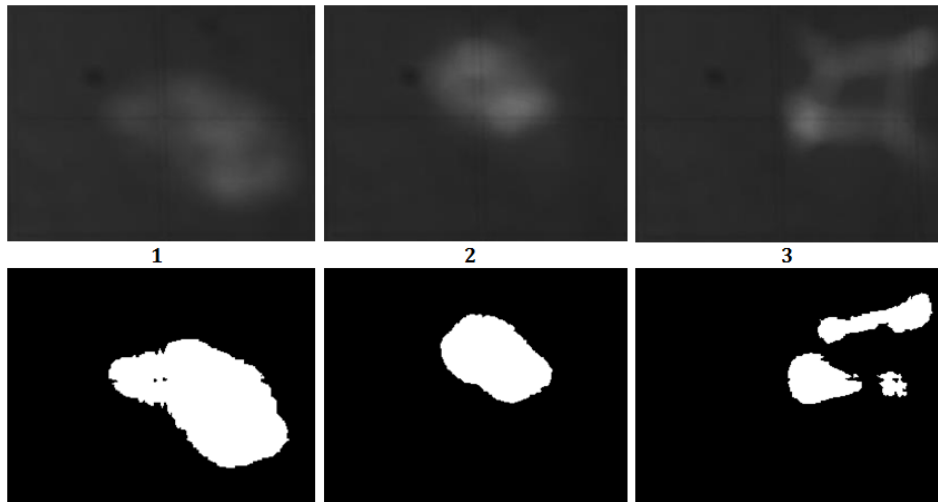


Figura 6.10: Imagen de spot solar reflejado por una faceta con diferentes deformaciones, casos 1-3.

En la Figura 6.11 se muestran las manchas de los casos 4 al 6 de Tabla 4-1, en el caso 4 podemos observar cómo se define un spot central pero siguen apareciendo los efectos de tensión en formación de estrella, para los casos 5 y 6 el spot central se divide en dos, estas deformaciones son efecto de una superficie reflectante convexa, esta serie de imágenes ya está influenciada por el ajuste de los tornillos.

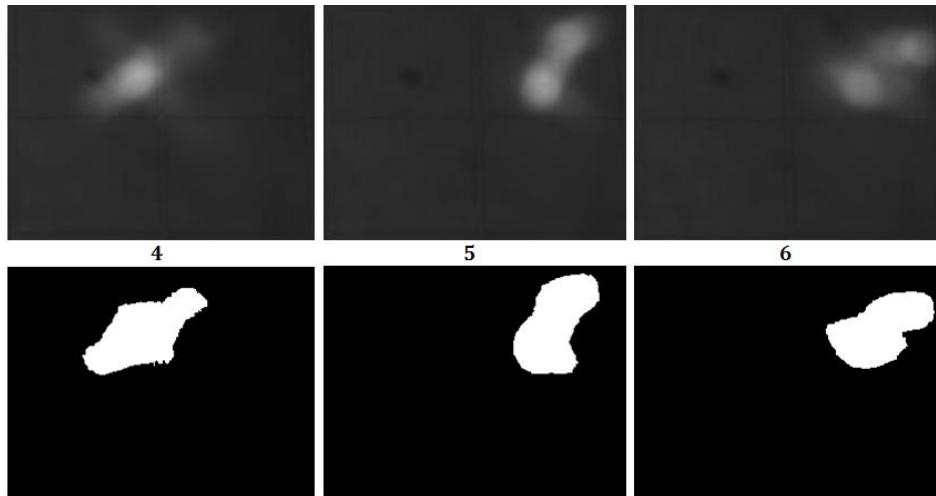


Figura 6.11: Imagen de spot solar reflejado por una faceta con diferentes deformaciones, casos 4-6.

En la Figura 6.12 se muestran las imágenes que corresponden a los casos 7 al 9 de la Tabla 4-1. Para el caso 7 sólo el tornillo central no está ajustado, vuelve a formarse la estrella pero el spot central también está dividido. En el caso 8 se aprecia un spot dividido con efecto

de tensión, aquí la formación es causada por una superficie reflectante cóncava. Para el caso 9 se aprecia el spot mejor definido hasta el momento; esta es la primera configuración con el ajuste del tornillo central estirando, lo que supone una deformación convexa de la faceta.

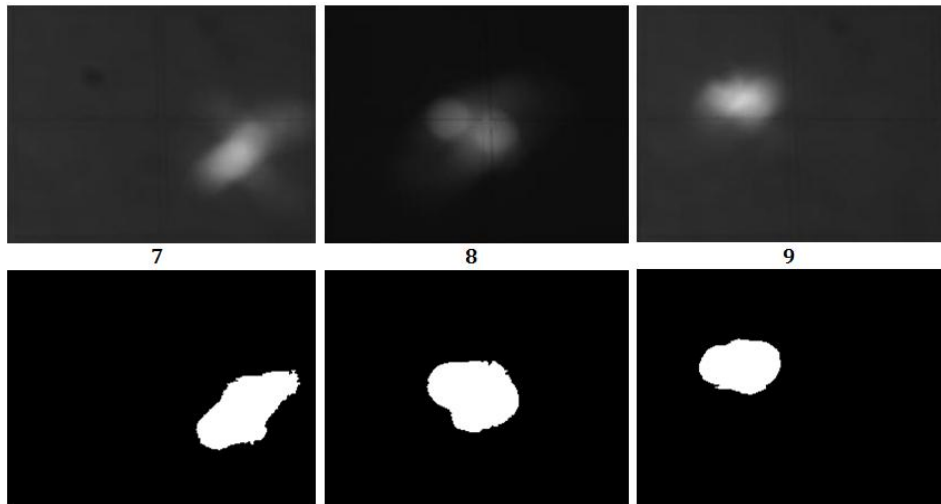


Figura 6.12: Imagen de spot solar reflejado por una faceta con diferentes deformaciones, casos 7-9.

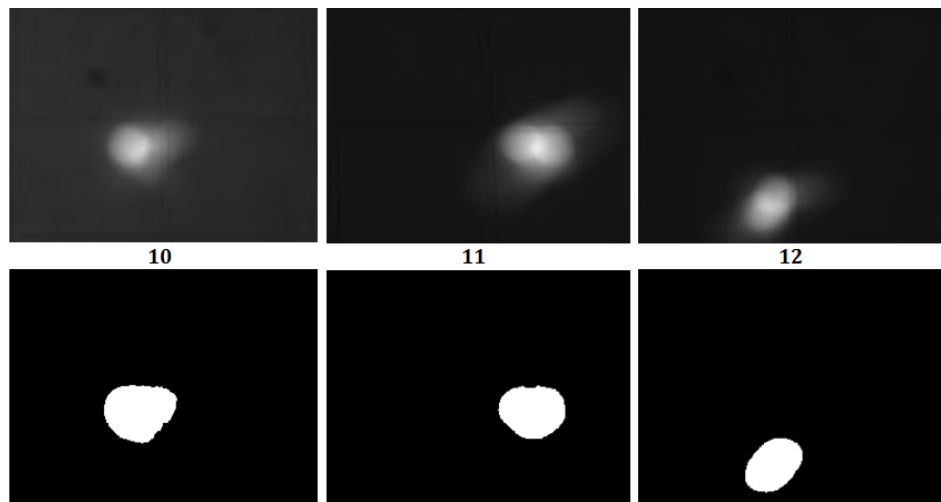


Figura 6.13: Imagen de spot solar reflejado por una faceta con diferentes deformaciones, casos 10-11.

En la Figura 6.13 se muestran las imágenes que corresponden a los casos 10 al 12 de la Tabla 4-1. En estas imágenes debido a que la faceta se colocó correctamente en el soporte, las tensiones disminuyeron considerablemente. Ahora la forma del spot central sólo estaba influenciada por el sistema de deformación. También se encontró que el efecto del ajuste en

los tornillos laterales era despreciable, pues el ajuste del tornillo central inducía el mayor efecto de deformación. En el caso 10 se observa un spot central con mayor definición y ligero desbordamiento. Para el caso 11, el tornillo central se empujó induciendo la deformación convexa del espejo, por lo cual empieza a aparecer la división del spot.

A partir del caso 12 de deformación se comienza a inducir un estiramiento del tornillo central para obtener una deformación cóncava de la faceta (ver Figura 6.13 -Figura 6.14).

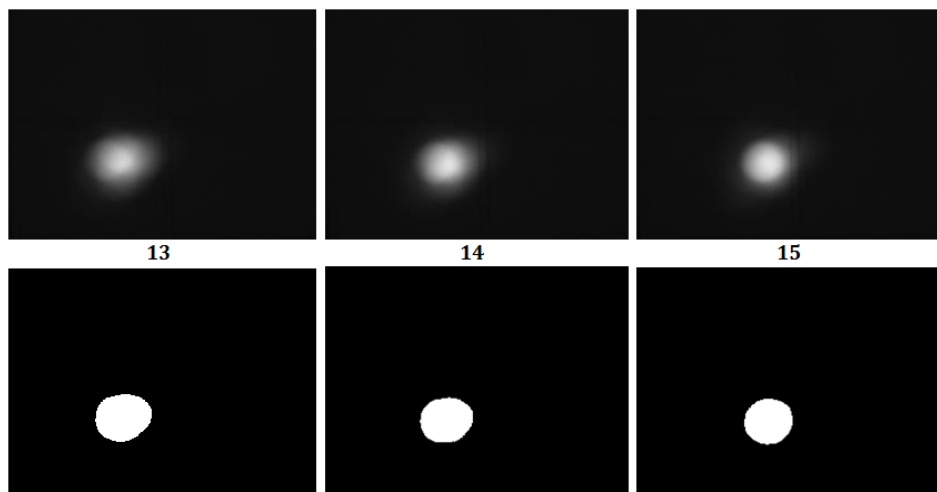


Figura 6.14: Imagen de spot solar reflejado por una faceta con diferentes deformaciones, casos 13-14.

En la Tabla 6-1 se muestran los resultados de la contabilización de píxeles para el cálculo del área de concentración generada por la faceta deformable. El spot solar reflejado por la faceta es altamente susceptible a las deformaciones al soporte estructural, si la faceta no se soporta adecuadamente en los puntos de apoyo del marco estructural, se induce tensión en esta misma. Una vez minimizados las causas de tensión se provee el ajuste del tornillo central para lograr una mejor concentración de esta manera se logró reducir el área de concentración de 2.4 m² hasta 0.314 m², lo que significa una reducción de área de concentración del 87%.

Tabla 6-1: Resultados de la prueba de mancha solar reflejada por una faceta deformable.

Caso	Configuración	Número de Píxeles	Área (m ²)
4	Todos los tornillos con ajuste	10598	2.4346
9	Todos empujando central estirando	5598	1.286
8	Todos empujando	4702	1.0802
7	Todos empujando central sin ajuste	4568	1.0494
6	Laterales estirando/ restantes sin ajuste	4361	1.0018

5	Laterales estirando/central empujando	4133	0.9495
2	Todos sin ajuste	3823	0.8782
11	Descuadrada	3489	0.8015
1	Enfocado	2683	0.6164
3	Sólo central sin ajuste	2559	0.5879
12	Escuadrada	2157	0.4955
13	Tornillo central una vuelta	1702	0.391
15	Tornillo central tres cuartos de vuelta	1484	0.3409
10	Plana	1428	0.328
14	Tornillo central media vuelta	1381	0.3137

En la Figura 6.15 se muestra las áreas de concentración reportadas en la Tabla 6-1.

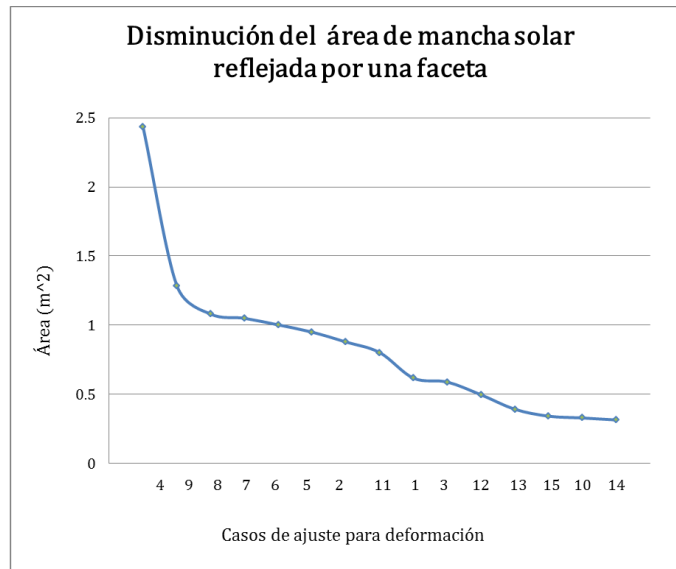


Figura 6.15: Disminución del área de mancha solar reflejada por una faceta deformable.

6.4 Proyección de franjas

Mediante los algoritmos implementados en el CEToC y descritos en trabajos previos (Peña, 2011; Iriarte, 2013), se analizan las imágenes obtenidas y se hace un mapa de las pendientes locales del espejo, en las direcciones horizontal y vertical (ver Figura 6.16 Figura 6.19). Dichas pendientes representan las desviaciones de la superficie respecto a un plano. El programa de procesamiento tiene una presentación de resultados en inglés, por lo que las leyendas de las imágenes generadas están en dicho idioma. En la Tabla 6-2 se despliegan los valores de las pendientes en las dos direcciones de evaluación SDy y SDx (Slope Deviation-x y), correspondientes a una faceta plana.

Tabla 6-2: Desviaciones angulares sobre la superficie de una faceta plana.

Condición de la faceta: Sin ajuste de deformación.		
Superficie del espejo: Plana		
Valor	Descripción	Medición (mrad)
SDy (RMS)	Pendiente de desviación en dirección-y (Global)	0.22
SDy (RMS)	Pendiente de desviación en dirección-y (Esquina izquierda)	0.9372
SDy (RMS)	Pendiente de desviación en dirección-y (Esquina derecha)	0.1689
SDx (RMS)	Pendiente de desviación en dirección-x (Global)	0.135
SDx (RMS)	Pendiente de desviación en dirección-x (Esquina izquierda)	0.316
SDx (RMS)	Pendiente de desviación en dirección-x (Esquina derecha)	0.2518

Los valores obtenidos para las desviaciones estándar de pendiente horizontal y vertical de la superficie fueron, respectivamente $SD_{y,global} = 0.22$ mrad y $SD_{x,global} = 0.135$ mrad. Dichos valores son indicio de que el asentamiento de la faceta en la estructura induce tensiones menores y que el bastidor de la propia faceta no induce deformaciones considerables en el espejo, por lo que se puede considerar que en esta faceta los defectos de ondulación superficial aportan poco al error de pendiente.

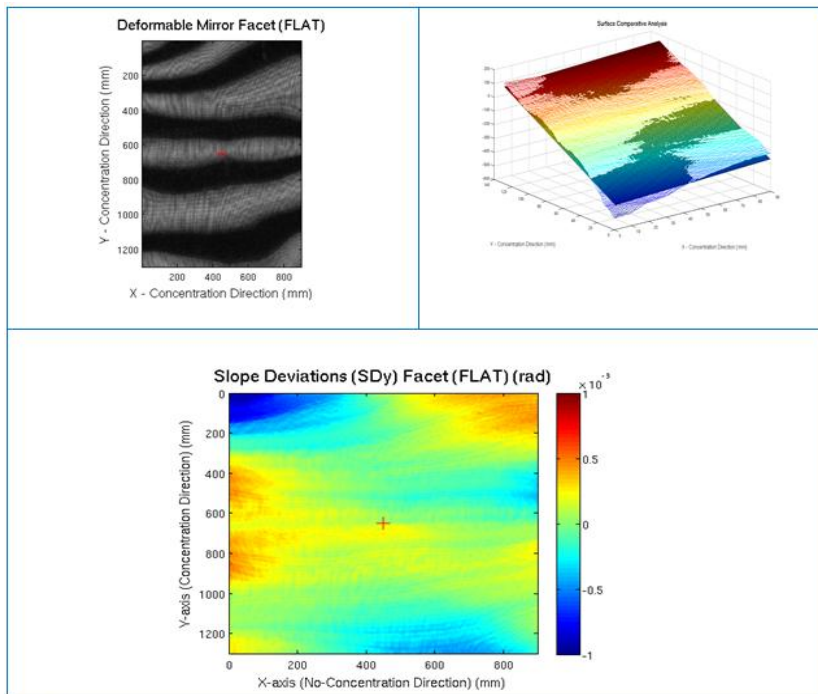


Figura 6.16: Imágenes resultantes del procesamiento de evaluación sobre la superficie de una faceta plana en dirección y.

En las Figura 6.16Figura 6.17 se muestra la superficie de una faceta plana correspondiente a la evaluación en dirección y (patrón de franjas horizontales) y en dirección x (patrón de franjas verticales). En la parte superior izquierda se encuentra la imagen captada durante la prueba, en la parte superior derecha está una gráfica de superficie y en la parte inferior se muestra el mapa de desviaciones angulares en esa dirección.

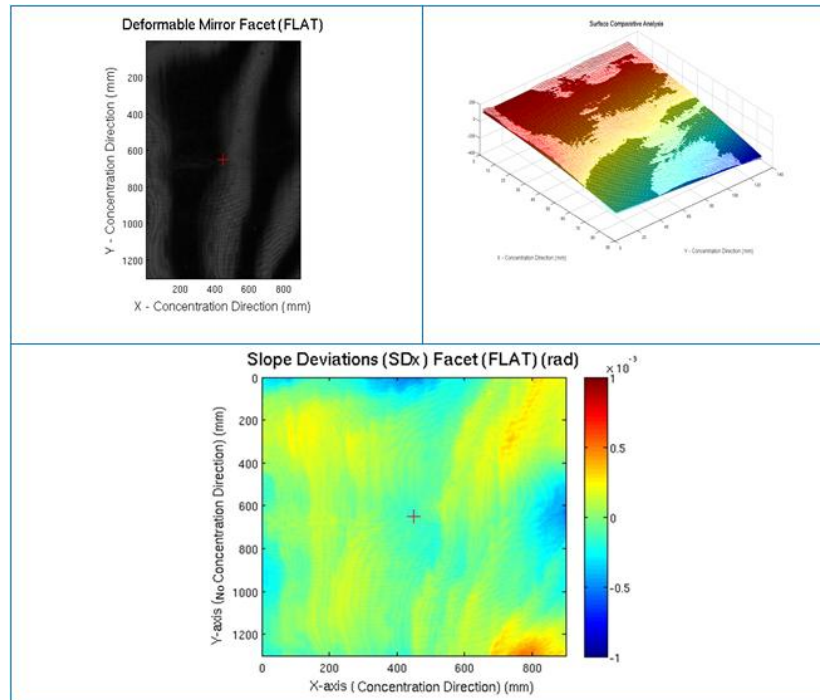


Figura 6.17: Imágenes resultantes del procesamiento de evaluación sobre la superficie de una faceta plana en dirección x .

A continuación se muestran los resultados de procesamiento en una faceta con deformación manipulada. Recordando que se ajustó el tornillo central buscando causar una forma cóncava de la superficie de la faceta. En la Tabla 6-3 se despliegan los valores de las pendientes en las dos direcciones de evaluación SDy y SDx (Slope Deviation-x y).

Tabla 6-3: Desviaciones angulares sobre la superficie de una faceta cóncava.

Condición de la faceta: Con ajuste de deformación.		
Superficie del espejo: Cóncava		
Valor	Descripción	Medición (mrad)
SDy (RMS)	Pendiente de desviación en dirección-y (Global)	0.2756
SDy (RMS)	Pendiente de desviación en dirección-y (Esquina izquierda)	1.0000

SDy (RMS)	Pendiente de desviación en dirección-y (Esquina derecha)	0.7535
SDx (RMS)	Pendiente de desviación en dirección-x (Global)	0.3426
SDx (RMS)	Pendiente de desviación en dirección-x (Esquina izquierda)	0.7852
SDx (RMS)	Pendiente de desviación en dirección-x (Esquina derecha)	0.8319

Los valores obtenidos para las desviaciones estándar de pendiente horizontal y vertical de la superficie fueron, respectivamente $SD_{y,global} = 0.276$ mrad y $SD_{x,global} = 0.343$ mrad, debido a la deformación inducida estos valores han aumentado respecto a la referencia plana. En tanto en las esquinas nos encontramos con una desviación más pronunciada que en la parte central. Las imágenes permiten hacer una evaluación cualitativa, observando que las franjas proyectadas se curvan y la gráfica de superficie describe una superficie cóncava, la cual se logró debido a la manipulación de la deformación en la faceta. Sin embargo también se observa que la superficie se divide en dos, una parte se hunde y la otra emerge esto puede ser atribuido a una deficiente distribución del efecto de deformación (ver Figura 6.18Figura 6.19).

En las Figura 6.18Figura 6.19 se muestra la superficie de una faceta con deformación cóncava, correspondiente a la evaluación en dirección y (patrón de franjas horizontales) y en dirección x (patrón de franjas verticales).

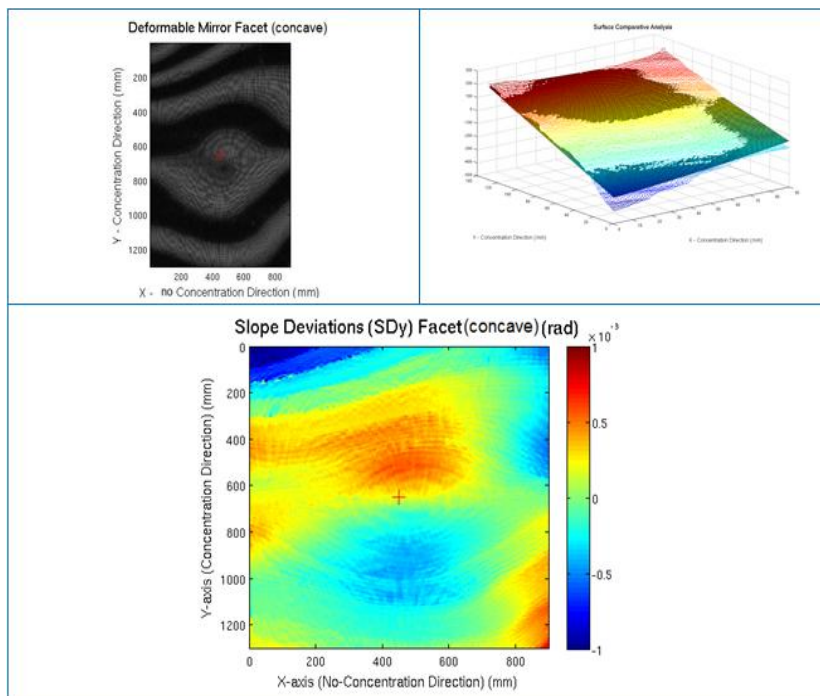


Figura 6.18: Imágenes resultantes del procesamiento de evaluación sobre la superficie de una faceta cóncava en dirección y .

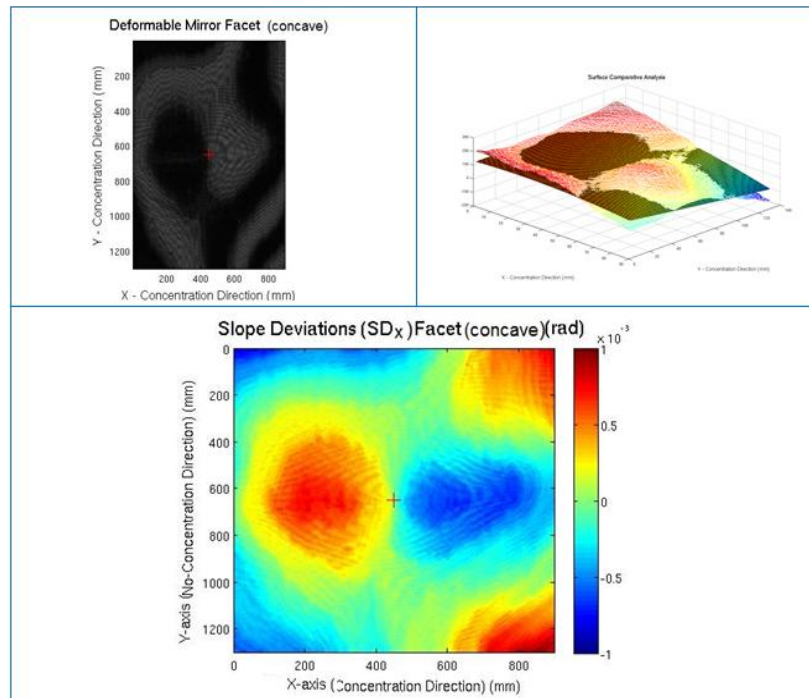


Figura 6.19: Imágenes resultantes del procesamiento de evaluación sobre la superficie de una faceta cóncava en dirección x .

6.5 Precisión de apuntamiento del cabezal

A continuación se detallan los resultados procesados de las pruebas hechas para determinar los errores de posicionamiento repetibilidad, backlash y deriva del mecanismo de transmisión de movimiento del cabezal.

6.5.1 Repetibilidad

La repetibilidad de resultados de mediciones es el grado de concordancia entre los resultados de mediciones sucesivas del mismo mensurando, realizadas bajo las mismas condiciones de medida (VIM). Esta característica indica la exactitud del movimiento bidireccional del cabezal y se calcula mediante la desviación estándar del mismo. En la Tabla 6-4 se muestran los resultados de la prueba de apuntamiento láser. El posicionamiento del cabezal induce un error máximo de aproximadamente 1.3 mrad y tiene una repetibilidad alrededor de 0.035 mrad. Se observa que en la horizontal se obtuvo un posicionamiento de retorno de 6.65 cm sin embargo presentó una repetibilidad muy dispersa de 6.19 cm.

Tabla 6-4: Resultados de prueba de precisión de apuntamiento del cabezal.

Ejes	Oeste			Este		
	Posición de retorno (cm)	Repetibilidad (mm)	Error de Posición (mrad)	Posición de retorno (cm)	Repetibilidad (mm)	Error de Posición (mrad)
X	20.23	6.6	1	6.65	61.9	0.329
Y	-25.96	7.15	1.29	-25.62	6.66	1.28

6.5.2 Backlash

El backlash se presenta en los mecanismos en sus elementos de transmisión de movimiento cuando hay un cambio de dirección, dado que existe un espacio de no movimiento en estos componentes. Este se manifiesta como un error de retroceso, es decir cuando se hace el cambio de dirección en el movimiento del mecanismo se produce una desviación posicional.

Durante las pruebas de mancha solar reflejada con frecuencia no es posible observar el backlash total debido a las variaciones en la velocidad de viento y al período de muestreo de las imágenes. Cabe mencionar que sólo se evalúa el backlash en el movimiento horizontal (acimutal), pues en el vertical normalmente no se manifiesta en condiciones de operación.

El backlash también se puede obtener a partir de la prueba de apuntamiento laser, puesto que el motor se programó para que se posicionará 1° al este de la posición de referencia inicial y luego a 1° hacia del oeste desde la posición de referencia inicial, así la desviación posicional de estos dos puntos es la desviación angular debido al cambio de dirección. Por lo anterior el procesamiento se hace mediante un cálculo geométrico para obtener el vector normal del helióstato en cada una de las dos posiciones (oeste-este). Si proyectamos ambos vectores normales en la horizontal, el ángulo entre ellos es el backlash. En la Tabla 6-6 se presentan los principales resultados de la evaluación, que dio como resultado un valor de 0.67 mrad.

Tabla 6-5: Centroide de mancha y vector unitario normal.

	Centroide de mancha		Vector unitario normal helióstato		
	Horizontal (m)	Vertical (m)	x (izq)	y (sur)	z (vertical)
Oeste	0.2023	20.99	0.0371	0.9938	0.1045
Este	0.0665	21.51	0.0364	0.9938	0.1045

Tabla 6-6: Parámetros y resultados para el cálculo de backlash.

	Vector unitario horizontal		BACKLASH	
	x (izq)	y (sur)	(Ángulo horizontal entre normales)	
Oeste	0.0373	0.9993	(mrad)	(grados)
Este	-0.0366	0.9993	0.6716	0.0385

6.5.3 Deriva

La Figura 6.20 muestra el spot generado por el helióstato totalmente canteado. Debido a la distancia del mismo, la mancha formada no muestra la forma de la faceta si no que es más bien redondeada, correspondiendo más bien a una imagen del disco solar., las irregularidades que sobresalen del spot central son causadas por las facetas que presentaron deformaciones incorregibles con el ajuste del tornillo central.

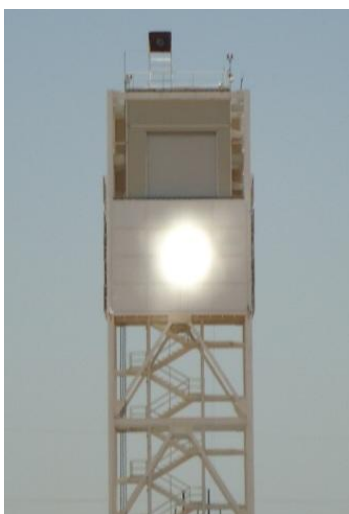


Figura 6.20: Imagen captada durante la prueba de mancha solar reflejada a 206.9 m de distancia.

En la Figura 6.21 se presentan las curvas de las coordenadas X e Y del centroide de la imagen solar reflejada por el helióstato, en función del tiempo. Como puede observarse de esta imagen, existe una clara deriva en la posición de dicho centroide. Por otro lado, también hay oscilaciones alrededor de la trayectoria principal de la deriva. Para caracterizar la deriva, cada una de las curvas fue ajustada con un polinomio de segundo grado para definir su tendencia central. Los coeficientes de los polinomios se presentan en la

Tabla 6-7.

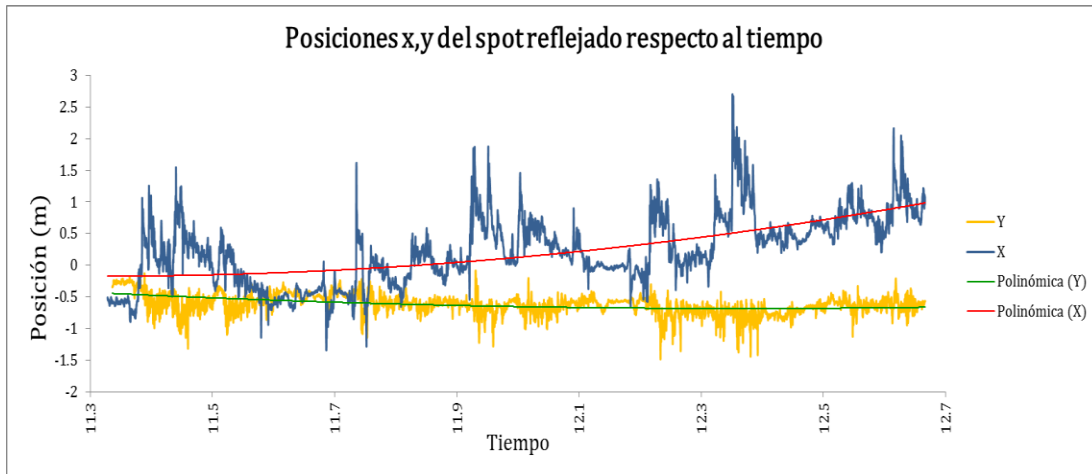


Figura 6.21: Posiciones horizontal y vertical del centroide de la mancha solar en función del tiempo, durante la prueba de mancha solar reflejada.

Tabla 6-7: Coeficientes de los polinomios ajustados.

Ejes	C ₂	C ₁	C ₀
X	0.6334	-14.3313	80.8946
Y	0.2244	-5.5513	33.6423

La deriva es caracterizada por los valores máximos y mínimos que presenta el ajuste polinomial para el intervalo de tiempo considerado, esta prueba tuvo una duración de 1.34 horas. Podríamos definir a la deriva en términos de la velocidad, la cual representa una medida más correcta, por eso se dividió los miliradianes resultantes entre la diferencia de tiempo que hay entre el máximo y el mínimo desplazamiento. De este modo se obtuvo una deriva de 4.19 mrad por hora para el eje en x y 0.88 mrad por hora para el eje en y.

Tabla 6-8: Resultados de deriva.

Ejes	Desplazamiento (cm)			Error inducido por desplazamiento (mrad)	Error de deriva (mrad/h)
	Mínimo	Máximo	Δ		
X	-17.02	99.03	116.05	5.61	4.19
Y	-44.7	-69.03	24.33	1.18	0.88

Los valores para la magnitud de la desviación radial (Δr) al punto (0,0) se muestran en la Tabla 6-9.

Tabla 6-9: Desviación radial máxima y mínima.

Desviación radial (Δr) (cm)	
Mínima	Máxima
47.83	119.6

Diferente de la deriva, que caracteriza el desplazamiento global de la imagen, son las oscilaciones alrededor de esta tendencia, ver Tabla 6-10. Dichas oscilaciones responden tanto a efectos de viento y vibraciones de los mecanismos, como a la estrategia de control aquí usada, que hace actualizaciones periódicas de los ángulos.

Tabla 6-10: Resultados en oscilaciones.

Ejes	Amplitud de Oscilaciones (cm)	Error en Oscilaciones (mrad)
X	41.7	2.014
Y	14.26	0.689

Esto induce oscilaciones de una amplitud típica de alrededor de 42 cm en la posición horizontal del helióstato. El eje vertical muestra una oscilación menor, pero esto es más bien debido a que el peso está ligeramente desbalanceado y se requeriría vientos más fuertes para que se manifestara un juego vertical en el mecanismo.

La amplitud de las oscilaciones se caracteriza mediante la desviación estándar de los datos, con respecto a las curvas de tendencia central de la Figura 6.21 y Tabla 6-10 . Los valores horizontal y vertical obtenidos son, respectivamente 0.417 m y 0.143 m, los cuales reflejan bien la amplitud observada en las imágenes. Por el tamaño de pixel de la cámara, la máxima capacidad de resolución de movimiento sobre la pantalla es de 0.0175 m.

CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Observaciones de ensamble

7.1.1 Marco estructural

El análisis de desplazamiento estático nos indica que la estructura por su propio peso presenta una desviación angular global de 3.45 mrad, también hay que considerar que estos errores causan desviaciones del doble de magnitud del rayo reflejado. Cabe mencionar que es recomendable que dichos errores busquen reducirse por debajo de 1.5 mrad para así evitar el desbordamiento de la mancha solar reflejada. Así pues bajo el mismo criterio resulta preocupante la desviación angular global de 5.14 mrad para el caso en que también se considera la carga estática del viento

Según los resultados de esfuerzos la estructura no fallará sin embargo su flexibilidad resulta indeseable para el objetivo del heliostato. Como trabajo de mejora se propone explorar la posibilidad de colocar elementos estructurales diagonales de modo que crucen planos, buscando obtener mayor rigidez para disminuir en cierto grado los desplazamientos rotacionales de los largueros de la estructura del heliostato.

Los resultados obtenidos del análisis mecánico, así como los resultados de las pruebas ópticas hechas sobre la faceta deformable, indican que el ángulo en diagonal del bastidor así como el tornillo que actúa en la parte central del espejo no logran distribuir uniformemente la deformación en el espejo. Por lo anterior hay que hacer mejoras al diseño estructural del bastidor de la faceta.

7.1.2 Método de canteo.

Otra recomendación de rediseño será aumentar la separación entre espejos para cubrir y destapar eficientemente las facetas (ver Figura 6.5) para poder implementar el método de canteo fino. Esto se debe evaluar comparando las ventajas y desventajas aerodinámicas y de aprovechamiento de área reflejante, ya que si la técnica de pre canteo (tomando en cuenta todos los factores involucrados en ello) se perfecciona, el proceso de cubrir y descubrir facetas se vuelve un “lujo innecesario”.

La actual tendencia en la manufactura de heliostatos es hacer el canteo durante el ensamble en una estación de trabajo antes de instalarlo en el campo. Entonces la opción de un canteo en específico no es influencia significativa para la manufactura y el costo de canteo, sólo requeriría un método de ajuste y control individual de facetas. Entonces la selección del mejor método puede lograr un mejor desempeño del campo sin costos adicionales.

Existen otros nuevos desarrollos que apuntan para el canteo durante la manufactura en combinación con análisis de método de elemento finito (FEM) de las deformaciones de la estructura por las cargas de gravedad, el canteo puede optimizarse considerando esos efectos.

7.2 Conclusiones y recomendaciones

Se evaluó el heliostato de 37.44 m² mediante las pruebas de mancha solar reflejada, precisión de apuntamiento de cabezal y proyección de franjas.



Figura 7.1 : Heliostato de 37.44 m² ubicado en la posición N2.

Como observación general cabe destacar que la imagen observada presenta un spot central bien definido, se puede apreciar cierto desbordamiento del spot central (ver Figura 6.20). El desbordamiento es provocado por cinco facetas tensionadas, efecto por deformaciones del marco estructural. La Figura 6.16 nos revela como la estructura de soporte de faceta induce tensión en el espejo provocando falta de planicidad. Mientras la Figura 6.18 corrobora la deformación central de la faceta induciendo una superficie cóncava para aumentar el efecto de concentración de la superficie reflectante. Aunque al manipular la faceta se logra la deformación cóncava de la faceta, se puede apreciar como el espejo se divide en dos, por lo que se tendría que mejorar el sistema deformador para evitar esa división en el espejo y obtener la forma geométrica deseada. Sin embargo el análisis óptico empleando facetas con deformación, nos indica que la ganancia en concentración es depreciable al deformar las facetas de heliostatos que se encuentren a más de 100 m. Es decir, sólo los heliostatos muy cercanos a la torre se beneficiarían de implementar este procedimiento.

Las pruebas de proyección de franjas permitieron confirmar las apreciaciones cualitativas sobre la deformación que presenta la faceta. Las desviaciones angulares globales para la faceta plana corresponden a 0.22 mrad y 0.135 mrad en la horizontal y vertical respectivamente. Mientras las desviaciones angulares globales de la faceta con deformación tienen 0.276 mrad para la horizontal y 0.343 mrad para la vertical. Son más grandes las desviaciones angulares para la faceta con deformación que las desviaciones de la faceta plana, lo que nos indica cuantitativamente que se logró inducir la deformación a través del bastidor.

Durante la prueba de mancha solar reflejada se observó un desplazamiento neto de más de un metro en el eje horizontal, lo cual, dada la distancia entre el helióstato y el blanco (207.03 m), corresponde a 5.6 mrad (0.32°) de deriva. Considerando que la prueba se ejecutó en un intervalo de hora y media se obtuvo una velocidad de deriva de 4.19 mrad por hora para el eje x y 0.88 para el eje y . Mientras se tuvo una desviación radial máxima de 1.20 m.

En cuanto a la precisión de movimiento, la oscilación de la posición se caracteriza por una desviación estándar máxima de 0.417 m en la horizontal, lo cual equivale aproximadamente a 2.01 mrad (0.115°). Por el significado de la desviación estándar, quiere decir que existen algunas oscilaciones bastante más grandes que este valor.

El rendimiento de operación del cabezal resultó satisfactorio, ya que muestra precisión pues su apuntamiento es exacto y sus movimientos muestran alta repetibilidad, considerando su ubicación como la más lejana de la torre. Tiene un backlash de operación de (0.67 mrad) lo cual induce un desplazamiento angular bastante pequeño (0.038°), lo cual se traduce en una menor compensación en su control. Como trabajo a futuro se pretende la mejora en el método de calibración del cabezal, ya sea por un método directo como la adaptación de encoder calibrado o bien el empleo de una retícula de referencia en el objetivo de apunte (blanco Lambertiano).

Bibliografía

- Duffie, J., & Beckman, W. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes*. New York: Wiley.
- Alexopoulos, S., & Bernhard, H. (2010). Solar tower power plant in Germany and future perspectives of the development of the technology in Greece and Cyprus. ELSEVIER.
- Buck R., T. E. (2009). Comparison and Optimization of Heliostat Canting Methods. ASME.
- Cengel, Y. (2004). *Transferencia de Calor*. McGraw Hill.
- Chen Y.T, K. A. (2004). Comparasion of two sun tracking methods in the aplication of heliostat field. International Conference en Energy Sustainability. ASME.
- Chen Y.T., C. K. (2001). Non Imaging Focusing Heliostat. *Sol Energy*, 155-164.
- Chong K.K., M. T. (2011). Design and optimization of helisotat field using spinning-elevation sun tracking method based on computational analysis. Malaysia: Universiti Tunku Abdul Rahman.
- Dubbel, K. (1986). *Manual de ingeniería mecánica*. Berlin, Heidelberg: Springer Verlag.
- García Hurtado, J.V. (2011). Análisis estructural de un helióstato. Facultad de Ingeniería, Universidad Autonoma de México.
- Hibbeler, R. (2006). *Mecánica de materiales*. Prentice Hall.
- Hurtado, G. (2011). Análisis estructural de un helióstato.
- Igel E., H. R. (1979). Optical Analysis of Solar Facility Heliostats. *Solar Energy*.
- Iriarte, C. (2013). Automatización de sistema de control para campo de helióstatos. Tesis de Maestría. Instituto Tecnológico de Chihuahua. .
- Kaloguirou, S. (2009). *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. Burlington: Academic Press Elsevier.
- Mott, R. L. (1992). *Diseño de elementos de máquinas*. Pretince Hall.
- Noone C.J., B. A. (2012). Reduction in spot size via off-axis static and dynamic heliostat canting. 6th International Conference on Energy Sustainability. San Diego, CA, USA: ASME.
- Noone J.C. (2011). Optimization of central receiver concentrated solar thermal: site selection, heliostat layout y canting. Massachusetts, US: Massachusetts Institute of Technology.
- NREL. (2012). *Solar Maps*. U.S Departament of Energy.
- Ortega, H., & Valle, J. (2012). *Prospectivas de energías renovables 2012-2026*. México: Secretaría de energía.

- Osuna, C. R. (2004). Desarrollo de un prototipo de heliostato para la Planta Colon Solar. www.energuia.com.
- Peña Cruz, M. I. (2011). Caracterización Óptica de Heliostatos por Método de Proyección de Imágenes. Instituto de Energías Renovables UNAM.
- Peña Cruz, M. I., Arancibia Bulnes, C. A., Monreal Vidal, A., & Sánchez González, M. (2013). Improving parabolic trough mirror module qualification by FOCuS tool. AIP .
- Peña, M. (2011). Caracterización de heliostatos por el método de proyección de imágenes. Hermosillo, México: Tesis de Maestría. Posgrado en Ingeniería, UNAM.
- Peterka, J. (1986). Wind load reduction for heliostat. U.S Department of Energy.
- Peterka, J., & Derickson, R. (1992). Wind load design methods for ground-based heliostats and parabolic dish collectors. Alburquerque, NM.: Sandia National Labs.
- Pfhal, A. (2011). Determination of wind loads on heliostats . Elsevier, 2186-2201.
- Richter, C., Teske, S., & Short, R. (2009). Perspectiva mundial 2009; Energía Solar Térmica de Concentración. Greenpeace. Asociación Europea de Energía Solar. Solar Paces.
- Riveros, C. R. (2012). Assessment of a polymeric reflective coating for high concentration point. AIP Journal of Renewable and Sustainable Energy.
- Romero Alvarez, M., & Zarza, E. (2007). Concentrating Solar Thermal Power. Almeria: Taylor & Francis Group, LLC.
- Romero, J. (2010). Balance Nacional de Energía 2010. México: Secretaría de Energía.
- Roos, T. (2012). A wind loading correlation for an isolated square. Southern African Solar Energy Conference.
- Sawin, J. L. (2013). Renewables 2013 global status report. REN21.
- Silva, M. (2005). Aprovechamiento de la energía solar en media y alta temperatura. Sevilla: Universidad de Sevilla.
- SolidWorks. (2012).
- Sólis, A., Gómez, F., & et.al. (2008). Diseño y estudio de una planta solar termoeléctrica con tecnología de torre central. Sevilla: Tesis.
- SolTrace, O. M. (2012). SolTrace Optical Modeling Software. National Renewable Energy Laboratory.
- Ulmer, S. (1998). Influences of cost reduction measures on the beam quality of a large area heliostat. Plataforma Solar de Almería.

- UNAM. (2005). Energía Solar Disponible. Instituto de Geofísica.
- VIM. (s.f.). Vocabulario Internacional de términos básicos y generales de Metrología.
- White, F. (2001). Fluid Mechanics. Mc Graw Hill.
- Wu, Z., & Wang, Z. (2008). Numerical study of wind load on heliostat. Progress in computational fluid dynamics, 8(7), 503-509.
- Yellowhair J., C. K. (2012). Development and analysis of the heliostat focusing and canting enhancement technique for full heliostat alignments. 6th International Conference on Energy Sustainability . San Diego, CA, USA: ASME.
- Yellowhair, J. C. (2011). Canting of heliostat facets using a target in reflection. Albuquerque: Solar Paces.
- Zaibel, R. K. (1995). An Astigmatic Corrected Target-Aligned Heliostat for High Concentration. Sol Energy Mater. Sol. Cells.