



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA - SOLAR FOTOTÉRMICA

EVALUACIÓN ÓPTICA DE CANTEO DE HELIÓSTATOS

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ISAIAS MORENO CRUZ

TUTOR PRINCIPAL:
DR. CAMILO ALBERTO ARANCIBIA BULNES
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES, UNAM

MÉXICO, D. F. ENERO 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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 Estrada Gasca

Secretario: Dr. Camilo Alberto Arancibia Bulnes

Vocal: Dr. José Rufino Díaz Uribe

1^{er}. Suplente: Dr. David Riveros Rosas

2^{do}. Suplente: Dra. Heidi Isabel Villafán Vidales

Lugar donde se realizó la tesis:

Instituto de Energías Renovables, UNAM
Temixco Morelos

TUTOR DE TESIS

DR. CAMILO ALBERTO ARANCIBIA BULNES
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES, UNAM

FIRMA

Agradecimientos

A mi familia por su amor incondicional.

A mis amigos por su apoyo y compañía.

A mi asesor Camilo por su asesoría y amistad.

A todos los que forman parte del Campo Experimental de Torre Central (CEToC), y en especial a Rodolfo, Cuitlahuac y Pablo, sin su apoyo no hubiera sido posible este trabajo.

A Claudio, José, David y Heidi por su tiempo que se tomaron para revisar el presente trabajo.

Al IER, a la UNAM y a la UNISON por brindarme las instalaciones necesarias para desarrollar mi maestría y tesis.

Al Conacyt por la beca que me otorgo, así como por el financiamiento parcial al proyecto CONACYT LN-123767, Laboratorio Nacional de Sistemas de Concentración Solar y Química Solar.

Contenido

Lista de Figuras	v
Lista de Tablas	vii
1. Introducción	1
1.1. Antecedentes	1
1.2. Campo Experimental de Torre Central (CEToC)	3
1.3. Planteamiento y delimitación del problema	5
1.4. Objetivo general	5
2. Estado del arte	7
2.1. Recurso solar	7
2.1.1. Historia de la Concentración Solar de Potencia (CSP)	8
2.2. Concentración solar	9
2.2.1. Tipos de Concentración Solar de Potencia (CSP)	10
2.3. Sistema de Receptor Central (CRS)	13
2.3.1. Experiencia en Sistemas de Recepción Central (CRS)	15
2.3.2. Campo de helióstatos	19
2.4. Canteo	23
2.4.1. Método de alineación con el Sol	25
2.4.2. Método de alineación mecánico	25
2.4.3. Método de alineación óptico	25
2.5. Simulación en Sistemas de Recepción Central (CRS)	27
3. Metodología	29
3.1. Método de evaluación óptica de canteo (EOC)	29
3.2. Cálculo teórico de canteo	31
3.3. Trazado de Rayos	33
3.3.1. Parámetros de simulación	35
3.4. Posición y óptica solar	36
3.4.1. Posición solar	36
3.4.2. Reflexión especular de la luz	38
3.4.3. Errores ópticos	38

3.5. Metodología experimental	39
3.5.1. Evaluación experimental del método EOC	39
3.5.2. Evaluación experimental de la distribución de flujo	42
3.6. Procesamiento de imágenes de helióstatos	44
4. Análisis y resultados	49
4.1. Canteo ideal y experimental	49
4.2. Obtención de los ángulos de canteo	50
4.3. Comparación de las simulaciones	53
5. Conclusiones y Recomendaciones	57
A. Comportamiento anual del helióstato B_0	59
Referencias	63

Lista de Figuras

1.1. Diagrama de conversión de energía solar a energía eléctrica. Adaptada de IEA (2006).	2
1.2. Campo Experimental de Torre Central (CEToC), Hermosillo, Sonora.	3
1.3. Distribución del Campo Experimental de Torre Central (CEToC). Adaptada de Iriarte (2013).	4
2.1. Mapa del mundo de insolación total diaria directa normal, H_b kWh/m ² . Tomada de SolarGis (2014).	8
2.2. Tecnologías de Concentración Solar de Potencia (CSP).	12
2.3. Planta piloto Solar One. Tomada de DOE (1993) y Kolb (1989).	16
2.4. Esquema de la planta <i>Solar Two</i> . Adaptada de Bradshaw et al. (2002).	17
2.5. Las plantas comerciales de Sistema de Receptor Central (CRS): (a) PS10 y PS20, (b) Sierra Sun Tower, (c) Gemasolar y (d) Ivanpack. Tomada de eSolar (2014), Investments (2014) y BrightSource Energy (2014).	19
2.6. Evolución de reducción de costos. Tomada de Kolb et al. (2007).	20
2.7. Componentes de un helióstato, CEToC.	21
2.8. Esquema de un helióstato (a) plano, (b) enfoque y (c) canteo. Adaptada de Kistler (1986).	22
2.9. Diseño del campo de helióstatos dependiendo de la localización. Adaptada de Alexopoulos & Hoffschmidt (2013).	23
2.10. (a) Concentración en eje y (b) concentración fuera de eje.	24
3.1. Diagrama de un punto de reflexión en dos facetas.	30
3.2. Superficie (<i>target</i>) que contiene los puntos p a reflejar.	31
3.3. (a) Cálculo del canteo. (b) Ángulo de rotación γ_i y el vector de rotación \hat{t}_i	32
3.4. Proyección de la normal sobre los planos xz y yz que muestran los ángulos α y β y sus complementos α' y β'	33
3.5. Modelo del helióstato B_0 del CEToC.	35
3.6. Ángulos cenital θ_z , azimutal γ_s y altura solar α . Adaptada de Duffie & Beckman (2013).	36
3.7. (a) Reflexión especular de la luz. (b) Cono reflejado en una superficie no ideal.	38
3.8. (a) Error de especularidad, (b) error de pendiente por deformaciones en la superficie, (c) error de pendiente por canteo y (c) error óptico global.	40

3.9.	Sistema de referencia del campo xyz_{campo} , donde $+x$ hacia el Oeste, $+y$ hacia el Norte.	40
3.10.	Superficie (<i>target</i>) que contiene los puntos p a reflejar.	41
3.11.	(a) Foto tomada del heliostato B_0 que muestra el reflejo del <i>target</i> . (b) Ubicación relativa de los puntos de interés al centro de la faceta.	42
3.12.	Nomenclatura de las facetas del heliostato B_0	43
3.13.	(a) Heliostato y cámara ALLIED Vision Technologies. (b) Se observa un <i>spot</i> proyectado en el Blanco Lambertiano.	44
3.14.	Estructura creada para soportar el <i>target</i>	45
3.15.	(a) Foto tomada del <i>spot</i> generado por el heliostato B_0 sobre el blanco Lambertiano con perspectiva. (b) Foto tomada del <i>spot</i> generado por el heliostato B_0 sobre el blanco Lambertiano sin perspectiva.	45
3.16.	Obtención de la imagen del blanco Lambertiano sin perspectiva utilizando ImageMagick.	46
3.17.	(a) Foto tomada del <i>spot</i> generado por el heliostato B_0 sobre el blanco Lambertiano sin perspectiva. (b) Gráfica 3D del <i>spot</i> a partir de la intensidad de la imagen de escala de grises.	46
3.18.	(a) <i>Spot</i> del heliostato B_0 y (b) sus curvas de nivel, con una intensidad unitaria.	47
4.1.	Comparación entre el <i>spot</i> real, a la izquierda, y el simulado con un canteo ideal en Tonatiuh, a la derecha.	49
4.2.	Comparación del ángulo de canteo α' , entre el valor analítico y el valor obtenido por el método de Evaluación Óptica de Canteo (EOC).	51
4.3.	Ángulo de canteo β'	52
4.4.	Comparación de los ángulos γ de canteo relativo para cada faceta.	53
4.5.	Las gráficas muestran la simulación de trazado de rayos con Tonatiuh del canteo calculado mediante el método de EOC.	53
4.6.	(a) <i>Spot</i> real del B_0 . (b) <i>Spot</i> ideal del B_0 . (c) <i>Spot</i> obtenido del método de EOC.	54
4.7.	Factor de interceptación entre el <i>spot</i> tomada del CEToC, la simulación ideal y la simulación del modelo de EOC.	55
4.8.	Comparación del corte del <i>spot</i> real y el simulado idealmente (línea discontinua).	55
4.9.	Comparación del corte del <i>spot</i> real y calculado a través del modelo de la EOC (línea discontinua).	56
A.1.	Comparativo del <i>spot</i> para un canteo ideal del 18 de octubre a medio día solar.	60
A.2.	Comparativo de las curvas de nivel para la simulación del heliostato B_0 , con canteo ideal del 18 de octubre, los días 21 de marzo, junio, septiembre y diciembre.	61
A.3.	Cortes en los centroides de los <i>spot</i> simulados para los días 21 de marzo, junio, septiembre y diciembre.	61
A.4.	Comportamiento del área del <i>spot</i> mientras la intensidad disminuye, para los días 21 de marzo, junio, septiembre y diciembre.	62

Lista de Tablas

2.1.	Comparación de las cuatro tecnologías de CSP. Tomada de Behar et al. (2013).	13
2.2.	Resumen de Instalaciones de investigación en CRS conectadas a la red y plantas de demostración construidas en los pasados 20 años. Tomada de Luzzi & Lovegrove (2004).	15
2.3.	Plantas comerciales de Sistema de Receptor Central (CRS). Tomada de Vant-Hull (2012).	20
3.1.	Coordenadas de los puntos p relativos a su centro en cm.	41
3.2.	Posición de las facetas, en un plano, respecto a la faceta central (f_{13}).	44
4.1.	Áreas del <i>spot</i> real tomado del campo y el ideal simulado en Tonatiuh.	50
4.2.	Diferencias entre los valores ideales de canteo y medidos por el método óptico de α' y β' en mrad.	51
4.3.	Valores de canteo relativo a la faceta central f_{13} , el vector de rotación \hat{t} y el ángulo γ , obtenidos del método de EOC.	52
4.4.	Diferencias entre el ángulo γ ideal y el medido a partir del método de EOC mrad.	52
4.5.	Áreas del <i>spot</i> por intensidades.	54

1.1. Antecedentes

El sistema actual de energía está basado principalmente en el consumo de combustibles fósiles, los cuales no podrán ser sostenibles a largo plazo debido a razones ambientales, económicas y de suministro. Por lo que es necesario una transición energética a un sistema sustentable basado en recursos de energía renovable. La radiación solar provee a la Tierra con más energía en una hora de la que es consumida en el planeta a lo largo de un año (Barlev et al. 2011). Según Alexopoulos & Hoffschmidt (2013) solo el 1% del Sahara¹ es suficiente para cubrir la demanda de electricidad actual en el planeta.

La tecnología emergente conocida como Concentración Solar de Potencia (CSP), tiene la capacidad de producir energía eléctrica o térmica renovable a partir de la energía del Sol, y es considerada por la Agencia Internacional de Energía (IEA) como la opción comercial más barata en escalas de MW para generar electricidad a partir de la radiación solar directa (Alexopoulos & Hoffschmidt 2013). El proceso básico de un CSP consiste en concentrar la radiación solar por medio de un sistema de espejos, de manera puntual o lineal, en un receptor en donde la densidad de flujo radiativo es absorbida por medio de un fluido de transferencia térmica (HTF), el cual transporta la energía usualmente a un generador de vapor. El vapor generado se expande en una turbina la cual está acoplada a un generador eléctrico para producir electricidad. Los sistema de CSP están compuestos principalmente por cuatro elementos como lo ilustra la Fig. 1.1:

- Concentrador
- Receptor
- Almacenamiento
- Conversión de potencia

Existen diferentes tipos de *concentradores* solares, como son los de canal parabólico, helióstatos, disco parabólico o reflectores Fresnel, y son usados para concentrar la irradiación solar directa en el *receptor*, en donde se convierte en energía térmica, alcanzando temperaturas en un intervalo de $400^{\circ}\text{C} < T < 4,000^{\circ}\text{C}$ (Pavlović et al. 2012), la cual es usada para incrementar la temperatura de un HTF. Generalmente las plantas CSP usan la energía

¹Usando plantas de potencia basadas en energía térmica solar.

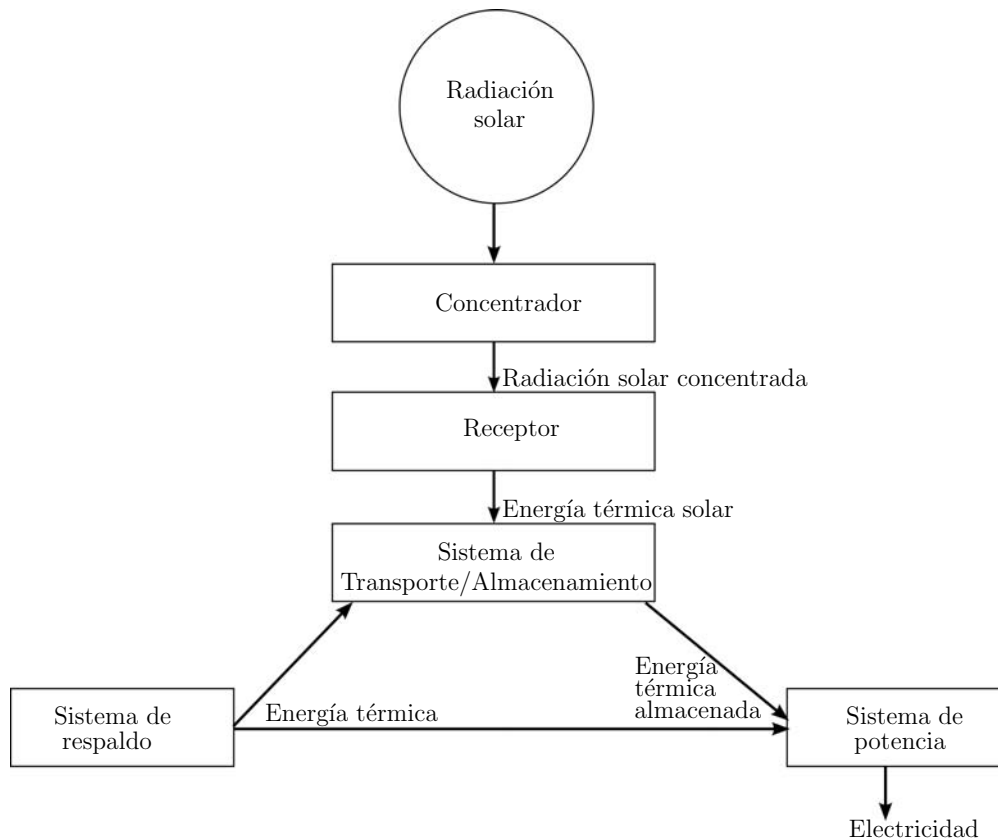


Figura 1.1: Diagrama de conversión de energía solar a energía eléctrica. Adaptada de IEA (2006).

térmica para producir vapor y generar energía eléctrica mediante *sistemas de generación de potencia* bien conocidos, los cuales han sido utilizados en sistemas de potencia con combustibles fósiles. Los sistemas de *almacenamiento* térmico acumulan el exceso de la energía térmica generada en forma de agua saturada o sales fundidas, la cual es utilizada en los periodos intermitentes de radiación solar. Algunas plantas utilizan sistemas de respaldo, regularmente basado en gas, para tener una operación continua en días nublados o durante la noche.

En general, las plantas de CSP requieren cielos claros, ya que sólo la irradiación directa puede ser concentrada. Por eso, los sistemas CSP son usualmente instalados en climas áridos o semi-áridos con insolaciones directas anuales mínimas de $2,000 \text{ kWh/m}^2$ (Hernández-Moro & Martínez-Duart 2012). Los tipos de CSP más importantes, debido a su desarrollo tecnológico y penetración en el mercado (Hernández-Moro & Martínez-Duart 2012) son los sistemas de canal parabólico y torre central.

Los sistemas de torre central o Sistema de Receptor Central (CRS) tienen la ventaja de trabajar a temperaturas más altas, lo que permite obtener una mayor eficiencia en los ciclos termodinámicos². El trabajar a una temperatura mayor también es una ventaja para el alma-

²La eficiencia ideal de un ciclo termodinámico esta en función de las temperaturas entre las fuentes térmicas

cenamiento térmico de energía, ya que el volumen de almacenamiento por unidad de energía puede ser reducido. Sin embargo, la energía proveniente de un heliostato es relativamente cara, dado que el campo de heliostatos representa cerca del 50 % del total del costo de la planta (Hildebrandt et al. 1977) y su funcionamiento depende de la eficiencia óptica. Por lo que el heliostato, compuesto regularmente por varias facetas, debe de ser alineado correctamente para obtener un foco optimizado en el receptor, una alineación incorrecta (canteo o enfoque) de las facetas del heliostato resulta en el desbordamiento de los rayos en el receptor lo que conlleva una degradación significativa del funcionamiento (Lata et al. 2008).

1.2. Campo Experimental de Torre Central (CEToC)

El Campo Experimental de Torre Central (CEToC), desarrollado con fines de investigación, es el primer proyecto de CSP de torre central realizado en Latinoamérica, inaugurado el día 28 de octubre de 2011. Forma parte del Laboratorio Nacional de Concentración Solar y Química Solar (LACYQS), el cual está constituido por una red de grupos de investigación con el propósito de avanzar en el desarrollo de las tecnologías de concentración solar y química solar en México. El CEToC se encuentra ubicado en el kilómetro 21 de la carretera Hermosillo-Bahia de Kino y cuenta con un terreno de 40 hectáreas de superficie, en donde se encuentra construido el CEToC cubriendo cerca de dos hectáreas, diseñado para 82 heliostatos ($36 \text{ m}^2 \text{ c/u}$), con una torre de 32 m de altura, una estación meteorológica y solarimétrica.



Figura 1.2: Campo Experimental de Torre Central (CEToC), Hermosillo, Sonora.

La torre tiene unas dimensiones de $8 \times 8 \text{ m}$ de base y 32 m de altura, en donde se ubica una superficie de pruebas (*blanco Lambertiano*) y el espacio necesario ($6 \times 7 \times 6 \text{ m}$) para colocar el receptor térmico. El blanco Lambertiano es una superficie de $6.7 \times 7.9 \text{ m}$ a la cual se le aplico

en las cuales se lleva a cabo, $\eta = 1 - T_B/T_A$ donde $T_A > T_B$.

un polímero que permite reflejar la luz que incide como una superficie Lambertiana³, además de contener en el centro un sensor tipo *Gardon*, utilizado para analizar el flujo radiativo de los heliostatos. En el campo se encuentra una cámara para la adquisición de imágenes. El número de heliostatos instalados a la fecha es de 15, divididos en 6 modelos diferentes como lo muestra la Fig. 1.3.

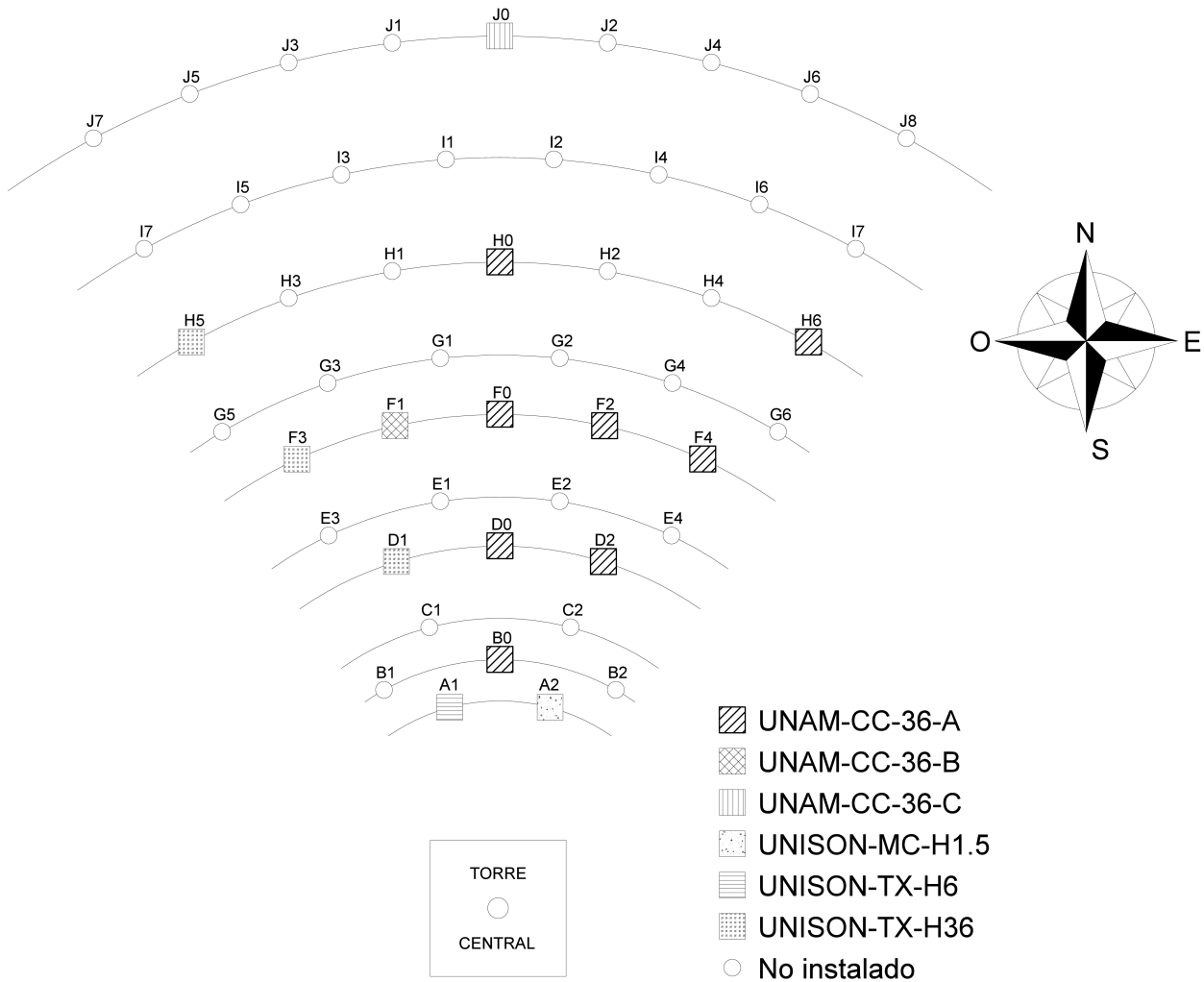


Figura 1.3: Distribución del Campo Experimental de Torre Central (CEToC). Adaptada de Iriarte (2013).

La estación solarimétrica se encuentra instalada en la parte alta de la torre, con la función de obtener registros de las variables solares y climatológicas necesarias para el correcto funcionamiento del campo de heliostatos. Los valores obtenidos son procesados en tiempo

³Son superficies que tienen una reflexión difusa o Lambertiana, la radiación es reflejada en todos los ángulos de igual forma.

real dentro del software de control del CEToC. Los instrumentos instalados en esta estación son:

- Piranómetro, sensor de radiación global
- Perheliómetro, sensor de radiación directa
- Gardon, sensor de flujo radiativo concentrado
- Termopares, sensor de temperatura
- Anemómetro, medición de velocidad y dirección de viento.

El CEToC cuenta con la infraestructura necesaria para la evaluación, optimización y mejora de los heliostatos, en las áreas de óptica, diseño, fabricación y montaje, así como lo relacionado con instrumentación para su caracterización y el desarrollo del sistemas de control.

1.3. Planteamiento y delimitación del problema

Actualmente se desconoce, cuantitativamente, el canteo de los heliostatos del CEToC. El método de canteo que se utilizó para los heliostatos en el CEToC es el *método de alineación con el Sol*. Este método asume que la posición del Sol cambia muy poco durante el proceso de alineación. Las facetas son canteadas tratando de superponer unas con otras las manchas producidas por cada una de ellas, sobre el blanco Lambertiano⁴. Una limitante de este método es que es puramente visual y al final no se conocen los ángulos de canteo de cada faceta. Lo que planteamos en este trabajo es un método de evaluación óptica para medir el canteo real de un heliostato del CEToC, que nos permita conocer los ángulos de inclinación de cada una de las facetas respecto al plano de la faceta central, es decir, un canteo relativo.

1.4. Objetivo general

El objetivo de la presente tesis es plantear y poner a prueba un método de Evaluación Óptica de Canteo (EOC) en el Campo Experimental de Torre Central.

⁴La mancha que refleja el heliostato sobre el blanco Lambertiano se conoce con el nombre de “spot”.

2.1. Recurso solar

La radiación solar es la fuente de energía utilizada en la tecnología de generación por Concentración Solar de Potencia (CSP). Como cualquier recurso de generación, es esencial conocer la calidad y disponibilidad futura del combustible para un análisis exacto del funcionamiento del sistema y la viabilidad financiera del proyecto. Stoffel et al. (2010) clasifica los datos del recurso solar y factores de modelado en tres elementos de la vida de un proyecto de CSP:

- Selección del sitio
- Predicción de la potencia generada anual de la planta
- Rendimiento temporal y estrategia de operación.

Los primeros dos elementos están interrelacionados. La selección del sitio incluye numerosos factores, pero el principal es un buen recurso solar. La selección de sitio está siempre basada en los datos del recurso solar histórico y cambios de patrones climáticos año a año, mientras más datos de años anteriores se tenga es mejor para determinar un conjunto de datos anuales representativos. Es necesario conocer el recurso solar anual para realizar comparaciones con sitios alternativos y estimar la generación de la planta.

Una buena radiación solar directa (G_b) la podemos encontrar regularmente en áreas áridas o semi-áridas con cielos relativamente claros, que típicamente se encuentran entre las latitudes de 15° a 14° Norte o Sur, como se muestra en la Fig. 2.1. Las áreas más favorables para la CSP son el Norte de África, el sur de África, Medio Oriente, el noroeste de la India, el sureste de los Estados Unidos de América (EUA), México, Perú, Chile, una parte del oeste de China y Australia. Otras áreas que pueden ser adecuadas son el extremo sur de Europa y Turquía, otras partes del Sur de EUA, países de Asia Central, lugares de Brasil y Argentina, y otras partes de China (IEA 2010).

Una vez que la planta está instalada se verifica que la generación cumpla con sus especificaciones de diseño, la cual frecuentemente es de corta duración, sin embargo la comparación de la producción de la planta como función de recurso solar es un indicador global del funcionamiento de la planta.

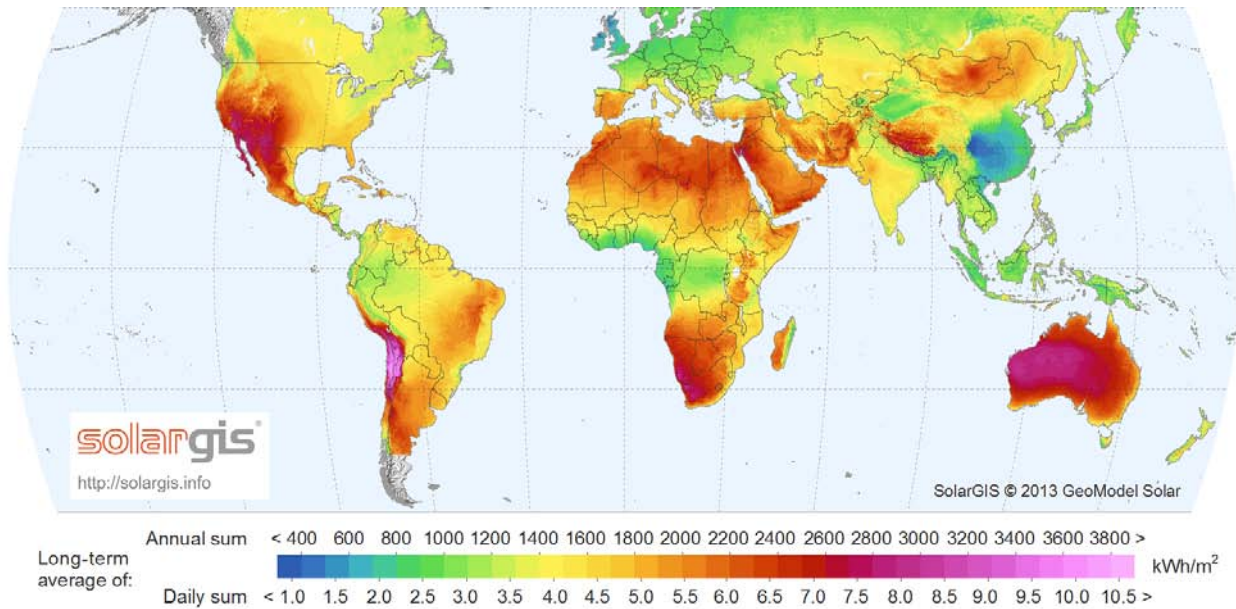


Figura 2.1: Mapa del mundo de insolación total diaria directa normal, H_b kWh/m². Tomada de SolarGis (2014).

2.1.1. Historia de la Concentración Solar de Potencia (CSP)

La CSP no es una tecnología nueva, sus inicios se remontan al 212 a.C. cuando Arquímedes instruyó a los soldados para reflejar el Sol sobre las velas de los barcos enemigos mediante la orientación cuidadosa de sus escudos pulidos¹ (Hildebrandt et al. 1977). En 1615 Salomón de Caus desarrolló un pequeño motor de potencia solar que consistía en lentes de vidrio y un recipiente metálico hermético que contenía agua y aire. Más de un siglo después, en 1774, Lavoisier y Joseph Priestley desarrollaron la teoría de combustión utilizando radiación solar concentrada. Posteriormente Augustin Mouchot ideó la máquina de vapor solar para una prensa de impresión. En 1878 una pequeña planta solar compuesta de un concentrador de disco parabólico se conecta a un motor, el cual fue exhibido en la feria mundial de París (Behar et al. 2013). A principios de 1900, aunque el interés en potencia solar se fue perdiendo debido a los avances en motores de combustión interna y el incremento de la disponibilidad y los bajos costos de combustibles fósiles, la primera planta de CSP fue instalada en Maadi (Egipto), un campo solar de cilindros parabólicos usada para bombeo de agua de irrigación (Leonardi & D' Aguanno 2014).

El concepto del Sistema de Receptor Central (CRS), o torre central, fue propuesto por científicos en la U.S.S.R., Baum et al. (1957) plantea una instalación solar con una serie de

¹Stavroudis (1973) indica que esto es solo una leyenda. Para lograrlo se requiere una gran distancia focal, con seguimiento preciso, además de un área lo suficientemente grande para coleccionar la energía necesaria (varios cientos de personas, cada una equipada con un espejo plano) y mantenerlo el tiempo suficiente para provocar daño. En aquella época no había la tecnología suficiente para producir en masa esa cantidad de espejos con la calidad necesaria para tal propósito.

espejos planos, cada uno de los cuales debe ajustarse por separado, para reflejar la luz a un punto fijo por arriba de los espejos. En el punto fijo se coloca un receptor con la posibilidad de generar entre 11–13 ton/hrs de vapor ($P=30$ atm, $T= 400$ °C). La instalación consistía de 1,293 espejos planos de 3×5 m montados en vagones de tren que se movían sobre rieles, los cuales están posicionados en forma de círculos concéntricos alrededor del receptor.

En Italia, el Profesor Giovanni Francia (1968) reporto un mecanismo de seguimiento “receiver oriented” que automáticamente redirigía el haz de luz al receptor, el cual estaba activado por un seguimiento de reloj. El seguimiento requería de un ajuste en la declinación periódicamente (\sim semanalmente). Con ello un sistema de ~ 130 kW_t de 135 m² de ~ 1 m de diámetro de espejos enfocados se construyeron en 1968, los cuales funcionaban con un sistema de reloj de péndulo por peso. En los 50’s el profesor Felix Trombe en Odeillo, Francia construyo varios hornos solares. El más grande de estos fue de 1 MW_t, el cual empleaba un campo de 63 helióstatos cada uno de 45 m² de área. Estos fueron los primeros helióstatos “comerciales” (Vant-Hull 2012).

Durante la crisis de petróleo en los años de 1970 se impulsaron actividades de R&D en CSP y numerosas plantas piloto fueron construidas y probadas, de manera que la tecnología de CSP se llego a nivel industrial y comercial (Behar et al. 2013).

Hildebrandt et al. (1977)² propusieron coleccionar energía térmica a través de tres posibles alternativas: la primera consiste en el uso de 20,000 a 40,000 discos parabólicos con seguimiento, cada uno concentrando la energía individualmente. La segunda alternativa es un arreglo distribuido de foco lineal o puntual de concentradores y el uso de un fluido de trabajo para operar una turbina. Y la tercera alternativa es coleccionar la energía de una área grande usando helióstatos. Como resultado, la primera planta comercial ha estado operando en California (EUA) en el periodo de 1984–1991, estimulando, más particularmente, por incentivos federales e impuestos y contratos de largo plazo de compra de potencia.

No se construyo ninguna planta entre 1990 y 2000, debido a la caída de precios del petróleo y gas. Y fue hasta el 2006 que el interés volvió a surgir reavivando el desarrollo a gran escala de las plantas de CSP. El mercado resurge en España y los EUA, nuevamente en respuesta a las medidas gubernamentales como tarifas *feed-in*³ (España) y la política de requerir una porción de generación de potencia renovable.

2.2. Concentración solar

La radiación solar llega a la superficie con una determinada densidad de flujo radiativo, irradiancia G , W/m², típicamente entre 900 y 1,000 W/m² hacia el medio día solar en días despejados (Luzzi & Lovegrove 2004). La radiación solar tiene una densidad energética relativamente baja con respecto a los recursos convencionales de energía; por lo que la concentración óptica es necesaria para incrementar la densidad permitiendo su uso en aplicaciones

²En donde considera que para la generación de energía eléctrica mediante turbinas de vapor se requieren temperaturas por arriba de 330 °C y con unidades individuales mínimas de 100 MW_e, ya que unidades menores tienden a ser menos eficientes y más costosas.

³Mecanismo político diseñado para desarrollar la inversión en Energía Renovable.

técnicas (Leonardi & D' Aguanno 2014). La razón de concentración solar C , o concentración geométrica C_{geom} , describe la razón entre las área de captación A_c y la de recepción A_r Ec. 2.1 (Kaltschmitt et al. 2007).

$$C = C_{geom} = \frac{A_c}{A_r} \quad (2.1)$$

De la segunda ley de la termodinámica se demuestra que la concentración tiene un límite, este limite esta dado por la Ec. 2.2 y 2.3 (Kaltschmitt et al. 2007), en donde el máximo se obtiene al considerar el ángulo de aceptación θ_a del disco solar $\theta_a = \Delta_s = 4.65$ mrad, en tal caso se obtiene $C_{max} = 45,300$ y 213 para un sistema de concentración puntual y lineal, respectivamente.

$$C \leq C_{ideal} = \frac{1}{\sin^2 \theta_a} \quad \text{Foco puntual} \quad (2.2)$$

$$C \leq C_{ideal} = \frac{1}{\sin \theta_a} \quad \text{Foco lineal} \quad (2.3)$$

En la práctica el ángulo de aceptación del concentrador debe de ser mayor así que la concentración necesariamente se reduce (Kaltschmitt et al. 2007). Esto se debe a los errores de seguimiento, a las imperfecciones de los espejos y al incremento del cono solar por la dispersión de la atmósfera.

2.2.1. Tipos de Concentración Solar de Potencia (CSP)

Dependiendo de la temperatura del fluido de transferencia térmica (HTF) (Pavlović et al. 2012) podemos diferenciar entre conversión de energía térmica solar de:

- Baja temperatura, $T < 100^\circ\text{C}$
- Mediana temperatura, $100^\circ\text{C} < T < 400^\circ\text{C}$
- Alta temperatura, $400^\circ\text{C} < T < 4,000^\circ\text{C}$.

Una de las principales aplicaciones de los sistemas de concentración solar de alta temperatura es la CSP, y en la actualidad existen cuatro tecnologías básicamente, que se ilustran en la Fig. 2.2:

- **Canal parabólico.** Los sistemas de canal parabólico están compuestos de varios canales parabólicos interconectados linealmente, una turbina de vapor y un generador de electricidad. En el foco del reflector de cilindro parabólico se coloca un tubo de vidrio al vacío y dentro de este hay un tubo de absorción en donde circula un HTF, para obtener una mayor absorción el tubo es pintado de un espectro selectivo. La tecnología de canal parabólico es la tecnología más madura entre las tecnologías de CSP.
- **Torre central de potencia.** La tecnología de torre central, o Sistema de Receptor Central (CRS), esta compuesta por varios helióstatos, una torre con un receptor situado

en la parte superior en donde circula un HTF, y un generador de electricidad. Los helióstatos están compuestos regularmente de varios espejos planos que concentran la irradiación del Sol en el foco del receptor. Cada helióstato tiene su propio mecanismo de seguimiento solar. El receptor es un cerámico o metal estable a altas temperaturas y el HTF puede ser agua, sales fundidas, sodio líquido o aire.

- **Disco parabólico.** El sistema de disco parabólico esta compuesto de reflectores parabólicos en forma de disco, que tienen un motor *Stirling* en su foco y adaptado a este un generador de energía eléctrica. Las superficies de reflexión del disco parabólico es hecha de aluminio, plata, vidrio o plástico. Durante el día el disco sigue automáticamente al Sol y refleja la radiación solar hacia el motor Stirling, en el motor Stirling la radiación solar es concentrada convirtiéndola en energía mecánica la cual puede ser transformada por un generador a electricidad.
- **Reflectores Fresnel.** Las plantas de potencia térmica solares con reflectores Fresnel están compuestas de reflectores Fresnel planos o ligeramente curvos que durante el día siguen automáticamente al Sol y reflejan la radiación solar hacia un reflector cilíndrico de canal parabólico en cuyo foco esta un receptor en forma de un tubo largo con agua fluyendo a presión, la cual se evapora y mueve una turbina para generar energía eléctrica.

La tecnología de CSP tiene varias opciones de configuración: el arreglo del campo, los sistemas de seguimiento, el tipo de receptor, los HTF, la tecnología de almacenamiento y los sistemas de conversión de potencia. Como HTF, las sales fundidas son ampliamente usadas en plantas comerciales, también son usuales los aceites sintéticos y vapor saturado, el helio y el hidrógeno son usados en el disco Stirling. Para el sistema de almacenamiento térmico (sa) las sales fundidas es la tecnología actualmente probada, para tiempos largos, y almacenamiento de vapor para tiempos cortos. Los sistemas de conversión de potencia (ciclo termodinámicos) utilizados son actualmente el ciclo Rankine (CR), ciclo Brayton (CB) y ciclos combinados (CC) para las tecnologías de canal parabólico, torre central y Fresnel. La tecnología de disco parabólico utiliza el ciclo Stirling. La Tab 2.1 presenta una breve comparación entre las tecnologías de CSP, para cada tecnología la eficiencia general de todo el sistema varia con la localización, el clima y el día del año.

Todas las plantas de CSP tienen la capacidad de almacenar energía térmica en periodos de tiempo cortos y esta capacidad de almacenamiento permite una producción de electricidad constante eliminando las variaciones, periodos cortos, durante días nublados. Los campos solares son más grandes en relación a la capacidad eléctrica nominal para asegurar la producción de electricidad, como resultado los campos solares producen más energía térmica de la que puede ser utilizada por la turbina. En la ausencia de sistema de almacenamiento algunos concentradores deben de ser desenfocados, pero en plantas con sistema de almacenamiento se evita esta perdida de energía y permite extender la producción después del atardecer. El concepto de almacenamiento térmico es simple, a lo largo del día el exceso de energía térmica es desviada a un material de almacenamiento, e.g. sal fundida, y cuando se requiere, después de la puesta de Sol, esta energía térmica es enviada al sistema de potencia de la planta para

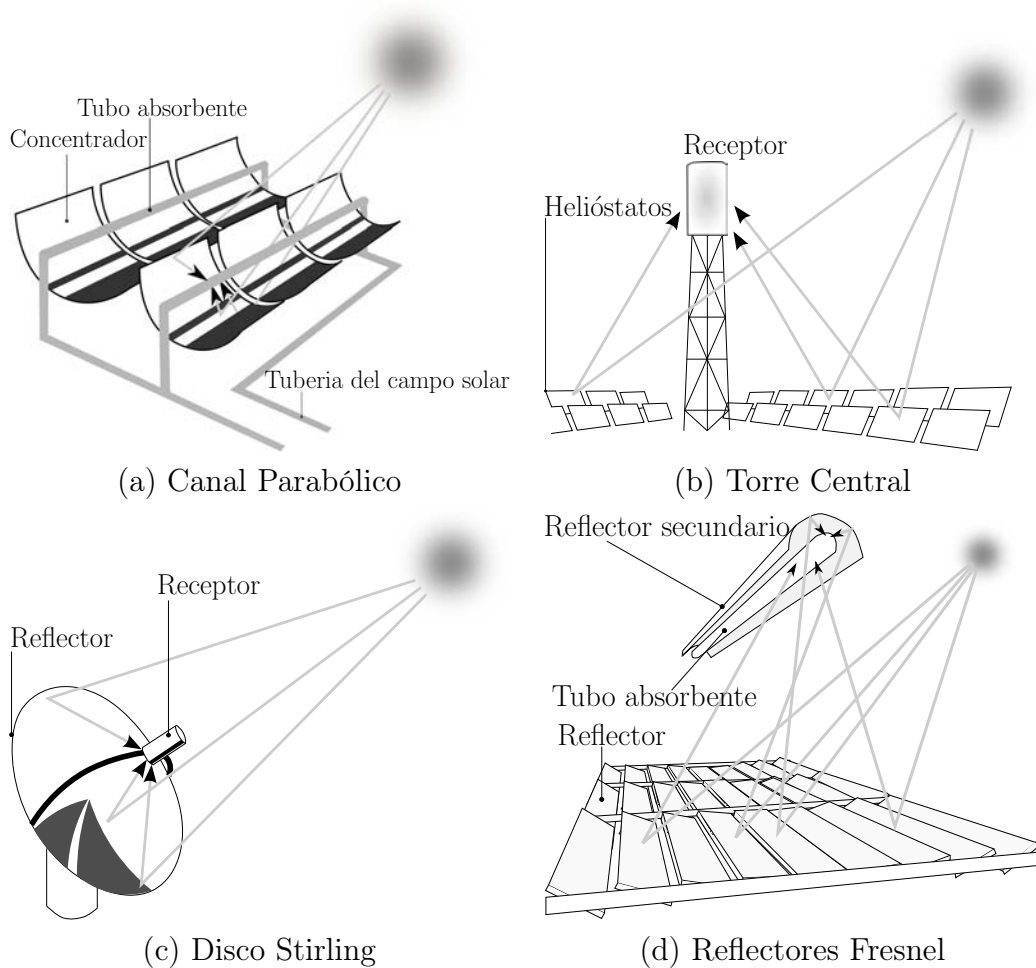


Figura 2.2: Tecnologías de Concentración Solar de Potencia (CSP).

continuar la producción de energía. Algunas plantas en España almacenan suficiente energía para producir electricidad a la capacidad nominal de la turbina (50 MWe) para más de siete horas adicionales (IEA 2010). Todas las plantas de CSP, con o sin almacenamiento, son equipadas con sistemas de respaldo de potencial que les ayudan a regular la producción y a garantizar la capacidad, especialmente en periodos pico. El combustible (e.g., combustible fósil, biogas) puede proveer energía al fluido de trabajo o al medio de almacenamiento, o directamente al bloque de potencia. En áreas donde la radiación solar directa G_b es menor a la ideal, el sistema de respaldo garantiza la producción de la planta.

La tecnología de CSP está creciendo más rápidamente que cualquier otra tecnología de energía renovable (Behar et al. 2013). En 2013 se operaban 2.13 GW, 2.477 GW están bajo construcción y 10.135 GW se habían anunciado, principalmente en EUA, España y China. Behar et al. (2013) indican que hay básicamente tres caminos para reducir costos: escalamiento, volumen de producción e innovaciones tecnológicas.

Tecnología CSP	Canal parabólico	Receptor central	Fresnel	Disco
Colectores solares	Foco lineal	Foco puntual	Foco lineal	Foco puntual
Ciclo de potencia	RC, CC	CR, CB, CC	CR	CR, CS
Relación de concentración	70–80	>1,000	>60	1,300
Inclinación, campo solar (%)	<1–2	<2–4	<4	10 o más
Temperatura de trabajo (°C)	Medio	Alto	Bajo	Mayor
Eficiencia actual (%)	15–16	16–17	08–10	20–25
Eficiencia pico de planta (%)	14–16	23–35	18	30
Capacidad típica (MW)	10–300	10–200	10–200	0.01–0.025
Factor de capacidad anual	25–28 sin sa, 29–43 con sa7h	55 con sa10h	22–24 sin sa	25–28 sin sa
Estatus de desarrollo	Comercial probada	Comercial	Piloto	Demostración
Riesgo de desarrollo de la tecnología	Bajo	Medio	Medio	Medio
Perspectiva de mejoras	Limitado	Muy significativo	Significativo	Prod. en masa
Eficiencias con mejoras	18	25–28	12	30
Crecimiento relativo después de las mejoras (%)	20	40–65	25	25

Tabla 2.1: Comparación de las cuatro tecnologías de CSP. Tomada de Behar et al. (2013).

2.3. Sistema de Receptor Central (CRS)

El desarrollo de las plantas de CRSs, también conocido como torre central, están diseñadas para usar grandes cantidades de radiación solar concentrada, en comparación con la tecnología de canal parabólico, y como el proceso de la planta trabaja a una temperatura mayor las eficiencias son mejores y el volumen de almacenamiento por unidad de energía puede ser reducido.

Su bajo impacto ambiental, sin emisiones de contaminantes asociadas a las tecnologías de generación convencional, es el mayor beneficio de las plantas de torre central. Existe apenas cierta contaminación en forma de ruido durante la operación. Incluso considerando el ciclo de vida de las emisiones de dióxido de carbono en la atmósfera durante la producción de los componentes de la planta, en el desmantelamiento e instalación de la planta de potencia se encontró que comparativamente el sistema térmico solar emitió solo 12 kg de dióxido de carbono por MWh, las plantas hidroeléctricas 14 kg/MWh, las turbinas eólicas 17 kg/MWh, y los sistemas fotovoltaicos 110 kg/MWh (Alexopoulos & Hoffschmidt 2013). Las plantas de CRSs tienen un balance ecológico muy bueno, todos los materiales usados son completamente reciclables y los materiales más usados como el acero y el vidrio están disponibles en el mundo. Behar et al. (2013) resumen las ventajas que ofrece la tecnología de CRS como:

- Temperatura de trabajo alta (hasta 1,000°C), y una alta eficiencia en el sistema de conversión de potencia
- Fácil integración en plantas de combustibles fósiles, para operaciones híbridas en una amplia variedad de opciones y tiene el potencial para generar energía eléctrica con altos factores de capacidad anual (0.40–0.80) a través del uso de almacenamiento térmico
- Gran potencial para la reducción de costos y mejoras de eficiencia (40–65%).

Los sistemas típicos de CRSs consiste en tres principales subsistemas: el campo de heliostatos, el receptor y el sistema de conversión de potencia.

- El *campo de heliostatos* consiste en un gran número de espejo computarizados para seguir al Sol de forma individual en dos ejes y reflejar la radiación solar al receptor localizado en lo alto de la torre
- El *receptor* absorbe la radiación solar reflejada por los heliostatos y lo convierte en energía térmica a alta temperatura
- El *sistema de conversión de potencia* es usado para convertir la energía térmica en eléctrica de la misma forma que las plantas convencionales de potencia.

El **campo de heliostatos** consiste de un gran número de espejos con seguimiento llamados heliostatos (de *helios*, palabra griega para sol, y *stat* como en *stationary*), los cuales son usado para mantener la imagen del Sol estacionario en un receptor elevado absorbiendo de manera continua (Hildebrandt et al. 1977). Cada heliostato se coloca sobre una montura de seguimiento de dos ejes, los cuales deben de ser espaciados de tal forma que se evite sombreado excesivo de uno con otro o bloqueo de la radiación reflejada en la operación diaria y anual. El campo de heliostatos es el que provee la energía térmica al receptor, ya que cientos o miles de heliostatos con una gran área reflejan la imagen del Sol en una área relativamente pequeña comparativamente, alcanzando una gran concentración de luz. El funcionamiento del campo de heliostatos está en función de la eficiencia óptica: el efecto coseno, el efecto de sombreado, el efecto de bloqueo, la reflectividad del espejo, la atenuación de la atmósfera, y el desbordamiento en el receptor son los principales factores que afectan la eficiencia óptica del heliostato (Behar et al. 2013). El campo de heliostatos es el subsistema principal y su eficiencia óptica tienen un impacto significativo en el funcionamiento de la planta; representando cerca del 50 % del total del costo (Hildebrandt et al. 1977) y pérdidas de energía anuales de alrededor del 47 % (Behar et al. 2013).

El **receptor** solar esta localizado en la torre cerca del centro del campo de heliostatos, y la energía reflejada del Sol es interceptada por el receptor y absorbida como energía térmica en su superficie, el receptor solar es un intercambiador de calor el cual está compuesto de material que resiste grandes cambios de temperatura y una alta densidad de energía, como cerámicos y aleaciones de metales, además debe de tener una gran conductividad térmica y una gran absorción. Agua a presión, u otro HTF circula a través del intercambiador de calor (receptor) para generar vapor o transportar la energía térmica a un generador de vapor. Los fluidos que han sido utilizados en el receptor han sido sodio líquido, vapor saturado o sobrecalentado, sales fundidas y aire (Romero et al. 2002). Existen diferentes criterios de clasificación para los receptores solares, dependiendo de la configuración geométrica y de los materiales de absorción usados para transferir la energía a el HTF. Los receptores pueden ser de *absorción directa*, *tubular*, de *cavidad* y de *aire*. Existen dos tipos de receptor de aire, el *volumétrico abierto* y el *volumétrico presurizado* (Alexopoulos & Hoffschmidt 2013).

El **almacenamiento** de calor es una opción para lidiar con la falta de luz solar a lo largo del año. Es necesario incluir un sistema de almacenamiento debido a la variación temporal

de la irradiación solar en la superficie de la Tierra (e.g., día y noche, cambios de estación y el clima). Usando unidades de almacenamiento se incrementa la seguridad y suministro permanente de energía. El concepto de almacenamiento es simple: a lo largo del día el exceso de energía térmica generada es almacenada en un material de almacenamiento. Las clases de almacenamiento térmico actual para CRS pueden ser sistemas de almacenamiento de calor sensible, sistemas de almacenamiento de calor latente, almacenamiento de vapor, y sistemas de almacenamiento termoquímico (Alexopoulos & Hoffschmidt 2013).

La principal aplicación de los CRS es la producción de electricidad, razón por la cual la energía térmica recolectada en el receptor sirve para alimentar un generador de vapor, el vapor generado se expande posteriormente en una turbina para generar energía eléctrica. Los ciclos térmicos de las plantas de potencias aplicados a las CRS están basados en componentes comerciales de plantas de potencia convencionales.

2.3.1. Experiencia en Sistemas de Recepción Central (CRS)

Entre 1980 y 1990, se construyeron y operaron una serie de instalaciones piloto y de prueba como lo resume la Tab. 2.2. Estas instalaciones proveyeron experiencia con varios tipos de helióstatos y varios HTF, incluyendo aceite, vapor de agua, sales fundidas, y sodio. Muchas de las cuales empleaban pequeñas unidades de almacenamiento y fueron equipadas para generar electricidad, aunque no comercialmente. Se generó gran experiencia de estas instalaciones en el sistemas de control, helióstatos, bombas, válvulas, receptores y HTF (Vant-Hull 2012).

	Potencia eléctrica neta	Área total de reflexión	Fluido de transferencia	Capacidad de almacenamiento efectiva	Periodo de servicio
Eurelios (Italia)	1 MW	6,216 m ²	Agua/vapor	0.5 MWh _e	1980–1984
Sunshine (Japón)	1 MW	12,912 m ²	Agua/vapor	3.0 MWh _e	1981–1984
IEA CRS (España)	0.5 MW	3,655 m ²	Sodio	1.0 MWh _e	1981–1985
Solar One (EUA)	10 MW	71,447 m ²	Agua/vapor	28 MWh _e	1982–1988
Solar Two (EUA)	10 MW	81,344 m ²	Sales fundidas	107 MWh _{th}	1996–1999
CESA-1 (España)	1.2 MW	11,880 m ²	Agua/vapor	3.5 MWh _e	1983–1984
Themis (Francia)	2.5 MW	10,794 m ²	Sales fundidas	12.5 MWh _e	1983–1986
MSEE (EUA)	0.75 MW	7,845 m ²	Sales fundidas	2.5 MWh _e	1984–1985
SES-5 (URSS)	5 MW	40,584 m ²	Agua/vapor	1.5 MWh _e	1985–1988
Weizmann (Israel)	0.5 MW	3,472 m ²	Concepto Beam-down		1988–hoy

Tabla 2.2: Resumen de Instalaciones de investigación en CRS conectadas a la red y plantas de demostración construidas en los pasados 20 años. Tomada de Luzzi & Lovegrove (2004).

Solar One (1981) y *Solar Two* (1995) fueron las primeras plantas de CRS construidas en el Desierto de Mojave en California, EUA (Barlev et al. 2011). A *Solar One* se le considera una planta de primera generación mientras que a *Solar Two* de segunda, la principal diferencia es la elección del HTF; en los sistemas de segunda generación las sales de nitrato fundidas son usadas en lugar de agua/vapor. El uso de sales ofrece numerosas ventajas incluyendo receptores y sistemas de almacenamiento más eficientes y simples (Kolb 1989).

Plantas experimentales

Solar One fue la planta piloto que demuestra la factibilidad de las plantas de potencia de receptor central, diseñada a finales de los 70, es considerada una planta de primera generación. Entro en funcionamiento el 12 de abril de 1982⁴, con una potencia nominal de 10 MW_e (Bradshaw et al. 2002). Solar One consistía de un campo de colectores, incluyendo los heliostatos y componentes de soporte, un receptor, almacenamiento térmico, un sistema de control de la planta y el sistema de generación, Fig. 2.3.

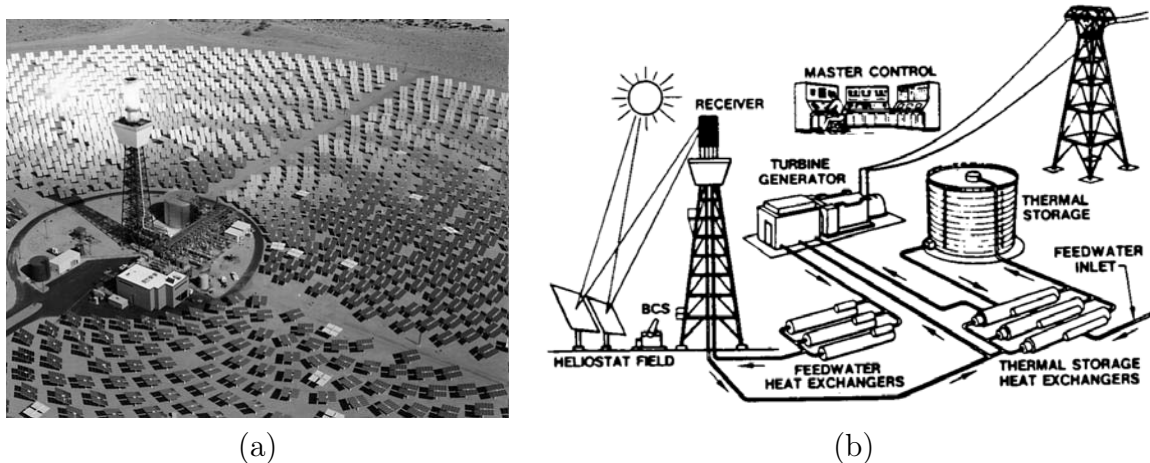


Figura 2.3: Planta piloto Solar One. Tomada de DOE (1993) y Kolb (1989).

Su sistema de colectores es un campo de 1,818 heliostatos (40 m² c/u) posicionados 360 grados alrededor de la torre, cada heliostato compuesto de 12 espejos cóncavos ligeros que pueden ser controlados individualmente en azimut y elevación. El sistema de receptor usa la luz reflejada para calentar el agua directamente, creando vapor sobrecalentado, el cual provee a la turbina o al sistema de almacenamiento térmico. El sistema de almacenamiento térmico almacena el calor generado en un tanque lleno de rocas y arena, usando aceite térmico como el medio HTF. Este sistema permite extender la capacidad de generación de la planta en las noches o durante los días nublados. Su sistema de control consiste de varias computadoras responsables del monitoreo y control de los sistemas individuales de la planta, así como de la operación de los colectores y almacenamiento. La mayoría de las funciones de la planta son completamente automáticas. El sistema de generación de potencia consiste de una turbina-generador *General Electric* con una potencia de 12.5 MW. La turbina admite vapor de alta-presión desde el receptor y de baja presión desde el almacenamiento térmico (Kolb 1989).

La Planta *Solar Two*⁵ demuestra el potencial de las sales fundidas en la tecnología de torre central a escala comercial. La principal diferencia entre *Solar One* y *Solar Two* es el HTF

⁴La planta opero de 1982 hasta 1998

⁵Es un reequipamiento de la planta *Solar One*, en donde se realizaron pequeñas modificaciones para utilizar sales fundidas como fluido de transferencia de calor, operando de 1996 a 1999.

en el receptor. En el sistema de sal fundida, la sal fría está a $290\text{ }^{\circ}\text{C}$ la cual es bombeada desde un tanque frío a través del intercambiador de calor (el receptor) en donde eleva su temperatura a $565\text{ }^{\circ}\text{C}$, generando 12.8 MW_e brutos (Bradshaw et al. 2002). Un esquema de la planta se muestra en la Fig. 2.4.

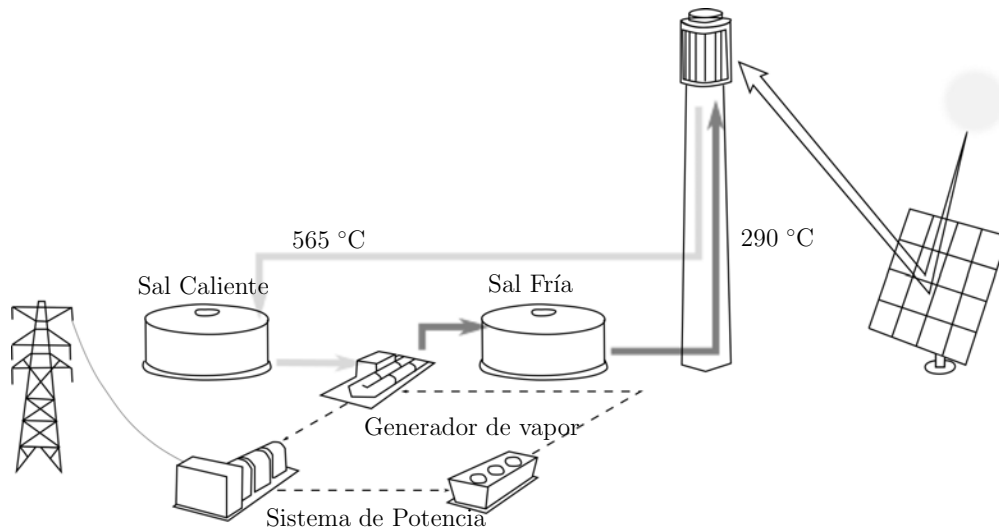


Figura 2.4: Esquema de la planta *Solar Two*. Adaptada de Bradshaw et al. (2002).

El periodo de 1990 a 2005 fue un periodo difícil para la energía solar en general. Durante este periodo se hicieron progresos en el diseño de heliostatos, reduciendo el costo y aumentando su funcionamiento. Adicionalmente los revestimientos para el receptor fueron mejorados, se comenzó a trabajar especialmente en el desarrollo de sales fundidas con bajos puntos de congelamiento y altas temperaturas de trabajo. A partir de 1979 fue aumentando la conciencia en temas como calentamiento global, crisis del petróleo y las limitaciones de reservas de combustibles fósiles, y el tema en general de los efectos incosteables de la contaminación de los combustibles fósiles. Como consecuencia, cerca del 2000, varias organizaciones renovaron esfuerzos para implementar plantas de CRS (Vant-Hull 2012).

Plantas comerciales

El 2005 marco un cambio en las actividades de CRS y el inicio del periodo contemporáneo de la expansión de la industria, para el 2010 había cinco o más compañías activamente comprometidas con el desarrollo de grandes proyectos de CRSs a escala comercial: Abengoa Solar en España (y un proyecto de 50 MW_e en Sudáfrica), eSolar en los EUA y en la India, Sener-Torresol Energy en España, BrightSource (LuzII) en los EUA (e Israel), y Solar Reserve en los EUA. Cada una tiene diferentes enfoques para comercializar, considerando varios conceptos de heliostatos, diseños de receptor, fluido de trabajo, metodología de almacenamiento, configuración del campo, y tamaño de planta. Cada una de ellas tiene una planta de torre central comercial en operación o construcción (Vant-Hull 2012).

Abengoa Solar fue la primera en construir y operar una planta comercial, la *PS10* (2006). La planta solar PS10 fue la primera planta comercial en Europa, y está localizada en Sanlúcar la Mayor, al Sur de España. Inaugurada el 30 de marzo de 2007 tiene una potencia instalada de 11 MW y genera 23 GWh al año. La PS10 tiene un campo de helióstatos de 624 (120 m² c/u) con una superficie curva movable que concentran la energía en un receptor ubicado a 100 m en la torre. El receptor produce vapor saturado a 40 bar y 250 °C. Durante la operación, a plena carga, parte del vapor producido por el receptor es empleado para cargar el sistema de almacenamiento térmico. Cuando se requiere cubrir un periodo de transición la energía es recuperada del agua saturada a 20 bar para trabajar la turbina a 50 % (Finat & Liberali 2007).

La PS10 fue seguida por la *PS20* que también se localiza en Sanlúcar, instalada en 2009. Tiene una capacidad de 20 MW y produce suficiente energía para suministrar a 10,000 hogares. El campo solar tiene una área de apertura de 150,000 m² y una capacidad de generar mas de 40 GWh de energía al año. La PS20 tiene un campo solar de 1,255 helióstatos (120 m² c/u) con un receptor ubicado a 165 m de altura sobre la torre. Su capacidad de almacenamiento es de 1 hora (Alexopoulos & Hoffschmidt 2013).

Sierra Sun Tower es una planta comercial de torre central instalada en 2009 en Lancaster, EUA. Con una capacidad de 5 MW_e suministra energía a 4,000 hogares. El campo es de 24,360 espejos reflejantes, cada pequeño helióstato tiene un área de apertura de 1.14 m². Produce vapor de forma directa en el receptor a 440 °C y 60 bar (Pavlović et al. 2012). El concepto comercial de eSolar en esta planta es de modulos de producción de 50 MW_t.

Construida por Torresol Energy, la planta *Gemasolar* es la primera planta a escala comercial en el mundo que utiliza sales fundidas como HTF y almacenamiento, se localiza en Andalucía, España y la producción de electricidad anual neta esperada es de 110 GWh. La capacidad de la planta es de 17 MW_e que pueden suministrar energía a 25,000 hogares (Alexopoulos & Hoffschmidt 2013). Cuenta con 2,480 helióstatos (115.7 m² c/u), y un receptor cilíndrico el cual fue diseñado para minimizar esfuerzos térmicos y resistir agrietamientos debidos a la corrosión por esfuerzos intergranulares. Su sistema de almacenamiento térmico es robusto (15 h, 647 MW_h, 6250 t_{sal}). El gran campo de helióstatos y el sistema de almacenamiento la hacen capaz de operar las 24 h/día durante el verano (Ortega et al. 2008).

La compañía de los EUA, BightSource, recientemente construyo la planta solar *Ivanpack Solar Electric Generating Station* (ISEGS) localizada en California, tiene una turbina con capacidad bruta de 392 MW_e, con un campo de helióstatos de 214,000 (14.08 m² c/u) y agua/vapor como HTF. El vapor sobrecalentado es dirigido a una turbina convencional o a un intercambiador de calor para producir sal a alta temperatura y almacenarla en un sistema de dos tanques.

SolarReserve obtuvo una licencia del *know-how* que Rocketdyne ha desarrollado en la construcción de receptores de sales fundidas, unidades de almacenamiento térmico, y generadores de vapor de Solar Two. A partir de lo cual construyo la planta Crescent Dunes (EUA) de 110 MW_e que usa sales fundidas.

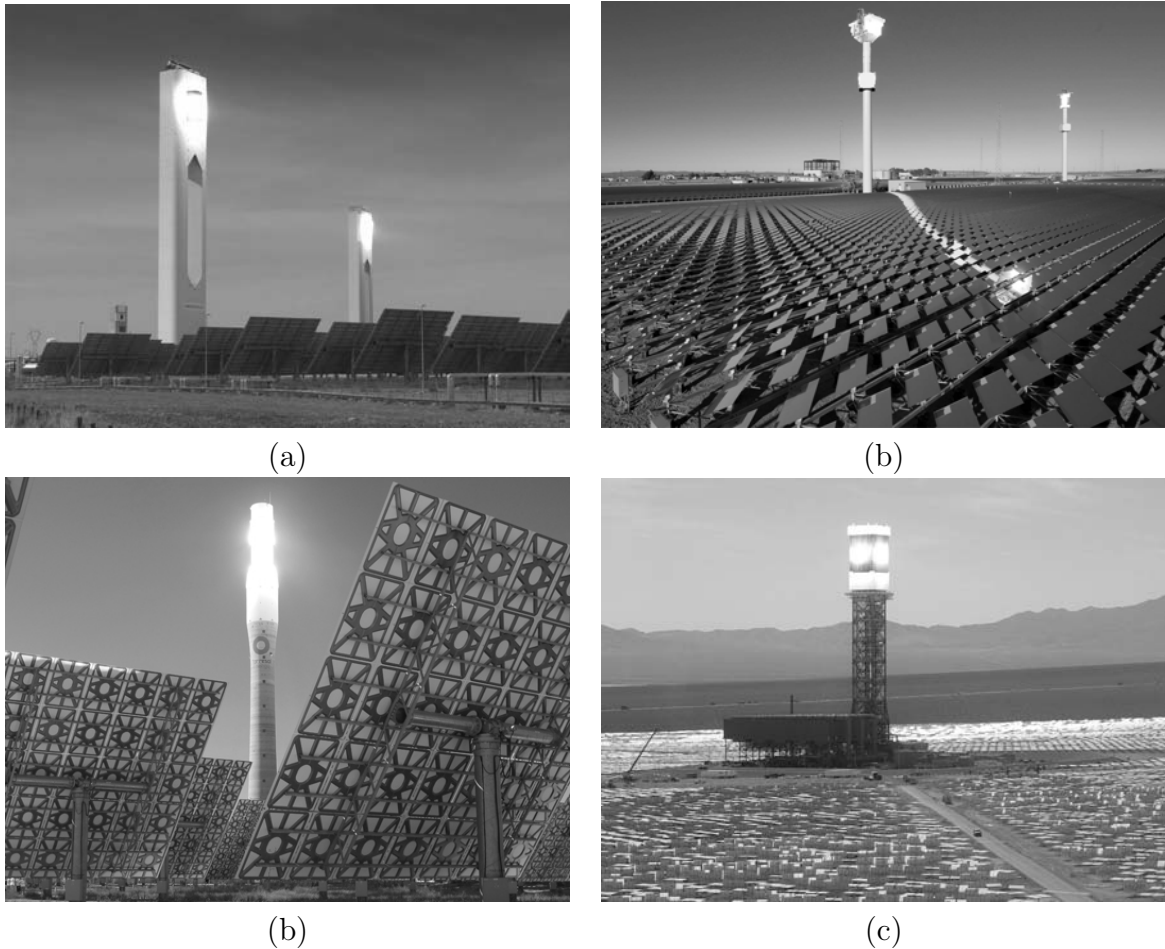


Figura 2.5: Las plantas comerciales de CRS: (a) PS10 y PS20, (b) Sierra Sun Tower, (c) Gemasolar y (d) Ivanpah. Tomada de eSolar (2014), Investments (2014) y BrightSource Energy (2014).

2.3.2. Campo de helióstatos

El funcionamiento de CRS depende fuertemente de la eficiencia del campo solar, lo que está relacionado al diseño de helióstatos, el acomodo del campo, el sistema de seguimiento y el sistema de control. Los helióstatos son uno de los aspectos económicos cruciales de esta tecnología, ya que son los componentes más costosos de las plantas CRSs, del 30–40 % de la inversión de capital (Ortega et al. 2008), de la cual el 40–50 % está asociado al costo del sistema de seguimiento (engranes, motores, etc). Por lo que es importante reducir el costo de los helióstatos tan bajo como sea posible para mejorar la viabilidad de la planta CRS.

El desarrollo de helióstatos inició en 1975 cuando cuatro industrias fueron financiadas para un estudio del diseño completo de la primera generación de helióstatos. De este estudio y de una segunda generación se eligió el diseño de “helióstatos montados en pedestal” que mostraba tener una ventaja en precio sobre los otros y el cual fue seleccionado para la planta

	Abengoa SA		eSolar	TorreSol	BrinhtSource Industry	SolarReserve
	<i>PS10</i> (España)	<i>PS20</i> (España)	<i>Sierra Sun Tower</i> (EUA)	<i>Gemasolar</i> (España)	<i>Ivanpah</i> (EUA)	<i>Crescent Dunes</i> (EUA)
Potencia neta MWe	10	20	5 piloto	19.9	3×130	110
Potencia térmica MW _t	55	*110	2×10	*220	3×3,000	565
Irradiancia W/m ²	*800	*800	900	*800		950
Área de reflexión m ²	75,216	*150,000	2×13,600	304,750	3×900,000	1,081,000
Altura del objetivo m	100	140	65	130	130	180
Receptor	Cilíndrico de cavidad	Cilíndrico de cavidad	Cavidad externo	Cilíndrico externo	Panel externo	Cilíndrico externo
HTF	Vapor saturado	Vapor Saturado	Vapor sobrecalentado	Sales fundidas	Vapor sobrecalentado y recalentado	Sales fundidas
Capacidad de almacenamiento	50 min @ 50	1 hora	No	278 MW _{he}	No	3,000 MW _{ht}
Inicio de operaciones	2006	2009	2010	2011	2013	2013

Tabla 2.3: Plantas comerciales de Sistema de Receptor Central (CRS). Tomada de Vant-Hull (2012).

piloto Solar One en 1982, posteriormente McDonnell Douglas continuo optimizando el diseño y encontró que la mejor forma de optimizar era incrementando el tamaño del heliostato a 100 m². Para reducir el costo aun más, *Sandia* propuso un diseño más grande de 150 m², la Fig. 2.6 muestra esta evolución. En general un heliostato grande mejora su costo-beneficio debido a los componentes (Kolb et al. 2007).

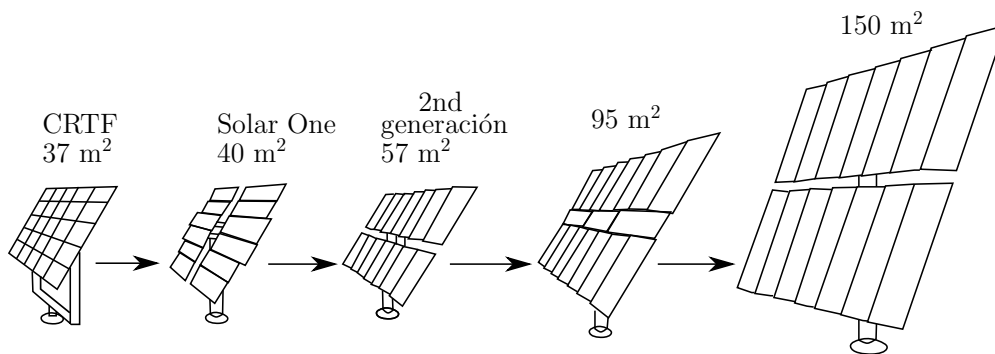


Figura 2.6: Evolución de reducción de costos. Tomada de Kolb et al. (2007).

En 1980 la visión de construir heliostatos grandes para lograr menores precio por metro cuadrado fue reafirmado por un análisis realizado por Sandia. Algunas organizaciones predicen que los heliostatos pequeños (10–20 m²) pueden ser muy baratos, sin embargo, estas organizaciones usan generalmente heliostatos con muy alta concentración. Estos sistemas

requieren tamaños de luz pequeños los cuales pueden ser más fácilmente alcanzados con helióstatos pequeños (Kolb et al. 2007).

El diseño de helióstatos clásico está dominado por espejos, como superficie reflectora, posicionados en estructuras de acero y sistemas de seguimiento que garanticen alta precisión bajo cargas de viento y situaciones de esfuerzos térmicos. La Fig. 2.7 muestra las partes típicas de un helióstato.



Figura 2.7: Componentes de un helióstato, CEToC.

Los helióstatos grandes son frecuentemente divididos en secciones de espejos llamadas *facetas*. Cada faceta está desplazada relativamente respecto a las otras, de tal forma que los rayos del Sol reflejados por éstas se direccionen al receptor. Un enfoque perfecto da como resultado el tamaño de una imagen mínima. El canteo perfecto se aproxima al enfoque perfecto reduciendo el tamaño de espejo en facetas. La curvatura o desplazamiento requerido para el enfoque o canteo es dependiente del tiempo, ya que éste depende del ángulo entre el helióstato, el Sol y el receptor. Para la mayoría de los diseños de los helióstatos la curvatura no puede variar, y los helióstatos tendrán un enfoque o canteo perfecto solo para una o dos veces al año cuando el Sol está en la posición correcta, para todos los demás el helióstato producirá “aberraciones fuera de eje” de la imagen: distorsiones de la imagen real debido a la operación cuando el Sol no está en la posición de diseño para que el helióstato sea perfectamente enfocado (Alexopoulos & Hoffschmidt 2013), Fig. 2.8.

El área de los espejos reflectores varía de 1 a 150 m². La ventaja de tener helióstatos grandes es que mientras menos helióstatos son instalados, pocos motores de paso son requeridos y pocas unidades requieren mantenimiento. La desventaja sin embargo es que la instalación y el mantenimiento es más difícil en grandes helióstatos, como el remplazo de actuadores o espejos grandes (Alexopoulos & Hoffschmidt 2013). Como se ha mencionado con anterioridad el costo del campo es cerca de la mitad del costo de los componentes solares de la planta, es por ello que se hace un esfuerzo muy grande para que tengan una calidad óptica buena, gran confiabilidad, una larga vida y costos específicos bajos (Kaltschmitt et al. 2007).

El diseño del acomodo de los helióstatos en el campo es un tema complejo. La decisión respecto a la mejor posición para la localización de los helióstatos relativa al receptor y que tan alto se debe de colocar el receptor por arriba del campo constituye un problema

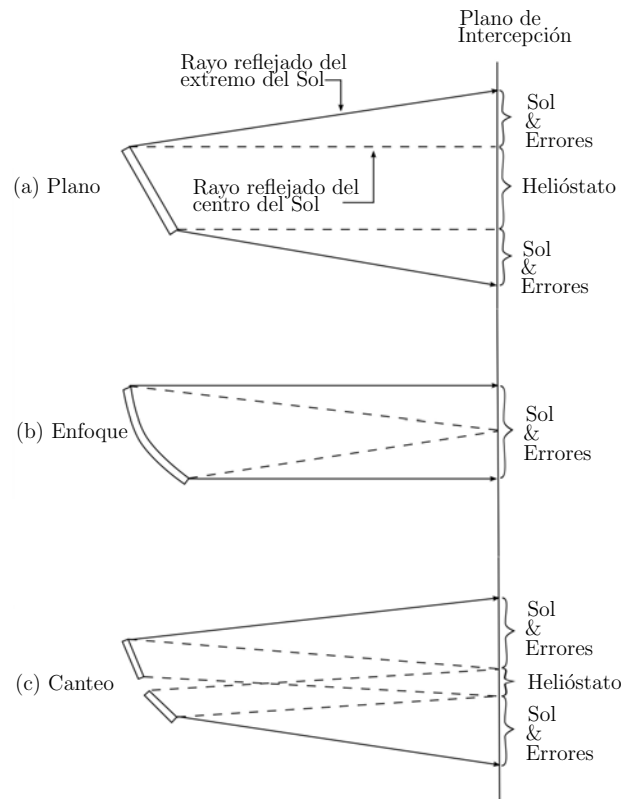


Figura 2.8: Esquema de un heliostato (a) plano, (b) enfoque y (c) canteo. Adaptada de Kistler (1986).

de múltiples fases, en donde el costo y la minimización de mecanismos, para los heliostatos, tienen una gran cantidad de variables, lo que se resuelve por procesos interactivos. La Fig. 2.9 muestra varias posiciones del acomodo del campo básicas de acuerdo a la localización de la planta de potencia. En la del *Hemisferio Norte*, la posición del Sol está en el Sur de la planta y el campo debe de ser colocado al norte de la torre. En el *Hemisferio Sur* es de manera opuesta.

Cerca del ecuador, donde el Sol pasa justo por encima, se puede usar un *Campo Circundante* en combinación con un receptor abierto. En un sistema con concentrador secundario se debería usar un *Campo elíptico* (Alexopoulos & Hoffschmidt 2013).

Al elegir un campo de heliostatos existen muchos tipos de pérdidas que hay que considerar. No solo están las pérdidas ópticas, las pérdidas por coseno y las pérdidas debidas al sombreado, bloqueo, derrame, y atenuación atmosférica, también existen consideraciones técnicas, como la reflectividad del espejo, defectos de superficie en los espejos, precisión del seguimiento, carga de viento, y oscilaciones de la torre (debido a la carga de viento), así como la relación de falla de los heliostatos. La normal de la superficie de los espejos de los heliostatos prácticamente nunca están de frente al Sol, excepto en los días del año cuando en el medio día solar la posición solar está detrás del receptor (en ese caso particular el heliostato debería ser sombreado por

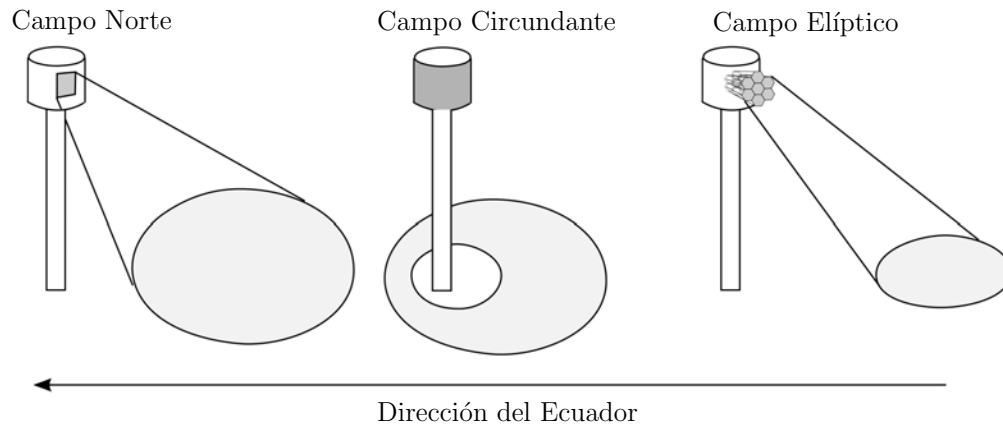


Figura 2.9: Diseño del campo de helióstatos dependiendo de la localización. Adaptada de Alexopoulos & Hoffschmidt (2013).

la sombra de la torre). Durante el curso de cualquier día la orientación de los ángulos cenit y azimut del helióstato están cambiando cada pocos segundos para garantizar el seguimiento de la trayectoria del Sol. Así que, matemáticamente, el área efectiva del espejo es menos que la área real del espejo. La reducción del área de espejo efectiva es proporcional al coseno del ángulo de incidencia. Las pérdidas por el efecto coseno son las pérdidas más significativas del campo de los helióstatos (Alexopoulos & Hoffschmidt 2013).

El efecto de bloqueo ocurre para cualquier helióstato que tiene un vecino en frente o a los lados frontales. El bloqueo significa que el helióstato no puede reflejar una porción de rayos de luz al receptor por que el helióstato de enfrente bloquea parte de estos, es decir, que una parte trasera del helióstato es iluminado. Cuando el ángulo de elevación del Sol es pequeño y además un helióstato se encuentra lejos de la torre, es cuando ocurre el mayor bloqueo.

El sombreado es similar al bloqueo excepto que aquí los rayos de luz, inciden en la superficie del espejo, proyectando una sombra sobre el helióstato detrás o hacia los lados posteriores.

Otras pérdidas son debidas al desbordamiento y la atenuación atmosférica. El desbordamiento es la porción de radiación reflejada por los helióstatos que cae fuera de la superficie del receptor, y depende de factores como la calidad del espejo y la precisión del seguimiento. La atenuación atmosférica es debida a la dispersión de la radiación reflejada por el aire que va desde el helióstato hacia el receptor, la cual depende de la distancia de helióstato al receptor.

2.4. Canteo

Aunque cada helióstato pueda ser pensado para tener un espejo, la mayoría de los helióstatos están compuestos de una serie de facetas de pequeños espejos (Figs. 2.7 y 2.8). Alinear una faceta consiste en orientarla apropiadamente (canteo), si la faceta puede ser alterada, la alineación también consiste en introducir la curvatura apropiada en el espejo (enfoco), para obtener un foco optimizado en el receptor. Se sabe que el canteo de helióstatos tienen una influencia significativa en el funcionamiento anual del campo de helióstatos (Buck & Teufel

2009) por lo que es necesario desarrollar un método rápido, barato y preciso que facilite la instalación y operación del concentrador.

Un helióstato es típicamente un *concentrador fuera de eje*, es decir, que los rayos reflejados del concentrador inciden de manera no paralela al eje óptico del sistema y donde su distancia focal se ajusta a diferentes situaciones (Fig. 2.10). Existen dos distancias focales importantes que caracterizan este comportamiento, la *distancia focal tangencial* (f_t) y la *distancia focal sagital* (f_s). Estas dos distancias definen el tamaño de la región focal, que varía a lo largo del día y del año de acuerdo a las Ec. 2.4 y 2.5, respectivamente, en donde f_0 es la distancia focal y el ángulo θ esta formado por el vector solar \hat{s} y el eje óptico.

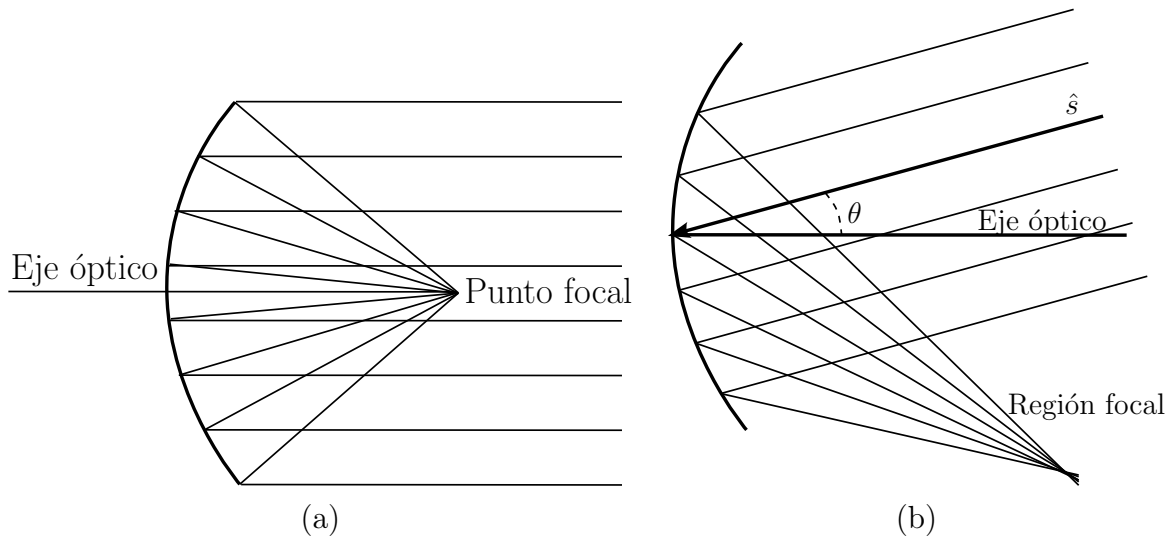


Figura 2.10: (a) Concentración en eje y (b) concentración fuera de eje.

$$f_t = f_0 \cos(\theta) \quad (2.4)$$

$$f_s = \frac{f_0}{\cos(\theta)} \quad (2.5)$$

Las facetas de un helióstato se *cantean* para producir concentración. Además las facetas mismas a veces se deforman para aumentar la concentración. Diver, en 1995, propone requerimientos específicos para el método de alineación de facetas (Ren et al. 2014), los cuales incluyen los siguientes requerimientos:

- El método debe ser fácil de montar e implementar
- El método tiene requerimientos mínimos en hardware sofisticado
- El método permite el acceso a las facetas para el ajuste sin necesidad de quitar el receptor y sin requerir ausencia de luz solar.

Muchos métodos han sido presentados y aplicados en los pasados 30 años. Estos se pueden dividir en tres clases principales basadas en las características de alineación.

- Alineación con el sol
- Alineación mecánica, usando inclinómetros u otro instrumento de medición
- Alineación óptica, basado en procesamiento de imágenes y técnicas fotográficas.

2.4.1. Método de alineación con el Sol

El método de alineación con el Sol fue ampliamente usado en sistemas de CRS en los primeros años de desarrollo. En este método se asume que la posición del Sol prácticamente no cambia durante el proceso de alineación. Consisten en reflejar la radiación solar con el helióstato hacia una pantalla de observación (blanco Lambertiano) y se van ajustando manualmente cada una de las facetas hasta conseguir formar una imagen lo más pequeña posible, mediante la superposición de las imágenes de cada faceta. El proceso se debe hacer un tiempo corto, o en varios días consecutivos a la misma hora para que la posición solar no cambie mucho durante el mismo. La faceta central se alinea primero, y luego las facetas restantes son alineadas secuencialmente. Uno puede evaluar el desplazamiento de la posición de cualquier faceta comparando el *spot* observado en el receptor con el ideal. En 1970s la National Solar Thermal Test Facility (NSTTF) comenzó a usar este método para alinear los helióstatos.

Para la implementación de esta técnica no es necesario conocer la forma de la superficie del concentrador. La alineación es fácil y relativamente barata. Sin embargo, esta técnica solo puede usarse en sistema de CRS instalados y sólo en periodos despejados. Por otra parte, cuando la faceta se elige e inicia su alineación, las facetas restantes ya enfocadas deben ser cubiertas para prevenir que sus *spots* dificulten el ajuste de la faceta de interés. Aunque este método es cuantitativamente simple, toma más tiempo y requiere más mano de obra además de ser menos preciso que otras alternativas (Chavez et al. 2012).

2.4.2. Método de alineación mecánico

Los helióstatos son los concentradores de los CRS que tienen las distancias focales más largas. Usualmente consisten de arreglos rectangulares de facetas las cuales pueden tener pequeñas curvatura. Las facetas del espejo pueden ser generalmente consideradas como una superficie plana, en cuyo caso los helióstatos pueden ser alineados en la fabrica empleando un método mecánico. Para lo cual es necesario conocer la posición del helióstato respecto a la torre para determinar el ángulo de canteo de cada faceta.

Una serie de *bloques* son usados para ajustar la posición ideal de cada faceta, la precisión depende del proceso de manufactura de los bloques. Para el proceso de alineación el helióstato es posicionado en forma horizontal, y el plano de referencia es definido por el usuario. El método de alineación con bloques requiere un gran número de estos debido a que se requiere un juego por cada helióstato, o por cada serie de helióstatos a la misma distancia de la torre. Una mejora utilizada por la NSTTF es el llamado *método del inclinómetro*, el cual sustituye los bloques por el uso de un inclinómetro, con una precisión de hasta 1.5 mrad, mayor que el uso de bloques (Ren et al. 2014).

2.4.3. Método de alineación óptico

El método de alineación óptico, Chavez et al. (2012) y Ren et al. (2014), se basa en el uso de láser, cámaras y de patrones principalmente:

- **Láser.** El método de *scanning prism laser projection* puede obtener la desviación de la faceta en términos de dos ángulos, consiste de un láser, un divisor del haz, prismas y un detector de posición (PSD). El canteo de la faceta puede ajustarse de acuerdo a la salida obtenida por el PSD. Los ángulos de inclinación de todas las facetas pueden calcularse en relación a la faceta central.
 - **Retro-reflexión de cámara.** Este método es una alineación en eje y la forma de la superficie del heliostato debe de ser una aproximación parabólica. Cuando la cámara es posicionada en la posición focal del heliostato, por encima del receptor, la cámara “ve” su imagen reflejada en la faceta central. La dirección del vector normal de la faceta central puede alinearse para que coincida con el eje óptico de la cámara. Esta posición del heliostato es considerada como la posición de referencia. La dirección normal teórica de otra faceta puede calcularse a partir de la posición de referencia y el heliostato se ajusta en azimut y elevación hasta que la dirección normal de la faceta seleccionada se ajusta al centro de la cámara.
 - **Fotogrametría.** El procedimiento de la fotogrametría es una herramienta de análisis cuantitativo para determinar la forma de la superficie del concentrador solar a través de fotografías. En este método, un número de marcas son colocadas en la superficie del concentrador solar y luego dos o más cámaras son usadas para tomar fotografías del concentrador desde diferentes ángulos. Ya que la posición relativa de esas imágenes están asociadas a una marca correspondiente en la superficie del concentrador, se puede calcular la coordenada de esta marca basado en el principio de colinealidad a partir de lo cual se obtiene la forma de la superficie del concentrador. Mientras que fotogrametría convencional puede ser usada para medir la forma de la superficie del concentrador, los ángulos de canteo no pueden ser medidos por este método directamente. En 2008 Marc Röger (Ren et al. 2014) propone un nuevo método de fotogrametría basado en la detección de las esquinas de los heliostatos, los cuales normalmente tienen una estructura regular, en la cual el vector normal de la faceta puede calcularse a partir de las cuatro esquinas de la faceta, por lo que solo se necesitan determinar las coordenadas de las esquinas al combinar varias técnicas de procesamiento de imágenes. El proceso de alineación se lleva a cabo en cuatro pasos: adquisición de imágenes, procesamiento de imágenes, cálculo del vector normal y alineación.
 - **Reflexión de franjas o Deflectometría.** La deflectometría es una técnica de medición óptica originada en la industria automotriz y es virtualmente idéntica a la técnica de reflexión de franjas. En esta técnica un patrón de franjas es proyectado sobre una pantalla la cual es reflejada por un espejo y finalmente la imagen reflejada es tomada por una cámara digital. La distorsión de la superficie del espejo es calculada basándose en
-

la distorsión de las franjas de la imagen. *Horneber* ha desarrollado una técnica adicional estableciendo mejoras en el método llamada *Phase Measuring Deflectometry* (PMD), en este método un patrón sinusoidal es generado en una pantalla por un proyector, y luego cuatro imágenes sucesivas del espejo correspondiente del patrón con un desfase de $\pi/2$. Estas son capturadas por una cámara digital. Una vez que estas imágenes con desfase han sido adquiridas, la pendiente perpendicular a la dirección de la franja puede ser calculada por un algoritmo de cambio de fase directamente. Este método permite determinar con precisión la geometría de facetas individuales, pero también el canteo entre las mismas; sin embargo, es impreciso para esta última tarea, ya que se requiere información adicional al método, sujeta a grandes incertidumbres.

2.5. Simulación en Sistemas de Recepción Central (CRS)

En este trabajo se llevarán a cabo simulaciones de *trazado de rayos* para el heliostato analizado del CEToC. En general los códigos para el análisis de CRS se pueden dividir en cinco grandes rubros (Ho 2008): diseño óptico y funcionamiento del campo de heliostatos; funcionamiento del receptor central; transporte, intercambio, y almacenamiento del HTF; ciclo de potencia; y funcionamiento total del sistema. En este caso particular nos enfocamos al *diseño óptico y funcionamiento del campo de heliostatos* el cual puede ser abordado por *Soltrace* o *Tonatiuh*.

SolTrace es un software de trazado de rayos desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) que puede usarse para analizar y diseñar sistemas ópticos de potencia de energía solar. La geometría óptica se modela como una serie de etapas compuestas de elementos ópticos con ciertos atributos incluyendo forma, contorno, y calidad óptica. Los resultados pueden ser mostrados y guardados como gráficas, mapas de flujo y gráficas de desempeño. El software tienen una interface amigable con el usuario, aunque el software puede descargarse de forma gratuita la página de NREL no provee soporte técnico.

Por otro lado el proyecto **Tonatiuh** es un código abierto que utiliza el trazado de rayos con el método de Monte Carlo para la simulación óptica del sistema de concentración solar. Este software puede simular casi cualquier sistema de concentración solar y tiene una interface gráfica que permite ver las simulaciones en 3D. Como resultado Tonatiuh entrega un archivo binario, formato que es independiente del sistema operativo en donde está alojado, el primer valor del archivo almacenado es la potencia por fotón en Watt (W) seguido por tuplas de siete valores reales, una por cada fotón. Tonatiuh no provee medios para el post-procesamiento de los resultados de la simulación, en el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) usan aplicaciones como *Mathematica* o *R* para poder obtener la distribución del flujo a partir de los fotones. Puede ser descargado desde code.google y ejecutado en cualquier plataforma.

Capítulo 3

Metodología

Como se ha planteado en la Sec. 1.3, el canteo real de los heliostatos en el CEToC no se conoce. La alineación de las facetas se llevó a cabo por el método de alineación con el Sol, en diferentes fechas para cada heliostato. A partir de las fechas y las horas de alineación se puede hacer una estimación teórica de cuál es el canteo resultante en cada caso. Sin embargo, como se discutirá en el Sec. 2.4, esta estimación no resulta muy buena. De hecho, en buena parte por este desconocimiento del canteo, no se puede hacer una buena predicción de la distribución de flujo radiativo concentrado sobre el blanco Lambertiano mediante simulaciones de trazo de rayos; las distribuciones obtenidas no logran coincidir en tamaño y forma con las distribuciones de irradiancia observadas experimentalmente. En este capítulo se plantea el método de Evaluación Óptica de Canteo (EOC) que es la propuesta principal de la tesis y se discuten las metodologías teóricas y experimentales que se implementaron para evaluar el método propuesto.

3.1. Método de evaluación óptica de canteo (EOC)

El método de la Evaluación Óptica de Canteo (EOC) tiene por objetivo calcular el canteo real de un heliostato, que está dado por un ángulo γ y un vector de rotación \hat{t} para cada faceta. El cálculo del canteo se realiza a través de los vectores normales de las facetas, a partir de los cuales se calcula el ángulo de canteo relativo de cada faceta al seleccionar un plano de referencia, que usualmente es la faceta central. Las normales de cada faceta se calculan a partir de los vectores \vec{u} y \vec{v} , mediante la Ec. 3.1. Una vez que se tiene el vector normal de cada faceta el ángulo de canteo se calcula mediante la Ec. 3.2, que relaciona las normales de las facetas i -ésimas y la normal de referencia. La Fig. 3.1 muestra un diagrama.

El vector \vec{u} esta formado por un punto p y la posición de reflejo de este punto en la faceta del heliostato. Por otro lado el vector \vec{v} esta formado por el reflejo del punto p y la posición del punto p_c que corresponde a la posición de una cámara. El punto p es el punto o serie de puntos que se desean reflejar en el heliostato, del cual se debe conocer su posición. Esta serie de puntos, para nuestro caso particular, corresponde a un arreglo de cuadros diseñado para dicha tarea, de ahora en adelante *target*, mostrada en la Fig. 3.2. El punto p_c , como ya se había mencionado, es la posición de la cámara con la cual se captura la imagen reflejada del punto p en las facetas del heliostato.

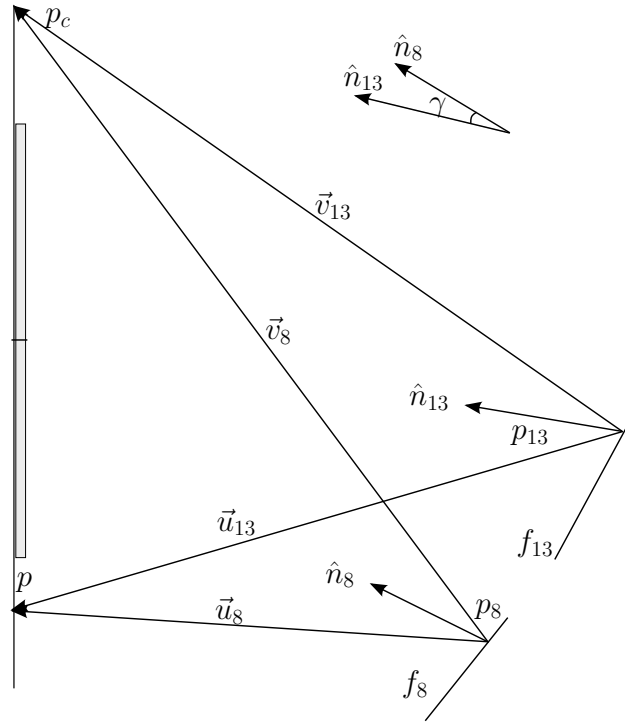


Figura 3.1: Diagrama de un punto de reflexión en dos facetas.

$$\vec{n} = \hat{u} + \hat{v} \quad (3.1)$$

$$\begin{aligned} \vec{n}_{13} \cdot \vec{n}_8 &= \|\vec{n}_{13}\| \|\vec{n}_8\| \cos(\gamma) \\ \gamma &= \arccos(\hat{n}_{13} \cdot \hat{n}_8) \end{aligned} \quad (3.2)$$

La posición de los puntos p y p_c son conocidos, pero el reflejo del punto p en la faceta es necesario calcularlo. Desde la posición p_c se capturan fotografías que muestran los puntos reflejados. Despreciando la perspectiva de la foto tomada, podemos ubicar la posición del punto p reflejado dentro de la faceta respecto al centro de la misma. Y dado que conocemos las dimensiones y ubicación del heliostato, y de las facetas, podemos ubicar la posición del punto p reflejado en el heliostato como si se tratara de un plano horizontal. Para conocer la posición del punto p reflejado de interés en la posición que se encontraba el heliostato cuando se tomo la foto, es necesario rotar el punto según los ángulo zenital (θ_z) y acimut (γ_s) del heliostato, las matrices utilizadas para este fin se muestran en las Ecs. 3.3 y 3.4.

$$R(x, \theta_z) = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos(\theta_z) & \sin(\theta_z) \\ 0 & -\sin(\theta_z) & \cos(\theta_z) \end{bmatrix} \quad (3.3)$$



Figura 3.2: Superficie (*target*) que contiene los puntos p a reflejar.

$$R(y, \gamma_s) = \begin{bmatrix} \cos(\gamma_s) & 0 & \sin(\gamma_s) \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin(\gamma_s) & 0 & \cos(\gamma_s) \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

Ya que se conocen las posiciones de los puntos p , p_c y los puntos p reflejados en el helióstato podemos conocer los vectores \vec{u} y \vec{v} para la faceta de interés, con los cuales se calculan las normales \vec{n} que a su vez nos indican el ángulo γ . El vector sobre el cual está rotando la faceta está dado por el producto cruz del vector normal de la faceta de referencia y la faceta i -ésima, como lo muestra la Ec. 3.5

$$\vec{t}_i = \vec{n}_{13} \times \vec{n}_i \quad (3.5)$$

El canteo obtenido mediante el método de Evaluación Óptica de Canteo (EOC) está dado por el ángulo γ y su vector de rotación \hat{t} .

3.2. Cálculo teórico de canteo

Para calcular el canteo teórico consideramos que el objetivo se encuentra a un vector \vec{R}_b del origen y el helióstato en un plano, $z = 0$, donde el \vec{R}_b se encuentra en la misma dirección que la normal de faceta central, al igual que el vector solar $\hat{s}=(0,0,1)$, como lo muestra la Fig. 3.3a.

$$\vec{R}_b = a\hat{k}, \quad \text{donde } a \text{ es un escalar} \quad (3.6)$$

$$\hat{s} = \hat{k} \quad (3.7)$$

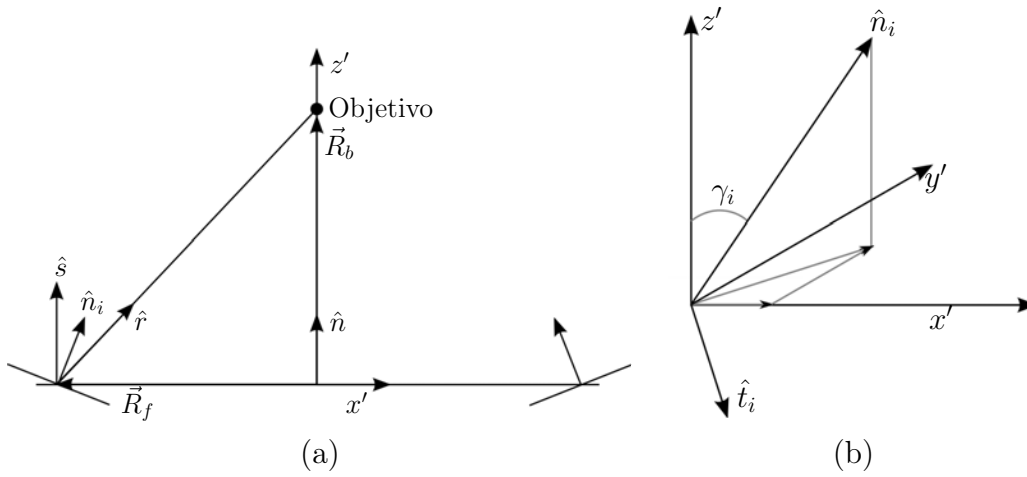


Figura 3.3: (a) Cálculo del canteo. (b) Ángulo de rotación γ_i y el vector de rotación \hat{t}_i .

La posición de cada una de las facetas, en el plano, está dado por el vector de posición \vec{R}_f , mostrados en la Tab. 3.2. Para el cálculo de la normal primero se calcula el \vec{r} a partir del cual se puede calcular la normal, como lo indican las Ec. 3.8 y 3.9.

$$\vec{r} = \vec{R}_b - \vec{R}_f \quad (3.8)$$

$$\vec{n} = \hat{r} + \hat{s} \quad (3.9)$$

Conociendo los vectores normal de cada faceta \hat{n}_i , se puede obtener el ángulo de rotación γ al obtener el producto punto entre la normal i -ésima y la faceta central \hat{n}_{13} , Ec. 3.11

$$\vec{n}_{13} \cdot \vec{n}_i = \|\vec{n}_{13}\| \|\vec{n}_i\| \cos \gamma_i \quad (3.10)$$

$$\gamma_i = \arccos(\hat{n}_{13} \cdot \hat{n}_i) \quad (3.11)$$

El vector de rotación \hat{t} sobre el cual γ_i está rotando se obtiene mediante el producto cruz de las normales, Ec. 3.12, visualizado en la Fig. 3.3b.

$$\vec{t}_i = \hat{n}_{13} \times \hat{n}_i \quad (3.12)$$

A partir de la normal \hat{n}_i se calculan los respectivos ángulos α , β que son las proyecciones del vector normal sobre los planos xz y yz respectivamente, como lo indica la Fig. 3.4, mediante el producto punto, o mediante la tangente como lo indica la Ec. 3.13, y 3.14.

$$\alpha = \arctan\left(\frac{n_3}{n_1}\right) \quad (3.13)$$

$$\beta = \arctan\left(\frac{n_3}{n_2}\right) \quad (3.14)$$

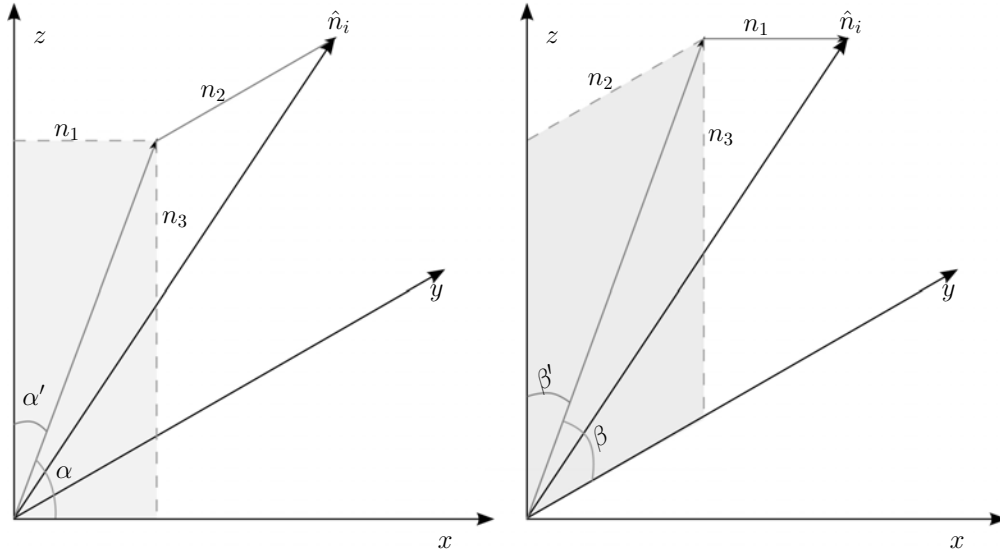


Figura 3.4: Proyección de la normal sobre los planos xz y yz que muestran los ángulos α y β y sus complementos α' y β' .

Hay que hacer notar que los ángulos obtenidos son respecto a la normal de la faceta, para el canteo mecánico la referencia no será la normal sino la superficie de la faceta por lo que los ángulos de referencia serán los complementos negativos de α y β para las rotaciones de x y y respectivamente, es decir α' y β' .

3.3. Trazado de Rayos

El *trazado de rayos*, por el método estadístico de Monte Carlo, usa rayos al azar viniendo de una superficie “uno” y luego determina cuales de ellos llegan a una superficie “dos”. La irradiancia de una superficie elemental es proporcional al número de impactos de rayos. En el caso de un concentrador con una reflexión, este algoritmo es usado dos veces, primero entre el Sol y la superficie reflectiva con una distribución energética correspondiente de la forma del Sol, después entre la faceta del helióstato y el receptor con las leyes estadísticas del error de distribución relacionado con los defectos de las facetas. La precisión y el tiempo de cálculo aumentan con el número de rayos y la complejidad de la geometría. Respecto a los códigos que usan técnicas de convolución/expansión se encontraron errores de flujos pico y

errores absolutos promedio en el intervalo de 1–2 %, el cual es comparable con el que podemos obtener usando un código de trazado de rayos (Garcia et al. 2008).

Tonatiuh (CENER 2008) utiliza trazado de rayos con el método de Monte Carlo para simular la óptica de los sistemas de concentración solar, y tiene la ventaja de tener una interface gráfica y ser *software libre*. Para la construcción del modelo hay que tener presente:

- Sistema de referencia de Tonatiuh
- Las propiedades del material (reflectividad y error óptico).

El sistema de referencia de Tonatiuh es $+x$ hacia el Este, $+y$ hacia el zenit y $+z$ hacia el Sur. La posición del Sol esta dado en azimut γ_n y elevación α , en donde el ángulo γ_n se mide desde el Norte $(-z, 0)$ hacia el Este $(+x, +90)$, positivamente.

En el caso de la simulación de un helióstato con canteo, Tonatiuh tiene una opción de `Heliostat_tracker` que puede ser utilizada para canteo las facetas de forma automática, o ingresando el vector de rotación unitario \hat{t} y el ángulo γ correspondiente.

Una de las grandes ventajas de Tonatiuh es que puede ser programado utilizando *scripts*, en una versión modificada de *javascript*. Lo cual puede ser útil cuando se desea simular un modelo a lo largo de un día o un año.

Para la simulación del modelo es necesario considerar los parámetros de:

- Forma solar
- Irradiancia
- La posición solar
- Número de rayos

Tonatiuh tiene dos opciones para la forma solar `Pillbox_Sunshape` o `Buie_Sunshape`. El termino `Pillbox_Sunshape` hace referencia al modelo del Sol como un disco de brillantez uniforme, de modo que sobre todo el cono solar se recibe una radiación con igual *intensidad*¹. El `Buie_Sunshape` es una propuesta de *soles reales*, formas solares estándar a partir de promedios de colecciones de formas solares, de la cual se obtienen varias distribuciones para diferentes *razones circunsolares*².

La irradiación se ingresa en W/m^2 . La posición solar se puede definir a partir del ángulo azimutal y la elevación, o mediante la fecha. El número de rayos es importante, dado que es un método estadístico, mientras más se utilicen el resultado se aproximara mejor al valor real.

Como resultado Tonatiuh entrega un archivo binario³, formato que es independiente del sistema operativo en donde esta alojado. El primer valor del archivo almacenado es la potencia por fotón en Watt (W)⁴, este valor es seguido por tuplas de siete valores reales, una por cada fotón.

¹La intensidad de la radiación se define como el flujo radiativo (irradiación) por unidad del ángulo sólido.

²La razón circunsolar (CSR) es el porcentaje de irradiación directa que cae en la aureola solar.

³El formato binario usado para almacenar los valores es *Real64*

⁴Esto en su versión 1.2.6, en su versión 2.0.1 genera un archivo de texto y el binario, el archivo de texto indica los parámetros contenidos en el archivo binario y el valor del fotón.

- ID del fotón
- x-coordenada
- y-coordenada
- z-coordenada
- Lado de superficie (0 lado posterior, 1 lado frontal)
- ID del fotón previo (0 si el fotón es el primero de un rayo dado)
- ID del fotón próximo (0 si el fotón es el último de un rayo dado)

El archivo binario fue procesado con el lenguaje de programación R (R Core Team 2014), el cual se lee para generar una matriz que contiene las coordenadas de los fotones que impactan la superficie, y mediante un histograma en 2D de ésta se obtiene la distribución de flujo. Como conocemos la potencia de cada fotón y el área de la superficie el valor puede ser obtenido en kW/m^2 .

3.3.1. Parámetros de simulación

El heliostato simulado fue el B_0 , el cual es un heliostato compuesto de 25 facetas de 1.2×1.2 m c/u, junto con la torre donde se encuentra colocado el blanco de pruebas (blanco Lambertiano). La posición de los cuales es, en un sistema de referencia de Tonatiuh, de (0, 20.958, 0) para el blanco de pruebas y de (-0.095, 2.837, -33.997) para el heliostato. La ubicación utilizada para modelarlo fue la de Hermosillo, Son., considerando una la latitud de 29.028452 Norte y la longitud de 111.145475 Oeste, la Fig. 3.5 muestra el modelo realizado.

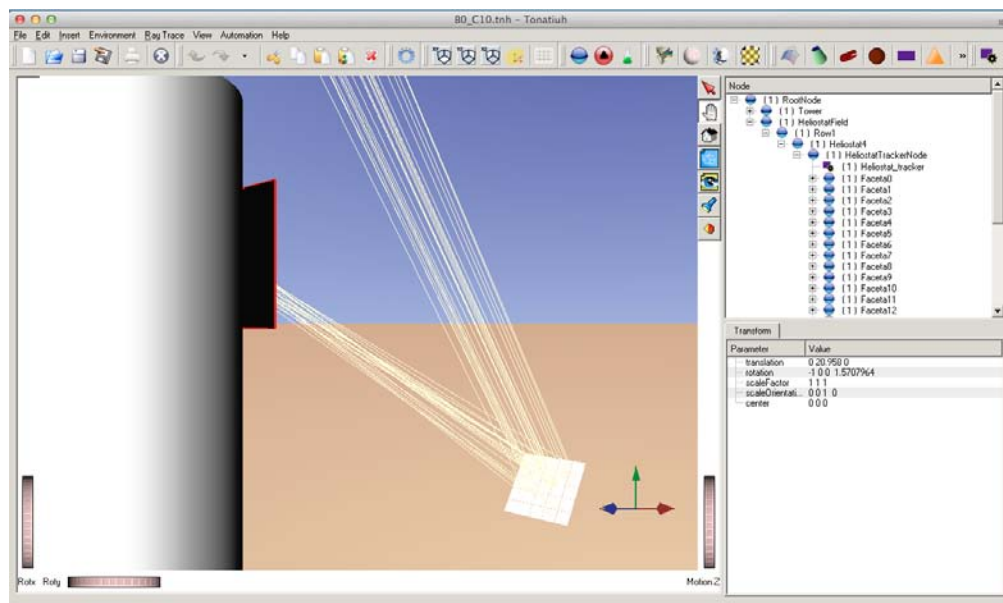


Figura 3.5: Modelo del heliostato B_0 del CEToC.

Para ingresar la posición del Sol a una hora determinada se debe ingresar en tiempo universal coordinado (UTC), es decir que para el caso de Hermosillo, Son., se le suman

7 hrs. En la simulación se considero un Sol real con Razón Circunsolar (CSR) de 5% y una irradiancia de $1,000 \text{ W/m}^2$. Las propiedades del material, las facetas del heliostato, consideradas en la simulación del heliostato son: reflectancia de 0.95 y σ_{error} de 2.0.

El heliostato B_0 fue canteado el 21 de octubre al medio día solar, por lo que se le realizo el mismo canteo para la simulación. Para cantear un heliostato en Tonatiuh se utilizó la función `Heliostat_tracker` de Tonatiuh, aunque también se puede utilizar el vector unitario \hat{t} y un ángulo γ_i , ver Sec. 3.2.

3.4. Posición y óptica solar

3.4.1. Posición solar

La trayectoria aparente del Sol⁵, o vector solar \hat{s} , se describe a través de dos ángulos, el *ángulo cenital* θ_z y el *ángulo azimutal* γ_s ⁶, ver Fig. 3.6. El ángulo cenital θ_z mide la desviación del vector solar \hat{s} respecto a la vertical, mientras que el ángulo azimutal γ_s mide la desviación de su proyección en el piso, con respecto al sur. En ocasiones se utiliza otro ángulo llamado *altura solar* α , el cual mide la desviación del Sol respecto a la horizontal, es decir, su elevación. El ángulo α es en realidad el complemento de θ_z (Duffie & Beckman 2013).

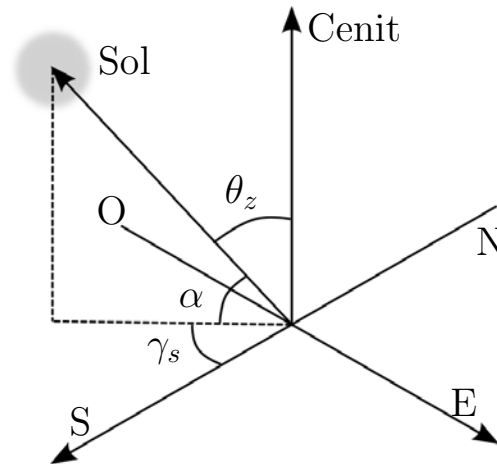


Figura 3.6: Ángulos cenital θ_z , azimutal γ_s y altura solar α . Adaptada de Duffie & Beckman (2013).

Cálculo del vector solar

El cálculo de **ángulo cenital** θ_z se obtiene a partir de la Ec. 3.15, que depende de:

⁵Considerando que el Sol es el que se mueve y no la Tierra, por simplicidad en los cálculos.

⁶El ángulo azimutal γ_s lo definimos como positivo después del medio día solar (hacia el oeste) y negativo en la mañana (hacia el este).

- ϕ , latitud
- δ , declinación solar
- ω , ángulo horario

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \delta \sin \phi \quad (3.15)$$

La declinación solar (Ec. 3.16) es el ángulo formado entre el vector que une los centros de la Tierra y el Sol con el plano ecuatorial, en donde N es el número de día del año (1–365).

$$\delta = 23.45^\circ \sin \left[\left(\frac{360}{365} \right) (284 + N) \right] \quad (3.16)$$

El ángulo horario ω (Ec. 3.17) describe la trayectoria del Sol en el plano de su trayectoria aparente, este se mide a partir del mediodía solar, siendo positivo después del medio día hacia el oeste, y negativo en la mañana hacia el este. Este ángulo depende del tiempo solar t_{sol} (Ec. 3.18) el cual esta en función del:

- t_{est} , tiempo estándar, en minutos
- L_{est} , meridiano estándar (15° por hora)
- L_{local} , longitud correspondiente al meridiano local
- V , corrección debido al horario de verano $-60/0$ min, para horario de verano/invierno
- E_t , ecuación del tiempo.

$$\omega = 0.25^\circ (t_{sol} - 720) \quad (3.17)$$

$$t_{sol} = t_{est} + 4(L_{est} - L_{local}) + V + E_t \quad (3.18)$$

$$E_t = 229.2[7.5 \times 10^{-5} + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos(2B) - 0.04089 \sin(2B)]$$

$$B = (N - 1) \frac{360}{365}$$

El **ángulo acimutal** γ_s se calcula a partir de la Ec. 3.19 y para identifica el cuadrante en el que se encuentra γ_s se utilizan las expresiones de la Ec. 3.20.

$$\gamma'_s = \arctan \left(\frac{\sin \omega \cos \delta}{\sin \phi \cos \omega \cos \delta - \cos \phi \sin \delta} \right) \quad (3.19)$$

$$\gamma_s = \begin{cases} \gamma'_s, & C_s \geq 0; \\ -180^\circ + \gamma'_s, & C_s < 0 \text{ y } S_s < 0; \\ 180^\circ + \gamma'_s, & C_s < 0 \text{ y } S_s > 0. \end{cases} \quad (3.20)$$

donde C_s y S_s están definidos por las Ec. 3.21 y 3.22.

$$C_s = \frac{\sin \phi \cos \delta - \cos \phi \sin \delta}{\sin \theta_z} \quad (3.21)$$

$$S_s = \frac{\sin \omega \cos \delta}{\sin \theta_z} \quad (3.22)$$

Ya que el canteo esta en función del vector solar \hat{s} , como ya se vio en la Sec. 3.2, es clara su dependencia del tiempo, es decir que cambia según el día del año.

3.4.2. Reflexión especular de la luz

La reflexión de radiación solar en principio se rige por las leyes de la óptica geométrica, en particular por la ley de reflexión, ver Fig. 3.7a, la cual se puede enunciar como:

- El ángulo de incidencia es igual al de reflexión, $\theta_i = \theta_r$
- El rayo de incidencia, la normal a la superficie y el rayo reflejado están sobre el mismo plano.

Estas dos condiciones se pueden expresar vectorialmente como la Ecs. 3.23 y 3.24, las cuales se pueden reducir a la Ec. 3.25

$$\hat{i} \cdot \hat{n} = -\hat{r} \cdot \hat{n} \quad (3.23)$$

$$(\hat{i} \times \hat{r}) \cdot \hat{n} = 0 \quad (3.24)$$

$$\hat{r} = \hat{i} - 2(\hat{i} \cdot \hat{n})\hat{n} \quad (3.25)$$

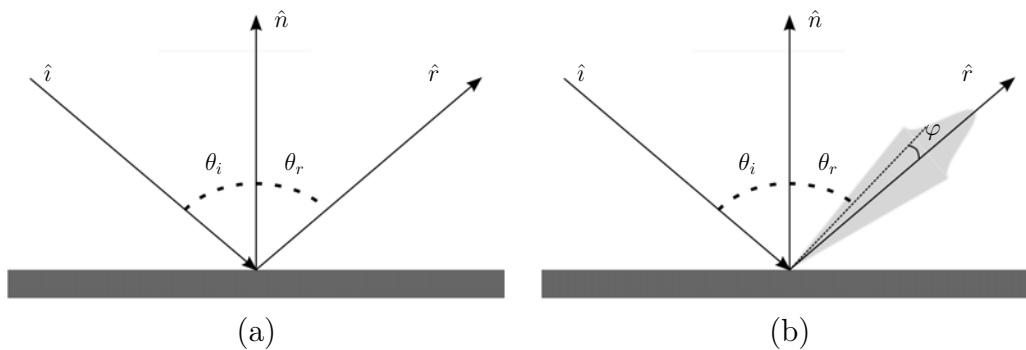


Figura 3.7: (a) Reflexión especular de la luz. (b) Como reflejado en una superficie no ideal.

Son pocas las superficies que cumplen cabalmente la ley de reflexión especular. Generalmente la cumplen de manera muy aproximada, al menos que se trate de superficies muy pulidas, para los concentradores solares esto sería demasiado caro, por las grandes áreas que se requieren. Por lo que en general se trabaja con superficies que obedecen la ley de reflexión sólo de manera aproximada, como lo ilustra la Fig. 3.7b. Estas superficies convierten un rayo de luz al reflejarlo en un “cono” de luz, es decir, un rayo que diverge angularmente más que el rayo original.

3.4.3. Errores ópticos

Como se menciona en la Sec. 3.4.2 las superficies de los concentradores solares no reflejan de manera perfectamente especular, debido a una serie de características de las superficies que hacen aparecer errores ópticos (Fig. 3.8); desviaciones de la ley de reflexión especular.

- *Errores de especulariad.* Son ocasionados por la textura de la superficie la cual tiene rugosidad que produce dispersión de la luz reflejada.
- *Errores de pendiente.* Dado que es difícil y costoso construir concentradores grandes de una sola pieza, estos se fabrican por segmentos o facetas. La faceta es montada en una estructura y debe ser orientada correctamente para que enfoque a una dirección. A este proceso de ajustar la orientación se le llama *canteo* y siempre tiene una precisión limitada, por lo general *error de canteo*. Otro tipo de errores de pendiente son los de deformación macroscópica de las facetas. Al adherir las facetas a un marco a deformarlas térmicamente las superficies resultantes tampoco corresponden necesariamente con la forma deseada. Por lo que las pendientes de su superficie en cada punto difieren de las que idealmente debería tener.
- *Errores de seguimiento.* Este error ocurre debido a que el apuntamiento del concentrador hacia el Sol nunca es perfecto.

Se considera generalmente que los errores pueden ser representados adecuadamente por distribuciones de probabilidad Gaussiana (Pettit 1977). El error global es una combinación de los diferentes errores y su dispersión estándar es una combinación en cuadratura de los errores individuales, Ec.3.26.

$$\sigma_E^2 = \sigma_{especular}^2 + 4\sigma_{pendiente}^2 + \sigma_{seguimiento}^2 \quad (3.26)$$

3.5. Metodología experimental

3.5.1. Evaluación experimental del método EOC

Utilizando el método de Evaluación Óptica de Canteo (EOC) se midió el canteo del helióstato B_0 , como se describe en la Sec. 3.1 es necesario conocer la posición de un punto p , del reflejo del punto p en la faceta y la posición del punto p_c , donde esta localizada una cámara, para calcular la normal \hat{n} en cada faceta.

Como se trabaja en un sistema de referencia 3D, es necesario seleccionar el origen que sea más adecuado según el interés, en este caso el origen seleccionado será el centro del helióstato B_0 . Existe un sistema de referencia del CEToC xyz_{campo} , en el cual se conoce la ubicación de los helióstatos y el centro del blanco Lambertiano. La Fig. 3.9 muestra el sistema de referencia xyz_{campo} donde el origen esta localiza en la base de la torre, $+x$ es hacia el Oeste y $+y$ es hacia el Norte. La posición del helióstato B_0 en este sistema de referencia es $B_0 =$

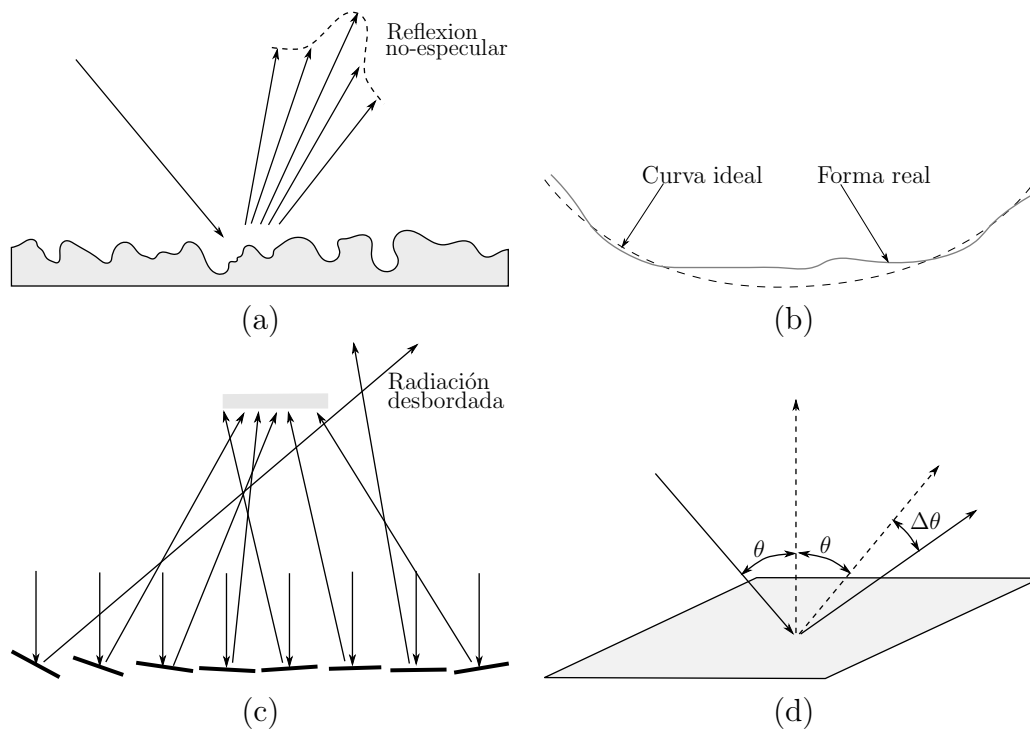


Figura 3.8: (a) Error de especularidad, (b) error de pendiente por deformaciones en la superficie, (c) error de pendiente por canteo y (d) error óptico global.

$(-0.095, 33.997, 2.837)$ y el centro del blanco Lambertiano de $c = (0, 0, 20.958)$. Este sistema de referencia es trasladado al sistema de referencia xyz_{B_0} con el cual se va a trabajar.

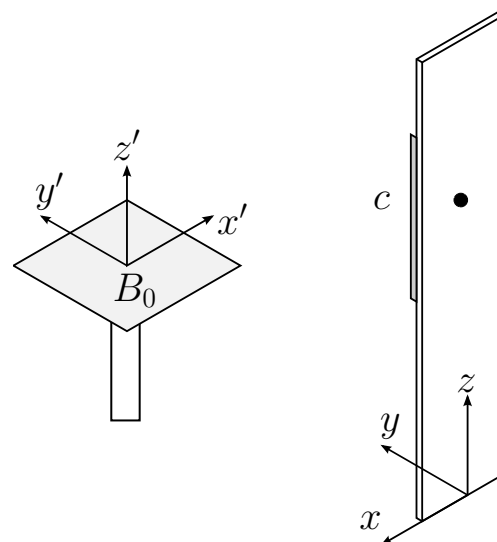


Figura 3.9: Sistema de referencia del campo xyz_{campo} , donde $+x$ hacia el Oeste, $+y$ hacia el Norte.

Para poder calcular el ángulo γ se debe conocer las normales de las facetas. El cálculo de las normales de las facetas se realiza a partir de la posición del punto p , p_c y la posición de la reflexión del punto p en cada faceta. El punto p corresponde al punto a reflejar, como se menciono anteriormente mientras más puntos p se reflejen en la faceta se pueden calcular más normales, lo que permite realizar un análisis estadístico de los resultados. Es por ello que se diseño una superficie que contiene una serie de punto p a reflejar, la cual se coloco en una estructura para poder ubicarla en la posición deseada. La superficie, el *target*, es un arreglo de cuadros de 6.5×6.5 cm, como se muestra en la Fig. 3.10.

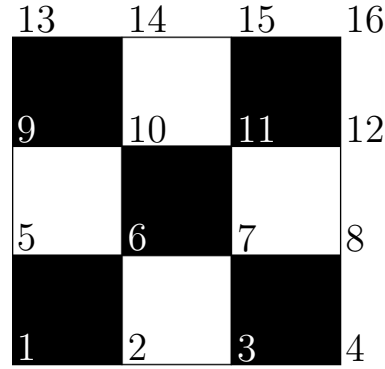


Figura 3.10: Superficie (*target*) que contiene los puntos p a reflejar.

El *target* se coloca en el mismo plano que se encuentra el blanco Lambertiano, al igual que la cámara, y ya que se conoce la posición de cada uno de los puntos respecto al centro del *target*, mostrados en la Tab. 3.1, solo se necesita ubicar la posición del centro del *target* en el sistema de referencia xyz_{campo} para conocer la posición de todos los puntos en el mismo sistema, los cuales son fácilmente trasladados al sistema de referencia xyz_{B_0} . La posición del centro del *target* en el sistema xyz_{campo} es $(-0.785, 0.000, 25.073)$, medido a partir del centro del blanco Lambertiano.

p	x	y	p	x	y
01	-97.5	-97.5	09	-97.5	32.5
02	-32.5	-97.5	10	-32.5	32.5
03	32.5	-97.5	11	32.5	32.5
04	97.5	-97.5	12	97.5	32.5
05	-97.5	-32.5	13	-97.5	97.5
06	-32.5	-32.5	14	-32.5	97.5
07	32.5	-32.5	15	32.5	97.5
08	97.5	-32.5	16	97.5	97.5

Tabla 3.1: Coordenadas de los puntos p relativos a su centro en cm.

El punto p_c corresponde a la posición donde se ubica la cámara para obtener los puntos

p reflejados por las facetas del heliostato B_0 . La cámara se ubica en el mismo plano que el blanco Lamberiando y a un lado del *target* en las coordenadas $(1.89, 0.00, 25.31)$ del sistema xyz_{campo} .

Para poder calcular las normales se deben tomar fotos desde la posición p_c conocida, de tal forma que el punto de interés p este reflejado en la faceta de interés, como lo muestra la Fig. 3.11, además hay que conocer la posición, dentro de la faceta, del punto p reflejado.

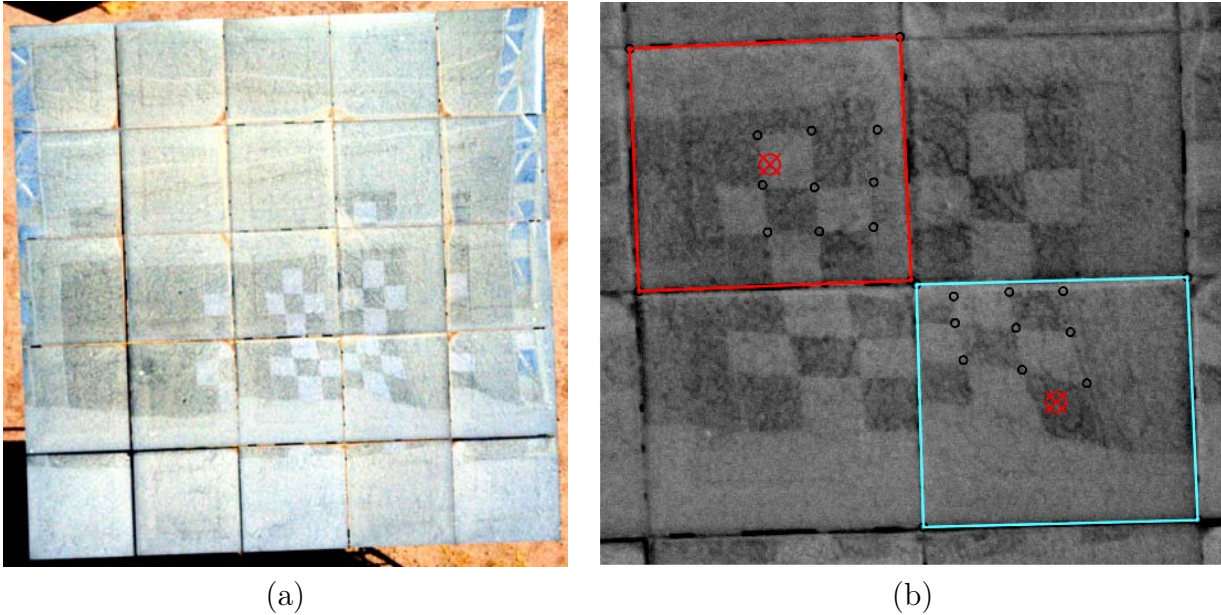


Figura 3.11: (a) Foto tomada del heliostato B_0 que muestra el reflejo del *target*. (b) Ubicación relativa de los puntos de interés al centro de la faceta.

Despreciando la perspectiva de la foto tomado, podemos ubicar la posición del punto p dentro de la faceta respecto al centro de la misma. Por otro lado, sabemos que el heliostato es un arreglo de 25 facetas de 1.2×1.2 m con una separación de 0.02 m, por lo que conociendo el arreglo en un plano horizontal podemos conocer la posición de cada uno de los centros de las 25 facetas respecto al centro del heliostato, que es el origen xyz_{B_0} , de esta forma podemos ubicar la posición del punto p reflejado en la faceta.

Para conocer la posición del punto de interés en la posición que se encontraba el heliostato cuando se tomo la foto, es necesario rotar el punto según los ángulo zenital (θ_z) y acimut (γ_s) del heliostato, por lo que durante el experimento es necesario registrarlas.

Mediante los valores de p , p_c y los puntos p reflejados en el heliostato podemos conocer los vectores \vec{u} y \vec{v} , a partir de los cuales se calculan las normales mediante la Ec. 3.1, y considerando la faceta central f_{13} como referencias obtenemos el ángulo γ mediante la Ec. 3.2 y el vector unitario de rotación lo obtenemos con la Ec. 3.12. Además se calculan los valores de α' y β' para cada normal.

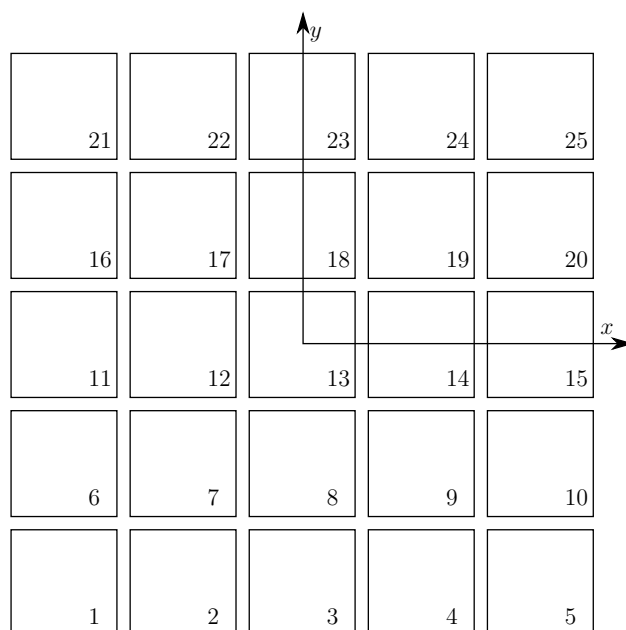


Figura 3.12: Nomenclatura de las facetas del heliostato B_0 .

3.5.2. Evaluación experimental de la distribución de flujo

El experimento descrito anteriormente se realizó en el Campo Experimental de Torre Central (CEToC), para lo cual se utilizó:

- Heliostato B_0
- Blanco Lambertiano
- Una cámara ALLIED Vision Technologies, modelo Pike F-032
- *Target* que contiene los puntos p a reflejar
- Una cámara reflex.

El Heliostato B_0 es el heliostato más cercano a la Torre, cuenta con 25 facetas cada una de 1.2×1.2 m. Mediante un controlado NI cRIO-9074 de la marca *National Instruments*, realiza el control, análisis y registro de datos. Controla los motores de acimut y elevación a través de tarjetas NI-9505, y sus errores máximos en son de $\pm 0.05^\circ$ y $\pm 0.07^\circ$, respectivamente⁷.

El Blanco Lambertiano, es un blanco de pruebas de 6.7×7.9 m que nos permite conocer la forma del *spot* de los heliostatos, como lo muestra la Fig. 3.13b. Para la adquisición de imágenes se utilizó una cámara de ALLIED Vision Technologies modelo Pike F-032, la cual esta equipada con un sensor Kodak KAI-0340 CCD, y puede operar a velocidades de 208 cuadros por segundo a una resolución máxima de 640×480 pixeles. Cuenta con control de obturador, balance de blancos, *hue*, saturación, entre otras variables configurables. En general, el sistema de control del CEToC esta programado en LabVIEW.

⁷Para conocer más detalles de la instrumentación y control del CEToC puede consultar la tesis de Iriarte (2013).

Faceta	x	y	z	Faceta	x	y	z
f_1	-2.44	-2.44	0.00	f_{14}	1.22	0.00	0.00
f_2	-1.22	-2.44	0.00	f_{15}	2.44	0.00	0.00
f_3	0.00	-2.44	0.00	f_{16}	-2.44	1.22	0.00
f_4	1.22	-2.44	0.00	f_{17}	-1.22	1.22	0.00
f_5	2.44	-2.44	0.00	f_{18}	0.00	1.22	0.00
f_6	-2.44	-1.22	0.00	f_{19}	1.22	1.22	0.00
f_7	-1.22	-1.22	0.00	f_{20}	2.44	1.22	0.00
f_8	0.00	-1.22	0.00	f_{21}	-2.44	2.44	0.00
f_9	1.22	-1.22	0.00	f_{22}	-1.22	2.44	0.00
f_{10}	2.44	-1.22	0.00	f_{23}	0.00	2.44	0.00
f_{11}	-2.44	0.00	0.00	f_{24}	1.22	2.44	0.00
f_{12}	-1.22	0.00	0.00	f_{25}	2.44	2.44	0.00

Tabla 3.2: Posición de las facetas, en un plano, respecto a la faceta central (f_{13}).



(a)



(b)

Figura 3.13: (a) Helióstato y cámara ALLIED Vision Technologies. (b) Se observa un *spot* proyectado en el Blanco Lambertiano.

Para el experimento se construyó una estructura, Fig. 3.14 para soportar el *target* que consiste en una lona impresa mostrada en la Fig. 3.2b. El *target* se ubico en el lugar diseñado para el receptor térmico, ya que este punto es el foco del campo de heliostatos. La cámara utilizada para tomar las fotografías es una tipo *reflex*, la cual se fijo al colocarla sobre un tripie.

Se realizó una sesión de fotos de forma tal que se reflejaran el *target* en la faceta deseada, hasta cubrir las 25 facetas. Para cada foto se registro el ángulo de elevación α y el de azimut γ_s . Además se obtuvo una imagen del *spot* generado por el helióstato B_0 sobre el blanco Lambertiano, capturada por la cámara ALLIED, así como una foto del blanco Lambertiano la cual servirá para corregir la perspectiva de la imagen.



Figura 3.14: Estructura creada para soportar el *target*.

3.6. Procesamiento de imágenes de helióstatos

La foto, en escala de grises, tomada del *spot* que produce un helióstato sobre el blanco Lambertiano, en el CEToC, no se encuentra en un solo plano debido a que el lente de la cámara no se encuentra perpendicular a la normal del plano del blanco Lambertiano, es decir, que tiene perspectiva. La perspectiva afecta la forma del *spot*, como se puede observar en la Fig. 3.15.

Para obtener la imagen sin perspectiva se utilizó ImageMagick (LLC 2014), el cual utiliza el método de distorsión de cuatro puntos, para lo cual es necesario conocer un plano de referencia y ubicar cuatro puntos en este plano. Es por ello que se necesita una imagen del blanco Lambertiano previa a la toma del *spot* de interés, del cual se obtienen los cuatro puntos de referencia y dado que se conocen sus dimensiones (6.7×7.9 m) también la resolución de la imagen, la cual es de 1.69 cm/pixel. La Fig. 3.16 muestra una secuencia de imágenes para obtener una imagen sin perspectiva, utilizando ImageMagick.

Una vez que se conocen los cuatro puntos de referencia, y sin haber movido la posición de la cámara, es relativamente fácil obtener las imágenes del *spot* sin perspectiva, como lo muestra la Fig 3.17, la cual es la imagen del *spot* del helióstato B_0 el 18 de octubre, al medio día solar.

Las imágenes en escala de grises permiten 256 intensidades en un intervalo de 0 a 255, donde 0 es el negro y el 255 el blanco. Para su análisis la imagen se lee como un arreglo matricial en lenguaje R, donde fuera del *spot* los valores de intensidad deberían de ser cero, sin embargo no lo son. Este ruido no es más que la iluminación de fondo que se tiene sobre el blanco, aunada al ruido propio de la cámara. Para eliminar esta información de la imagen,

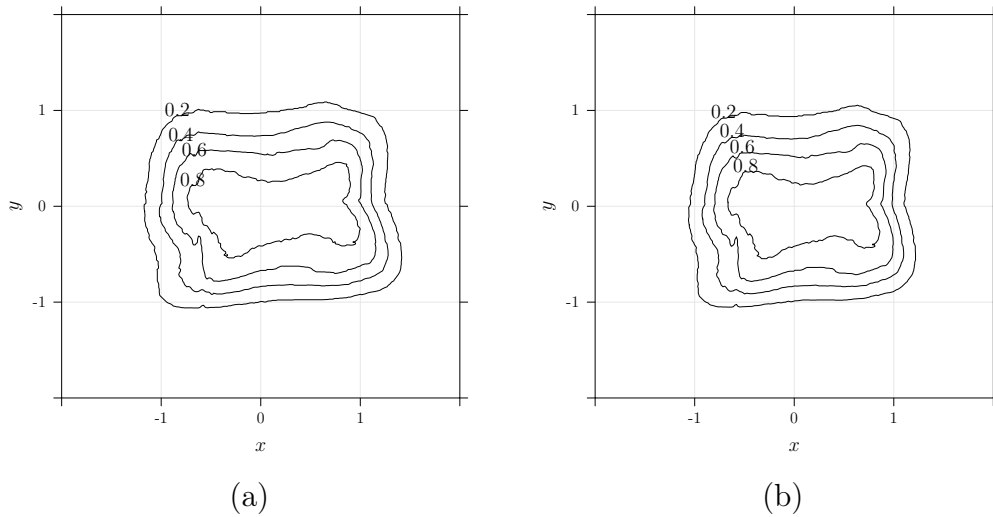


Figura 3.15: (a) Foto tomada del *spot* generado por el heliostato B_0 sobre el blanco Lambertiano con perspectiva. (b) Foto tomada del *spot* generado por el heliostato B_0 sobre el blanco Lambertiano sin perspectiva.

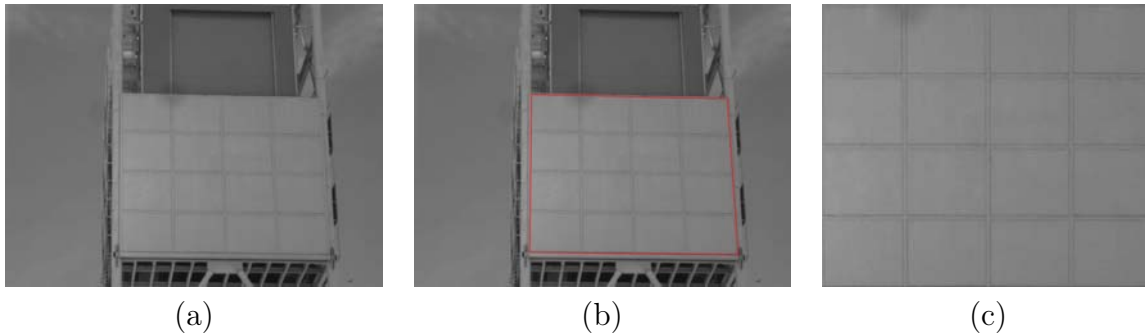


Figura 3.16: Obtención de la imagen del blanco Lambertiano sin perspectiva utilizando ImageMagick.

primero se debe determinar el valor de esta iluminación de fondo. Con este fin se selecciona un recuadro sobre el blanco, que se encuentre alejado y fuera de la influencia del *spot* y se promedia el valor de la intensidad sobre él. Luego este valor se resta a la matriz de la imagen, los valores negativos se consideran cero, pues están más bien asociadas a las desviaciones de la iluminación en cada punto respecto a la media. Dichas desviaciones vienen del ruido eléctrico de la cámara y de que la reflectancia del blanco no es 100% uniforme. Posteriormente se calcula el centroide del *spot* a partir del valor de la intensidad de la imagen, Ecs. 3.27 y 3.28 en donde $B(x, y)$ es el valor de intensidad en escala de grises en dicha posición. También se dimensiona a partir de la resolución y como en este trabajo nos interesa comparar la forma del *spot* y no la potencia que posee, la matriz de la imagen es dividida entre el valor máximo de escala de grises que posee. De esta forma podrá ser comparada la forma del *spot* con la

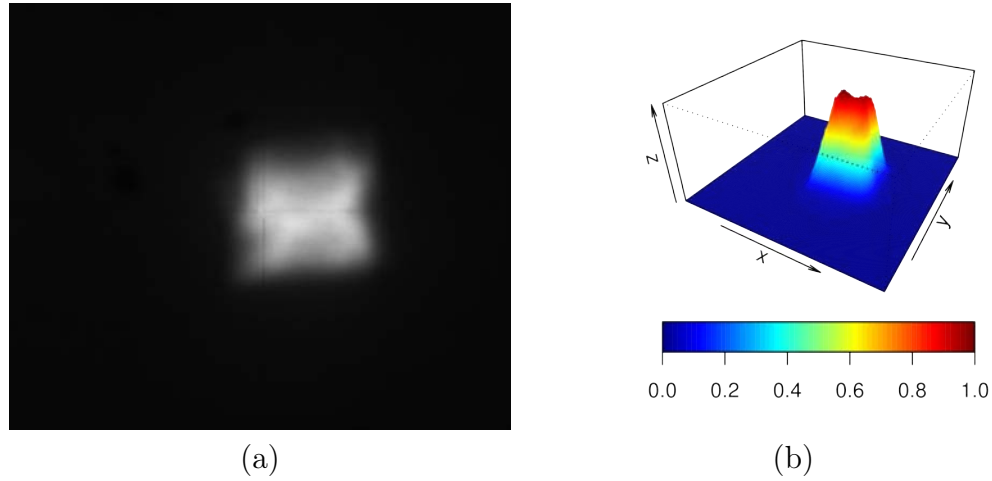


Figura 3.17: (a) Foto tomada del *spot* generado por el heliostato B_0 sobre el blanco Lambertiano sin perspectiva. (b) Gráfica 3D del *spot* a partir de la intensidad de la imagen de escala de grises.

simulación obtenida de Tonatiuh, la cual esta dividida entre el máximo valor de irradiancia obtenida en la matriz de la simulación. La Fig. 3.18 muestra el *spot* del heliostato B_0 así como sus curvas de nivel.

$$x_c = \frac{\sum_x \sum_y B(x, y)x}{\sum_x \sum_y B(x, y)} \quad (3.27)$$

$$y_c = \frac{\sum_x \sum_y B(x, y)y}{\sum_x \sum_y B(x, y)} \quad (3.28)$$

Para procesar las imágenes obtenidas del heliostato B_0 reflejando el *target*, como la mostrada en la Fig. 3.11a, y calcular el canteo relativo, las imágenes obtenidas se convierten en escala de grises, debido a que su procesamiento es más rápido, lo cual se realiza con ImageMagick. Una vez obtenidas todas la imágenes a procesar en escala de grises se debe capturar la información de los puntos de interés, es decir los puntos p reflejados del *target* en el heliostato de acuerdo a la nomenclatura de la Tab. 3.1, para lo cual se realizo un *script* que requiere la siguiente información de entrada:

- Imagen a procesar
- Faceta de interés (f_2)
- Selección de la faceta en la imagen, cuatro puntos.
- Indicar cuales son los puntos reflejados en las facetas, según la Tab. 3.1
- La posición del heliostato, ángulos α y γ_s .

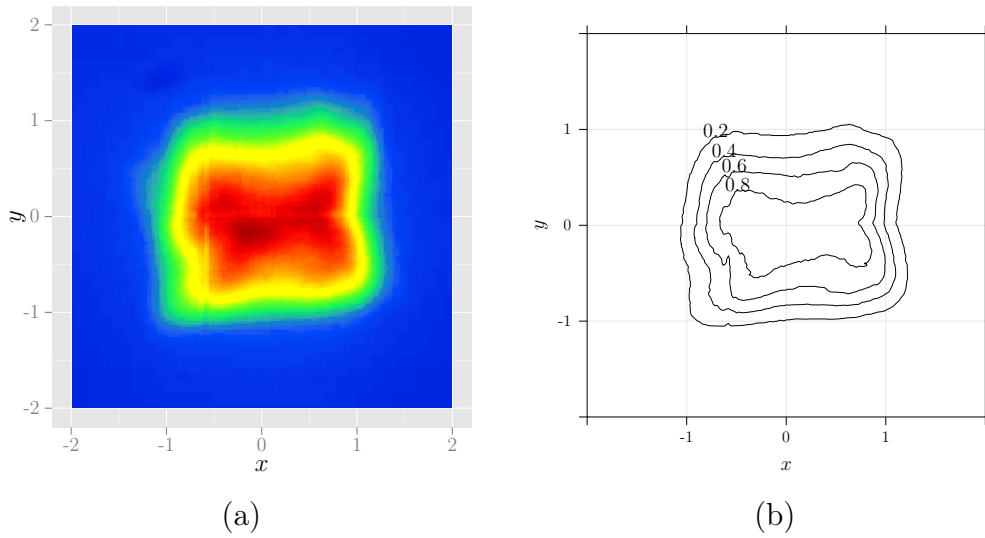


Figura 3.18: (a) *Spot* del heliostato B_0 y (b) sus curvas de nivel, con una intensidad unitaria.

La información se guarda en una **lista** la cual contiene: el nombre de la imagen procesada, los puntos que forman las facetas (x, y) en pixeles, los puntos que se reflejan en la faceta de acuerdo a la Tab. 3.1 así como sus coordenadas (x, y) en pixeles, los ángulos θ_z y γ_s , los centroides c de las facetas (x, y) en pixeles, el nombre de las facetas f_i y la resolución de la imagen.

Una vez que se tiene toda la información almacenada de las 25 facetas se guardan en un archivo de datos, `data.RData`, el cual es llamado por un *script* de R para obtener los puntos p reflejados de forma relativa al centroide de la faceta respectiva, valores de pixeles que mediante la resolución de la imagen se obtienen en metros.

Por otro lado se realiza un arreglo del heliostato B_0 , como lo indica la Tab. 3.2, en donde el centro coincide con el origen del sistema de referencia xyz_{B_0} . Este heliostato está en el plano $z=0$, y además se conocen los centros de las 25 facetas, por lo que es relativamente sencillo localizar los puntos p reflejados debido a que se conoce su posición relativa al centro de la faceta de interés, hay que hacer notar que para esto se tiene que despreciar la elevación por arriba del plano que tienen las facetas cantedas⁸.

Mediante la rotación de los p reflejados, de acuerdo a las Ec. 3.3 y 3.4 según los ángulos θ_z y γ_s se puede conocer los p reflejados en la posición deseada, o ya que se tienen los p reflejados en un plano se puede rotar el *target* y el punto p_c mediante la inversa de las matrices de rotación.

Ahora que se conocen los puntos necesarios para obtener los vectores \vec{u} y \vec{v} , mostrados en la Fig. 3.1, de las 25 facetas (f_i) y mediante las Ec. 3.1 se puede obtener la normal de las facetas.

⁸Este valor despreciado es del orden de 19 mm máximo para las facetas 1, 5, 21, y 25. El cual puede calcularse conociendo los ángulos α' y β' , que son las proyecciones de la normal en los planos xz y yz respectivamente.

Capítulo 4

Análisis y resultados

De acuerdo con la metodología discutida en el Cap. 3, sobre el método de evaluación óptica de canteo, el cálculo teórico de canteo, trazado de rayos y el manejo de imágenes, se procesaron los datos obtenidos de la prueba realizada el 18 de octubre al *spot* del heliostato B_0 . El cual esta formado de 25 facetas (1.2×1.2 c/u) y fue canteado el 21 de octubre al medio día solar.

4.1. Canteo ideal y experimental

A partir de la imagen obtenida del *spot*, de acuerdo a la Sec. 3.6, y de la simulación realizada en Tonatiuh con los parámetros de un canteo ideal, indicada en la Sec. 3.3, se obtienen las curvas de nivel mostradas en las Figs. 4.1a y 4.1b que comparan el *spot* real y el ideal, respectivamente. Las cuales muestran una clara diferencia en la forma.

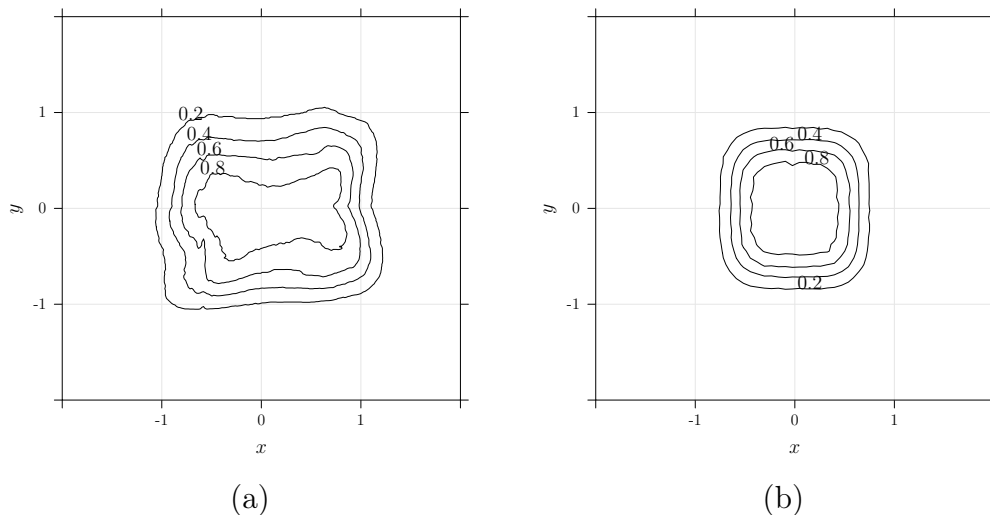


Figura 4.1: Comparación entre el *spot* real, a la izquierda, y el simulado con un canteo ideal en Tonatiuh, a la derecha.

La Tab. 4.1 indica el área del *spot* por intensidad, en donde se puede observar claramente

Intensidad	Real m ²	Ideal m ²
0.80	0.98	0.75
0.60	2.04	1.19
0.40	2.95	1.73
0.20	4.12	2.27

Tabla 4.1: Áreas del *spot* real tomado del campo y el ideal simulado en Tonatiuh.

como existe una diferencia en la forma. El área del *spot* real es 81.5% más grande que el ideal, considerando el 80% del área total.

4.2. Obtención de los ángulos de canteo

Aplicando la metodología de la Sec. 3.1 se obtuvieron las Figs. 4.2 y 4.3, las cuales muestran el comportamiento de los ángulos α' y β' de las 25 facetas, calculados a partir de las normales promedio obtenidas con el método de EOC, donde α' es el ángulo entre el eje x y la proyección de \hat{n}_i sobre el plano xz , y β' es medido respecto al eje y y la proyección de \hat{n}_i al plano yz . Como se puede observar en Figs. 4.2 y 4.3 los ángulos de canteo ideal para el heliostato B_0 están en el intervalo de -0.0316 a 0.0316 rad (-1.81 a 1.81°) en ambos ejes. Y las diferencias máximas calculadas son en la faceta 19, 25 y 24 de 19.84, 18.97 y 18.56 mrad, que es alrededor de 1° , para α' . Y para el ángulo β' las principales diferencias las encontramos en las facetas 16, 22 y 11 de -12.42 , -12.41 y -12.29 mrad, del orden de -0.7° . La Tab. 4.2 muestra la variación de los ángulos calculados respecto a los valores ideales de canteo.

Por otro lado, a partir de la media de la faceta central f_{13} se calculan los valores del ángulo γ como lo indica la Ec. 3.2, con las normales que se tienen de una faceta en particular, y de esa variación de normales consideradas se obtiene su desviación estándar. El vector sobre el cual está rotando la faceta se obtiene mediante el producto cruz de las normales promedio como lo indica la Ec. 3.5. La Tab. 4.3 muestra el canteo (γ, \hat{t}) obtenido mediante el método de EOC.

Los valores promedio obtenidos de γ difieren algunos mrad del valor teórico, un máximo de 13.25 mrad (0.76°) para la faceta 5 y un mínimo de 0.59 mrad (0.03°) para la faceta 18 (Tab. 4.4), con variaciones igualmente variables de la desviación estándar, máxima de 12.24 mrad y mínima de 2.93 mrad para las facetas 14 y 23 respectivamente. La Fig. 4.4 muestra el canteo del heliostato B_0 a través de las 25 facetas como si fuera continuo, lo que permite visualizar fácilmente la forma que posee, en donde la faceta 13 es la central que representa el punto de simetría entre las facetas 1–12 y 14–25, para el canteo ideal. La simetría se da debido a la numeración asignada al heliostato, Fig. 3.12, la cual es ilustrativa para la comparación.

f_i	$\Delta\alpha'$ mrad	$\Delta\beta'$ mrad	f_i	$\Delta\alpha'$ mrad	$\Delta\beta'$ mrad
01	8.43	-4.39	14	4.72	-7.57
02	6.98	-11.63	15	-2.60	1.11
03	5.74	-10.15	16	4.91	-12.42
04	-7.87	-9.81	17	4.71	-3.74
05	-8.77	-6.38	18	7.10	-5.24
06	7.57	-6.74	19	19.85	-7.24
07	4.28	-3.43	20	15.14	-9.75
08	3.76	-9.59	21	10.98	-11.66
09	-3.83	-8.33	22	-5.99	-12.41
10	-2.21	-1.24	23	-4.75	-12.23
11	8.08	-12.29	24	18.59	-5.89
12	7.87	-11.73	25	18.97	-11.16
13	3.62	-11.70			

Tabla 4.2: Diferencias entre los valores ideales de canteo y medidos por el método óptico de α' y β' en mrad.

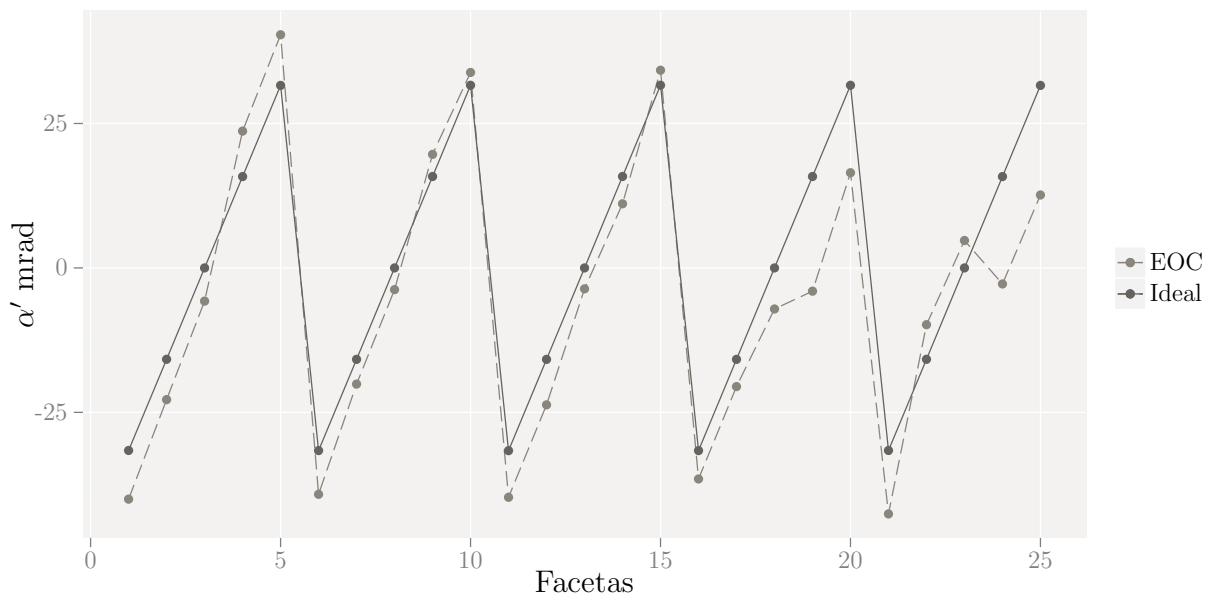
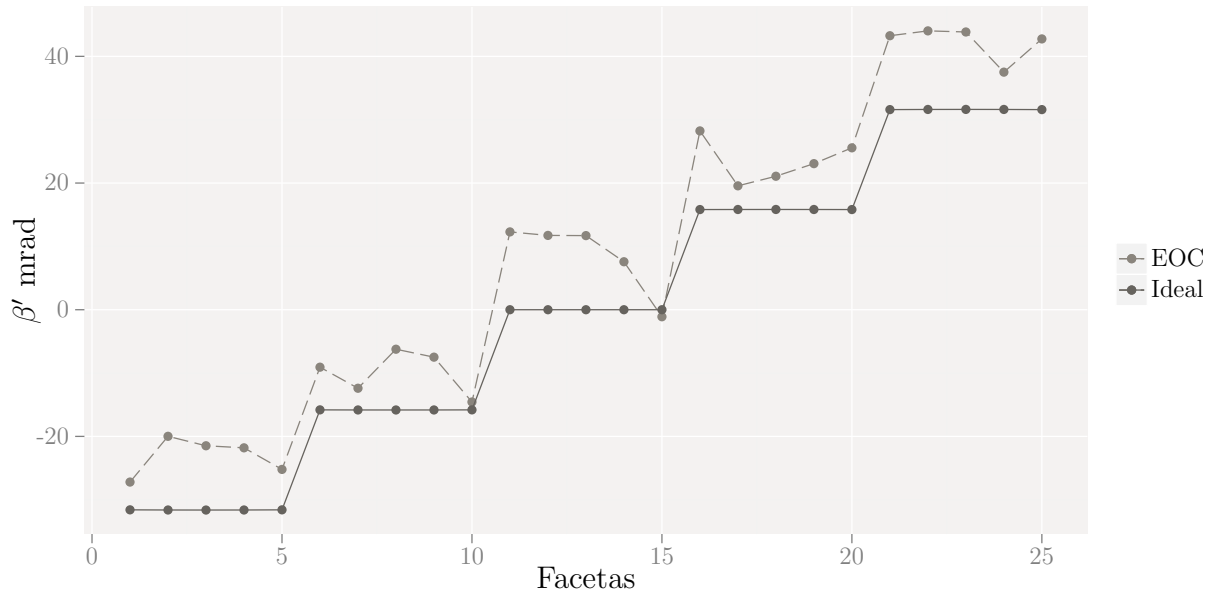


Figura 4.2: Comparación del ángulo de canteo α' , entre el valor analítico y el valor obtenido por el método de EOC.

Figura 4.3: Ángulo de canteo β' .

f_i	t_x mm	t_y mm	t_z mm	γ mrad	sd mrad	f_i	t_x mm	t_y mm	t_z mm	γ mrad	sd mrad
1	730.07	10.64	683.29	54.37	7.88	14	269.85	-10.29	-962.85	21.93	12.03
2	855.47	9.15	517.78	39.78	7.56	15	320.53	-9.92	-947.19	40.21	11.97
3	997.95	4.36	63.88	36.56	3.07	16	-448.77	8.83	893.60	37.23	10.14
4	775.17	-4.59	-631.73	45.32	8.18	17	-421.30	9.09	906.87	21.40	10.06
5	642.74	-6.64	-766.06	57.92	9.30	18	-937.29	0.69	348.55	15.23	5.52
6	504.09	11.93	863.57	41.91	8.21	19	-999.36	-3.20	35.50	17.93	6.79
7	825.30	9.59	564.61	31.73	6.21	20	-567.77	-11.69	-823.10	25.47	10.44
8	999.96	3.71	7.65	23.28	4.86	21	-629.47	6.81	777.00	50.53	8.14
9	636.13	-6.73	-771.55	31.39	9.71	22	-982.09	-1.35	188.43	36.41	4.02
10	574.14	-7.50	-818.73	46.43	10.43	23	-967.79	-6.45	-251.66	35.07	2.93
11	-16.23	11.64	999.80	36.10	11.49	24	-999.46	-4.00	-32.73	29.24	4.64
12	-1.56	11.70	999.93	20.18	12.24	25	-886.17	-8.63	-463.27	36.28	5.67
13				12.33	8.07						

Tabla 4.3: Valores de canteo relativo a la faceta central f_{13} , el vector de rotación \hat{t} y el ángulo γ , obtenidos del método de EOC.

f_i	$\Delta\gamma$	f_i	$\Delta\gamma$	f_i	$\Delta\gamma$	f_i	$\Delta\gamma$	f_i	$\Delta\gamma$
01	-9.71	06	-6.56	11	-4.48	16	-1.89	21	-5.87
02	-4.44	07	-9.35	12	-4.35	17	0.98	22	-1.07
03	-4.93	08	-7.45	13	-12.33	18	0.59	23	-3.45
04	-9.97	09	-9.01	14	-6.10	19	4.45	24	6.10
05	-13.25	10	-11.08	15	-8.58	20	9.88	25	8.39

Tabla 4.4: Diferencias entre el ángulo γ ideal y el medido a partir del método de EOC mrad.

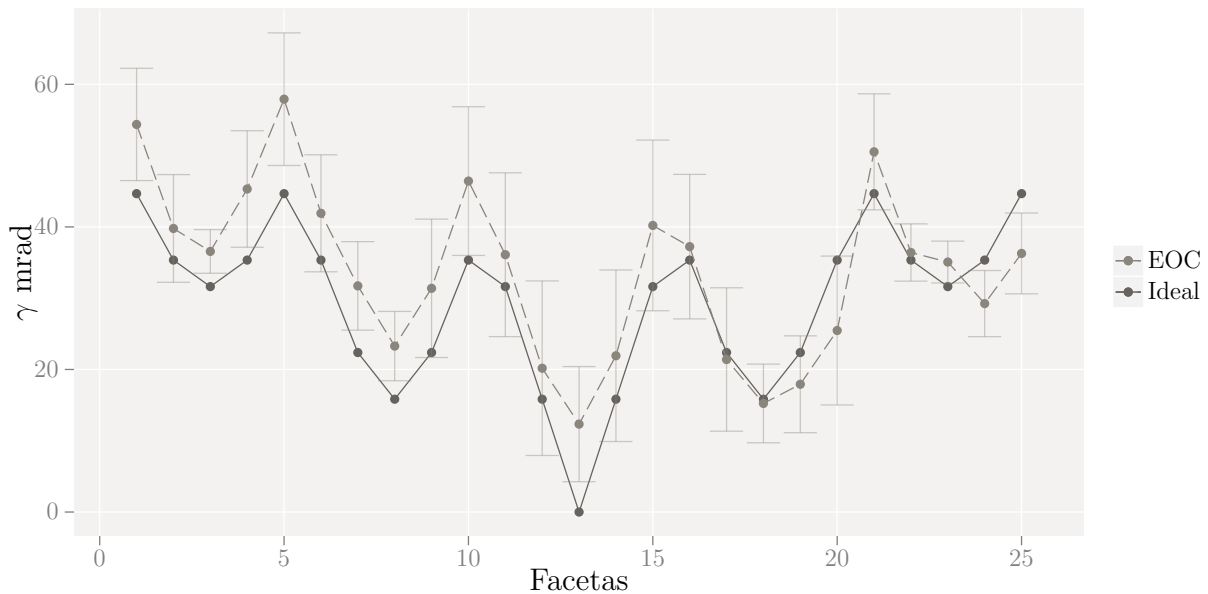


Figura 4.4: Comparación de los ángulos γ de canteo relativo para cada faceta.

4.3. Comparación de las simulaciones

A partir de los ángulos de canteo γ y el vector \hat{t} , obtenidos en las Sec. 4.2, se realiza una nueva simulación del heliostato B_0 . La Fig. 4.5 muestra el *spot* resultado de la simulación para el canteo calculado con el método de la EOC.

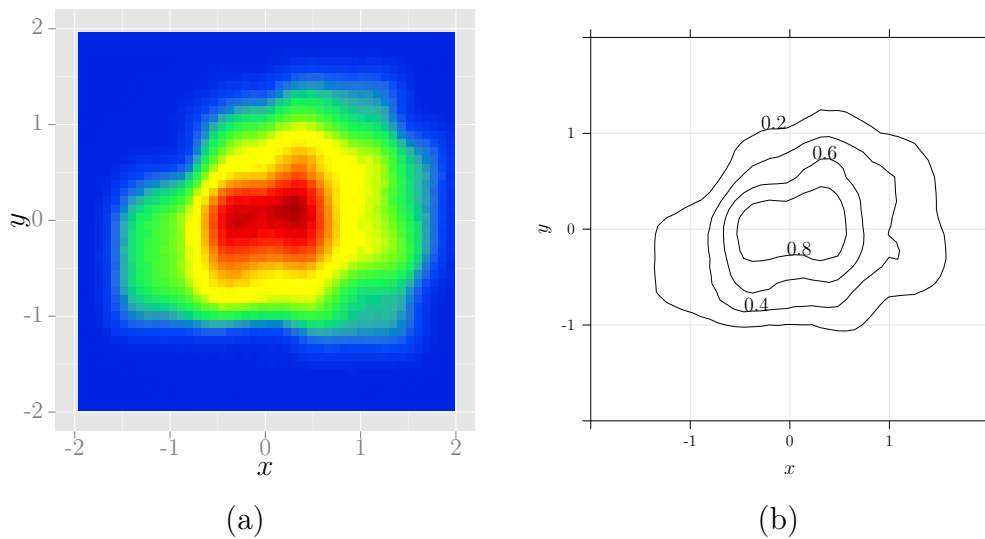


Figura 4.5: Las gráficas muestran la simulación de trazado de rayos con Tonatiuh del canteo calculado mediante el método de EOC.

Intensidad	Real m ²	Modelo m ²	Ideal m ²
0.80	0.98	0.65	0.75
0.60	2.04	1.44	1.19
0.40	2.95	2.65	1.73
0.20	4.12	4.98	2.27

Tabla 4.5: Áreas del *spot* por intensidades.

La Fig. 4.6 muestra como la forma ideal de la simulación claramente difiere del *spot* real del heliostato, mientras que el *spot* obtenido mediante el método de EOC se aproxima mejor, lo cual se corrobora al calcular el *coeficiente de determinación* sobre las áreas, por intensidad, entre el *spot* real y el modelo de EOC se encontró un valor de $R^2=0.91$ y una suma de residuos cuadrada de $SS_{res}=41.1$. Y el valor obtenido entre el *spot* real y el ideal es de $R^2=-1.69$ y $SS_{res}=162.70$. La Tab. 4.5 muestra algunos valores de áreas para las intensidades del *spot* del heliostato B_0 , de donde se puede apreciar como el área del modelo de EOC es 20.87% mayor al área real, al 80% del área total.

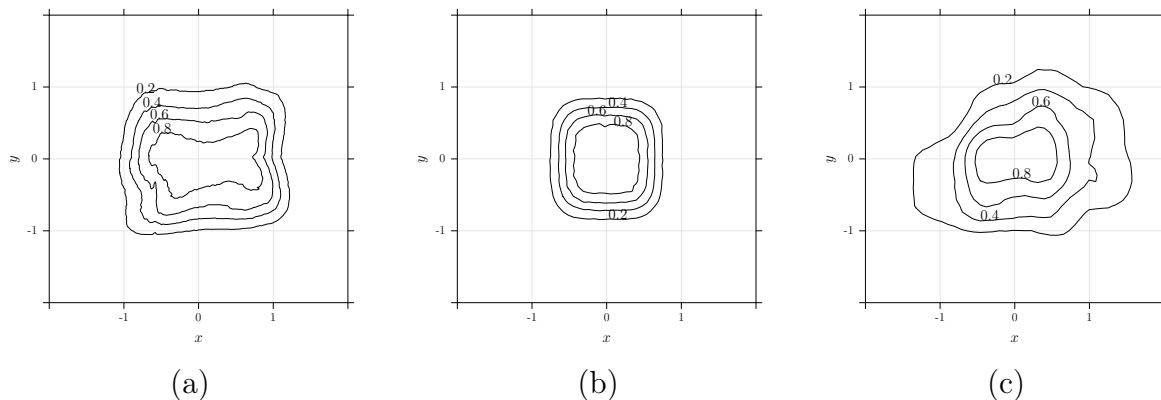


Figura 4.6: (a) *Spot* real del B_0 . (b) *Spot* ideal del B_0 . (c) *Spot* obtenido del método de EOC.

La Fig. 4.7 muestra como el área se incrementa mientras la intensidad disminuye, factor de interceptación, y donde se observa que el *spot* del modelo se aproxima mejor al real.

También se realizaron cortes verticales y horizontales en el centroide del *spot* a lo largo de los ejes x y y , como lo muestran las Fig. 4.8 y 4.9. Lo que se puede apreciar al comparación el *spot* obtenido del CEToC y el de la simulación ideal, es que este último es más estrecho, a diferencia del obtenido en el modelo de EOC, el cual se ajusta mejor, aunque no llega a ser idéntico.

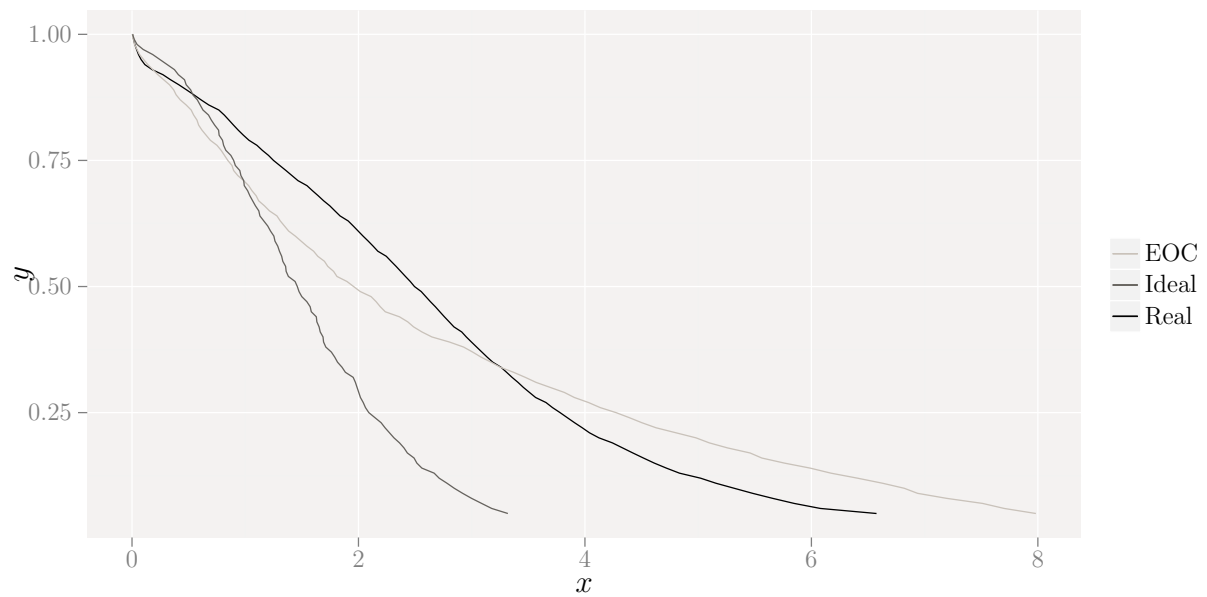


Figura 4.7: Factor de interceptación entre el *spot* tomada del CEToC, la simulación ideal y la simulación del modelo de EOC.

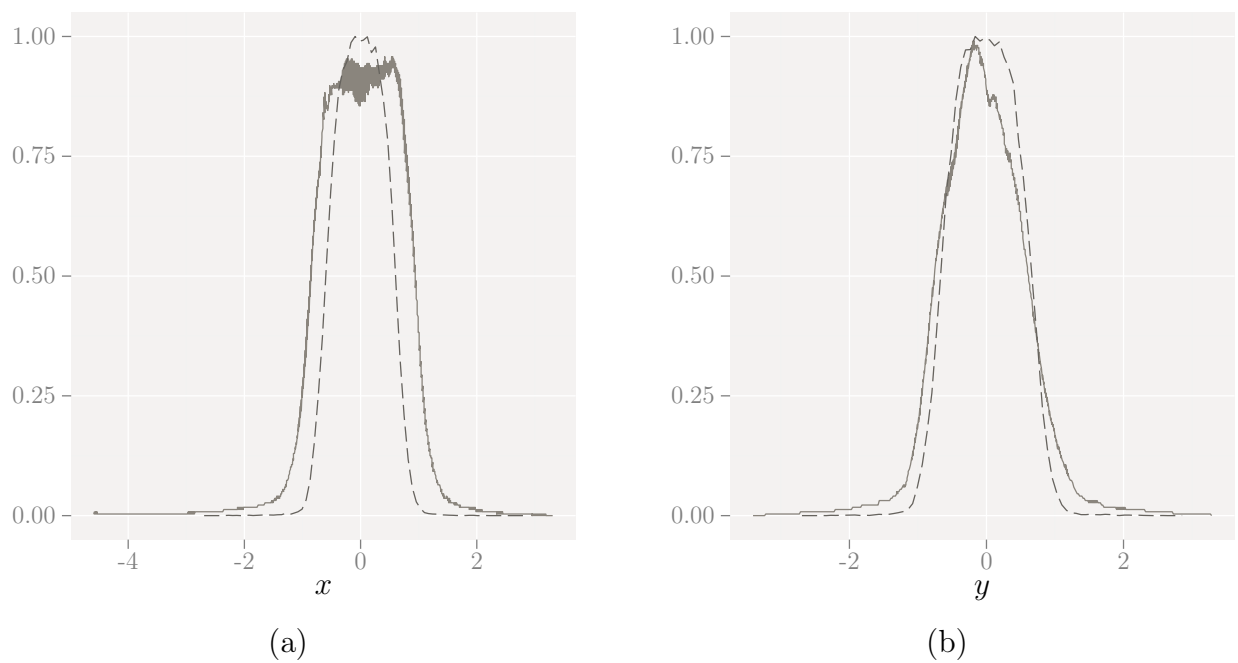
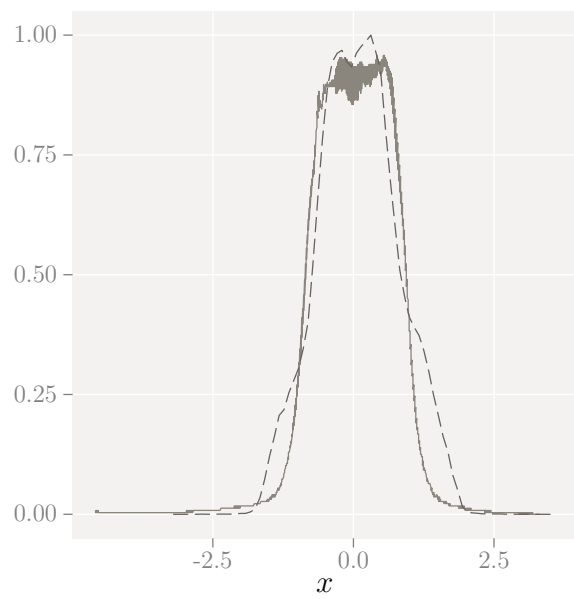
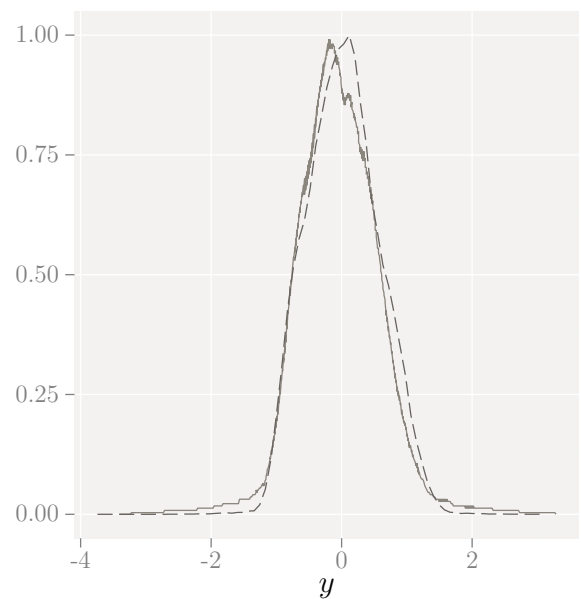


Figura 4.8: Comparación del corte del *spot* real y el simulado idealmente (línea discontinua).



(a)



(b)

Figura 4.9: Comparación del corte del *spot* real y calculado a través del modelo de la EOC (línea discontinua).

Conclusiones y Recomendaciones

El cálculo del canteo es un paso importante en la evaluación de un helióstato, conociendo el *spot* real y poderlo simular permite controlar mejor el campo de helióstatos y conocer la procedencia de las pérdidas de energía, que posteriormente ocurrirán en el concentrador, ya que se puede saber con mayor certeza la cantidad de energía que se debería obtener de cada helióstato. En este trabajo se ha propuesto un método óptico para el canteo de helióstatos basado en la reflexión de patrones geométricos conocidos.

Al observar las Fig. 4.2, 4.3 y 4.4 de los ángulos de canteo α' , β' y γ se puede apreciar como el método EOC utilizado para medir el canteo del helióstato B_0 muestra resultados coherentes con los valores ideales que debería tener. Las diferencias entre los valores calculados de canteo y los teóricos, como se puede apreciar en la Tab. 4.4, alcanzan valores de hasta 14 mrad (0.8°). Con esto se logra obtener de la simulación un *spot* mayor que el real, lo que nos habla de que los errores que posee el helióstato B_0 son menores a 14 mrad. Con estos errores el área del *spot* real es 81.5% más grande que el ideal, al 80% de su intensidad, y 17.3% más pequeño que el del modelo de la EOC. La EOC da una mayor certeza del comportamiento del *spot*, pero no con la precisión que se requiere para replicar su forma. Y el *coeficiente de determinación* sobre las áreas, por intensidad, entre el *spot* real y el modelo de EOC es de $R^2 = 0.91$ comparado con un $R^2 = -1.69$ obtenido del *spot* real comparado con el ideal.

Como se supuso, sobre el *spot* del B_0 , el canteo es el parámetro principal que afecta la forma, por lo que es un factor óptico muy importante para evaluar el comportamiento de un CRS. Las razones del porque no se obtiene una forma igual a la real mediante el modelo óptico, puede deberse a varios factores, entre los que se encuentra: el uso de una sola normal por helióstato, considerar el mismo σ de error para todas las facetas.

Para mejorar la precisión del método una posibilidad sería usar un patrón con muchos más puntos de referencia, ya que de este modo la incertidumbre en la normal disminuiría. De hecho esto podría dar lugar a una extensión interesante del método, ya que con un suficiente número de puntos, además del canteo se tendría una buena estimación del error de pendiente de cada faceta individual, los cuales se podría usar en la simulación. También sería conveniente usar un patrón un poco más grande y buscar centrar mejor la imagen por parejas de facetas. Con el procedimiento actual a veces se muestrea sólo una región de la faceta cercana a una esquina, con lo cual el resultado no es realmente representativo.

El considerar una única normal por faceta no es suficiente para simular la forma real del *spot*, sabemos que la faceta (1.2×1.2 m) posee más de una normal porque se observaron

deformaciones del *target* en algunas fotos procesadas.

Otras cosas que se pueden mejorar en el método son el no depender de los ángulos θ_z y γ_s calculados por el sistema de control, las otras podrían considerarse menores como la ubicación real del sistema de referencia xyz_{B0} la cual no está exactamente en el centro de la faceta central del heliostato sino en el cabezal, lo que significa que el sistema de referencia considerado actualmente se mueve ligeramente.

Comportamiento anual del heliostato B_0

Se sabe que el *spot* que refleja un heliostato cambia a lo largo del año, para una hora solar determinada. Para cuantificar el cambio que puede tener el *spot* del heliostato se realizó una simulación con un canteo ideal¹ para los días 21 de los meses de marzo, junio, septiembre y diciembre para el medio día solar. Se compara su forma y la variación del área.

La Fig. A.1 muestra como cambia la forma del *spot*, simulados para el medio día solar, a lo largo de los cuatro meses del año, en donde se puede apreciar que la peor se obtiene en junio.

Al comparar las curvas de nivel, Fig. A.2 se aprecia que difieren muy poco entre ellas, en donde el 95 % del área del *spot* es de 3.29, 3.72, 3.28 y 3.30 m² para los meses de marzo, junio, septiembre y diciembre respectivamente. Con lo que se confirma que junio es el *spot* más ensanchado.

Al comparar los cortes no se aprecia una diferencia significativa, Fig. A.3. En el corte en x se puede apreciar como la curva que corresponde a junio se ensancha un poco más que las otras, y en el corte en el eje y es la curva correspondiente a diciembre la que se desvía respecto las demás. El comparativo se realiza para curvas unitarias, ya que lo que interesa es la forma.

Finalmente la Fig. A.4 muestra el incremento del área conforme la intensidad disminuye. Aquí se puede apreciar de una mejor forma como la simulación para el mes de junio difiere ampliamente de las demás, al 80 %, 60 %, 40 % y 20 % de intensidad se tiene un área de 0.66 ± 0.15 m², 1.14 ± 0.14 m², 1.64 ± 0.08 m² y 2.32 ± 0.04 m² respectivamente. En donde la variación es debida principalmente al *spot* obtenido en el mes de junio.

De ahí la importancia de considerar la fecha real de canteo para las simulaciones, ya que la forma y mayormente el área del *spot* pueden verse afectadas.

¹Con las mismas características que se simuló el B_0 con canteo ideal.

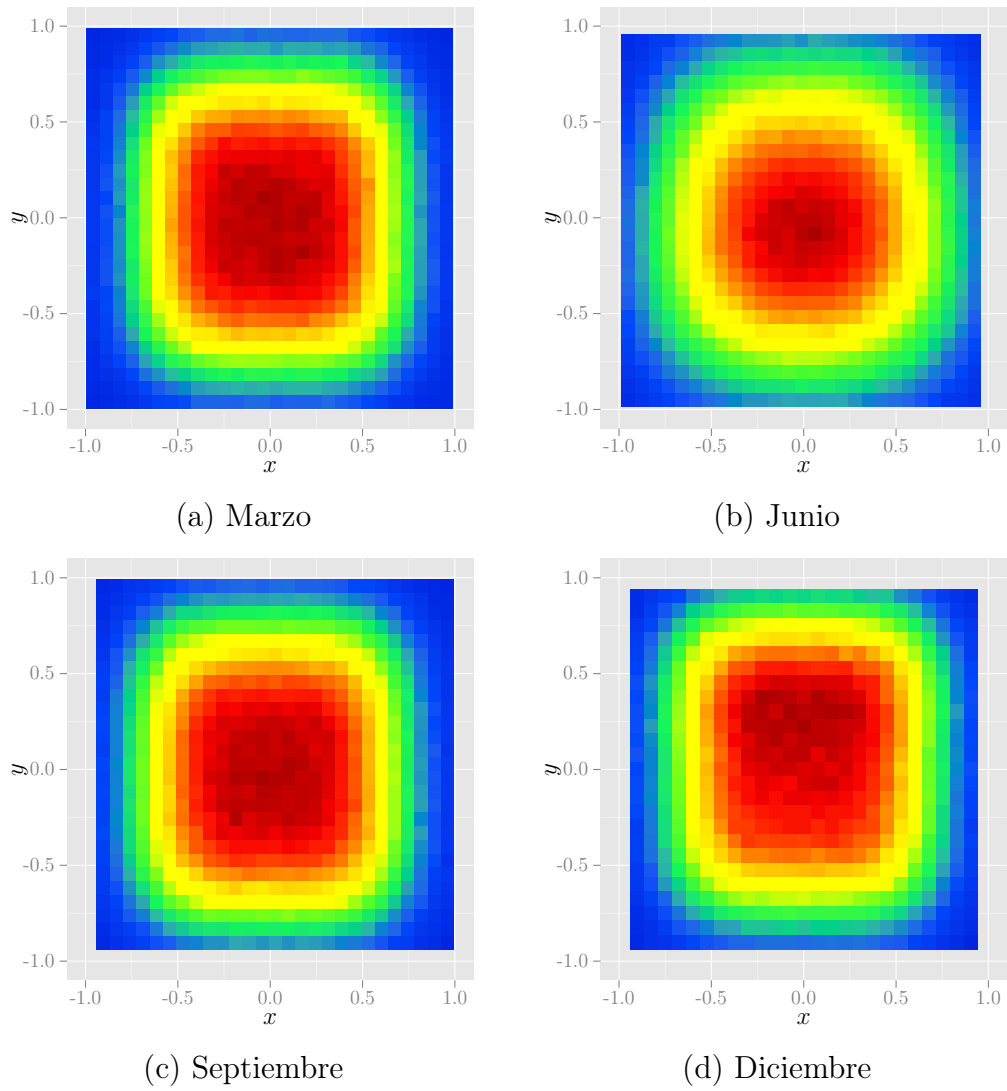


Figura A.1: Comparativo del *spot* para un canteo ideal del 18 de octubre a medio día solar.

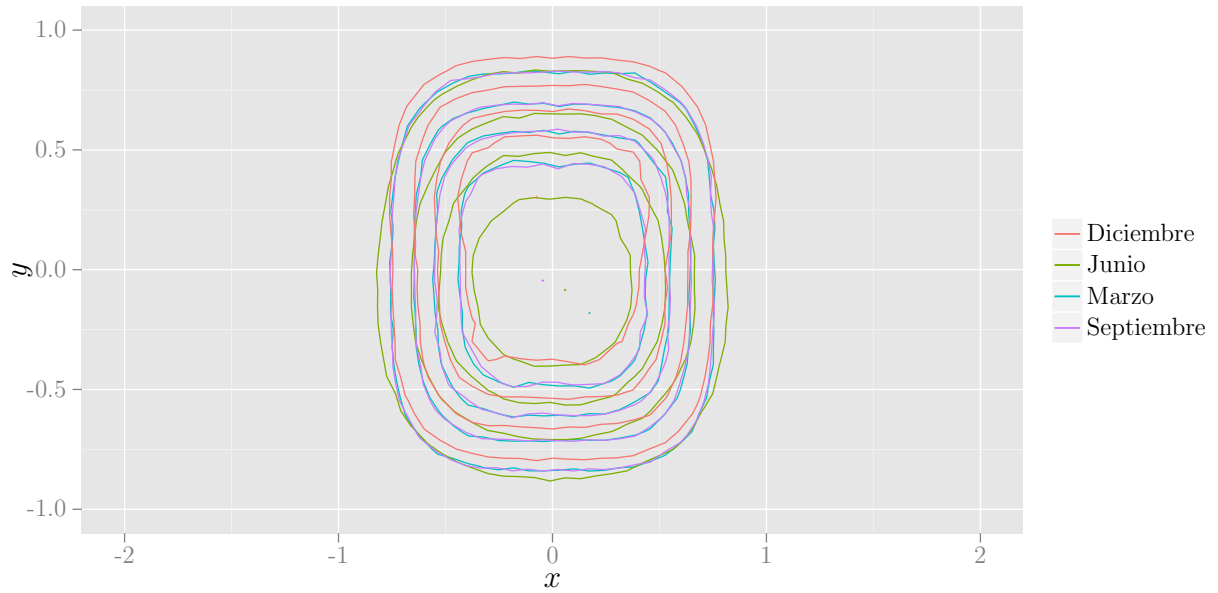


Figura A.2: Comparativo de las curvas de nivel para la simulación del heliostato B_0 , con canteo ideal del 18 de octubre, los días 21 de marzo, junio, septiembre y diciembre.

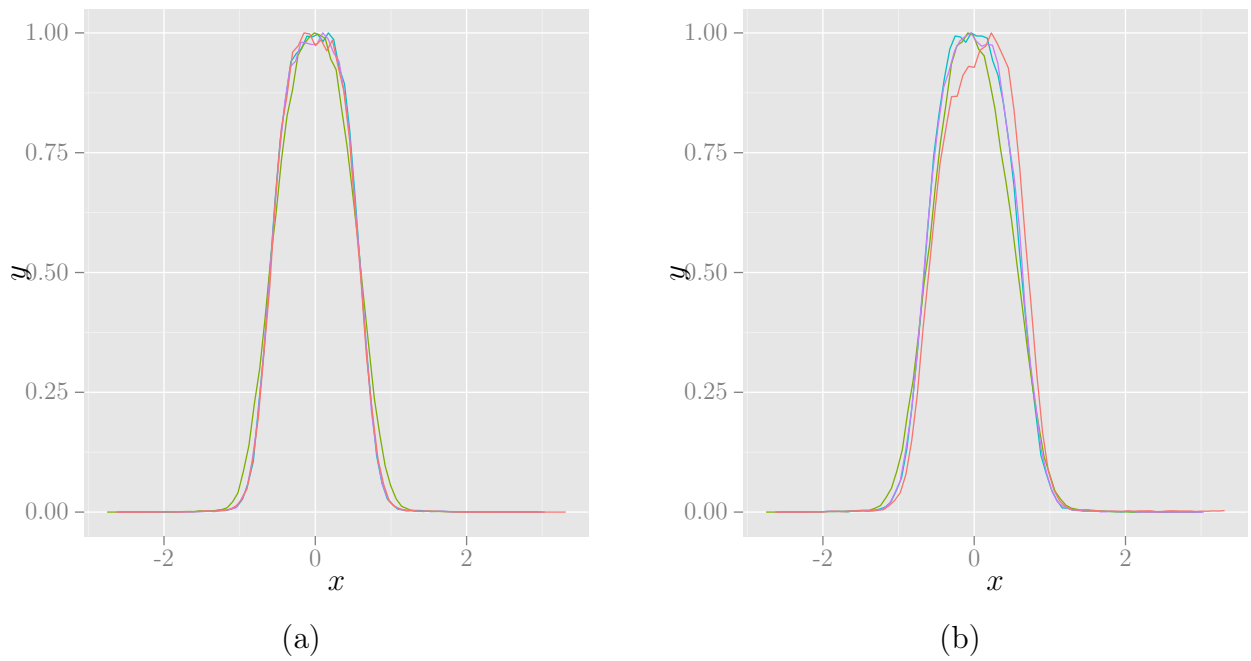


Figura A.3: Cortes en los centroides de los *spot* simulados para los días 21 de marzo, junio, septiembre y diciembre.

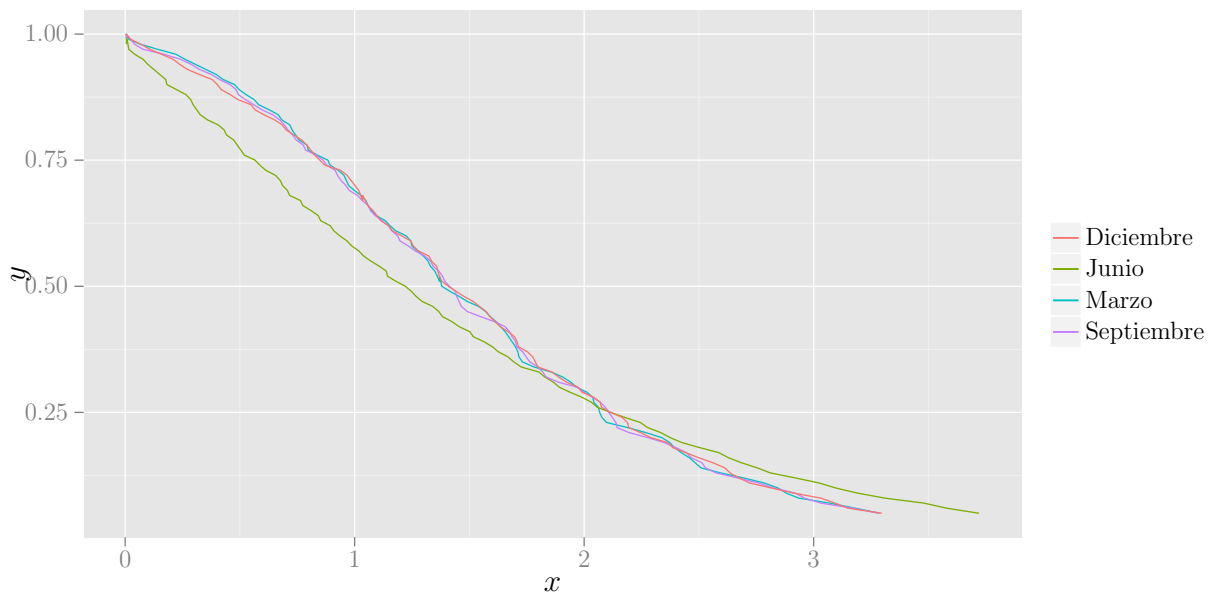


Figura A.4: Comportamiento del área del *spot* mientras la intensidad disminuye, para los días 21 de marzo, junio, septiembre y diciembre.

Referencias

- Alexopoulos, S. & Hoffschmidt, B. (2013), Concentrating receiver systems (CRS), *in* C. Richter, D. Lincot & C. Gueymard, eds, ‘Solar Energy’, Springer New York, pp. 29–71.
- Barlev, D., Vidu, R. & Stroeve, P. (2011), ‘Innovation in concentrated solar power’, *Solar Energy Materials and Solar Cells* **95**(10), 2703–2725.
- Baum, V., Aparasi, R. & Garf, B. (1957), ‘High-power solar installations’, *Solar Energy* **1**(1), 6–12.
- Behar, O., Khellaf, A. & Mohammedi, K. (2013), ‘A review of studies on central receiver solar thermal power plants’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **23**(C), 12–39.
- Bradshaw, R. W., Dawson, D. B., De La Rosa, W., Gilbert, R., Goods, S. H., Hale, M. J., Jacobs, P., Jones, S. A., Kolb, G. J., Pacheco, J. E. & Others (2002), Final test and evaluation results from the solar two project, Technical report, Sandia National Labs., Albuquerque, NM (US); Sandia National Labs., Livermore, CA (US).
- BrightSource Energy, I. (2014), ‘Ivanpah’. [Online; acceso 20-Junio-2014].
URL: <http://ivanpahsolar.com>
- Buck, R. & Teufel, E. (2009), ‘Comparison and optimization of heliostat canting methods’, *Journal of Solar Energy Engineering* **131**(1), 011001.
- CENER (2008), ‘Tonatiuh’. [Online; acceso 05-Junio-2013].
URL: <https://code.google.com/p/tonatiuh/>
- Chavez, K., Sproul, E. & Yellowhair, J. (2012), Development and analysis of the heliostat focusing and canting enhancement technique for full heliostat alignments, *in* ‘ASME 2012 6th International Conference on Energy Sustainability’, American Society of Mechanical Engineers, pp. 237–246.
- DOE (1993), ‘Solar one’. [Online; acceso 29-Abril-2014].
URL: <http://is.gd/DF0c26>
- Duffie, J. A. & Beckman, W. A. (2013), *Solar engineering of thermal processes*, John Wiley & Sons.

-
- eSolar (2014), ‘Sierra sun tower’. [Online; acceso 20-Junio-2014].
URL: <http://www.esolar.com/>
- Finat, A. G. & Liberali, R. (2007), Concentrating solar power: From research to implementation, Technical report.
- Garcia, P., Ferriere, A. & Bezian, J.-J. (2008), ‘Codes for solar flux calculation dedicated to central receiver system applications: A comparative review’, *Solar Energy* **82**(3), 189–197.
- Hernández-Moro, J. & Martínez-Duart, J. (2012), ‘CSP electricity cost evolution and grid parities based on the IEA roadmaps’, *Energy Policy* **41**, 184–192.
- Hildebrandt, A. F. et al. (1977), ‘Power with heliostats’, *Science* **197**, 1139–1146.
- Ho, C. K. (2008), ‘Software and codes for analysis of concentrating solar power technologies’, *Sandia National Laboratories* .
- IEA (2006), ‘Renewable energy rd&d priorities: Insights from IEA technology programme’.
- IEA (2010), *IEA Technology Roadmaps: Concentrating Solar Power*, OECD Publishing.
- Investments, T. E. (2014), ‘Gemasolar’. [Online; acceso 20-Junio-2014].
URL: <http://www.torresolenergy.com>
- Iriarte, C. (2013), Automatización de sistema de control para campo de heliótatos, Ciencias en ingeniería electrónica, Instituto Tecnológico de Chihuahua.
- Kaltschmitt, M., Streicher, W. & Wiese, A. (2007), Solar thermal power plants, in M. Kaltschmitt, W. Streicher & A. Wiese, eds, ‘Renewable Energy’, Springer Berlin Heidelberg, pp. 171–228.
- Kistler, B. L. (1986), A user’s manual for delSol3: A computer code for calculating the optical performance and optimal system design for solar thermal central receiver plants, Technical report, Sandia National Labs., Livermore, CA (USA).
- Kolb, G. J. (1989), Recommendations for improvements in the design and operation of future solar central receiver power plants based on experience gained from the solar one pilot plant, in ‘Energy Conversion Engineering Conference, 1989. IECEC-89., Proceedings of the 24th Intersociety’, IEEE, pp. 1985–1990.
- Kolb, G. J., Davenport, R., Gorman, D., Lumia, R., Thomas, R. & Donnelly, M. (2007), Heliostat cost reduction, in ‘ASME 2007 Energy Sustainability Conference’, American Society of Mechanical Engineers, pp. 1077–1084.
- Lata, J. M., Rodríguez, M., de Lara, M. A. et al. (2008), ‘High flux central receivers of molten salts for the new generation of commercial stand-alone solar power plants’, *Journal of Solar Energy Engineering* **130**(2), 21002.
-

- Leonardi, E. & D' Aguanno, B. (2014), Concentrating solar energy technologies, *in* G. Cao & R. Orrù, eds, 'Current Environmental Issues and Challenges', Springer Netherlands, pp. 113–126.
- LLC, I. S. (2014), 'Imagemagick'. [Online; acceso 20-Junio-2014].
URL: <http://www.imagemagick.org>
- Luzzi, A. & Lovegrove, K. (2004), Solar thermal power generation, *in* C. J. Cleveland, ed., 'Encyclopedia of Energy', Elsevier, New York, pp. 669 – 683.
- Ortega, J. I., Burgaleta, J. I. & Téllez, F. M. (2008), 'Central receiver system solar power plant using molten salt as heat transfer fluid', *Journal of Solar Energy Engineering* **130**(2), 024501.
- Pavlović, T. M., Radonjić, I. S., Milosavljević, D. D. & Pantić, L. S. (2012), 'A review of concentrating solar power plants in the world and their potential use in serbia', *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **16**(6), 3891–3902.
- Pettit, R. B. (1977), 'Characterization of the reflected beam profile of solar mirror materials', *Solar Energy* **19**(6), 733–741.
- R Core Team (2014), *R: A Language and Environment for Statistical Computing*, R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria.
URL: <http://www.R-project.org/>
- Ren, L., Wei, X., Lu, Z., Yu, W., Xu, W. & Shen, Z. (2014), 'A review of available methods for the alignment of mirror facets of solar concentrator in solar thermal power system', *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **32**(0), 76 – 83.
- Romero, M., Buck, R. & Pacheco, J. E. (2002), 'An update on solar central receiver systems, projects, and technologies', *Journal of Solar Energy Engineering* **124**(2), 98.
- SolarGis (2014), 'World map of direct normal irradiation'. [Online; acceso 18-Junio-2014].
URL: <http://is.gd/g0qP1g>
- Stavroudis, O. (1973), 'Comments on: On archimedes'burning glass', *Applied optics* **12**(10), A16.
- Stoffel, T., Renné, D., Myers, D., Wilcox, S., Sengupta, M., George, R. & Turchi, C. (2010), Concentrating solar power: Best practices handbook for the collection and use of solar resource data (CSP), Technical report, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO.
- Vant-Hull, L. (2012), 8 - Central tower concentrating solar power (CSP) systems, *in* K. Lovegrove & W. Stein, eds, 'Concentrating Solar Power Technology', Woodhead Publishing Series in Energy, Woodhead Publishing, pp. 240 – 283.
-