



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

CENTRO DE FÍSICA APLICADA
Y TECNOLOGÍA AVANZADA

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE PARÁMETROS
CARACTERÍSTICOS EN LA ALINEACIÓN DE
HELIÓSTATOS PLANOS PARA HORNO SOLARES
DE ALTO FLUJO RADIATIVO

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
LICENCIADO EN TECNOLOGÍA

PRESENTA:

LEONEL REYES OCHOA

DIRECTOR: DR. CARLOS ALBERTO PÉREZ RÁBAGO

CO-DIRECTOR: DR. DAVID RIVEROS ROSAS



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
Centro de Física Aplicada y Tecnología Avanzada

Asunto: VOTOS APROBATORIOS

DR. RAMIRO PÉREZ CAMPOS
DIRECTOR DEL CFATA, UNAM
PRESENTE

ATN: Dr. José Luis Aragón Vera
Coordinador de la Licenciatura en
Tecnología

En cumplimiento del Artículo 26 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la Tesis con título "Análisis y evaluación de parámetros característicos en la alineación de helióstatos planos para hornos solares de alto flujo radiativo", que presenta el pasante Reyes Ochoa Leonel con número de cuenta 408021212 para seguir con la opción de titulación por tesis y examen profesional en la carrera de Licenciatura en Tecnología.

Considerando que dicho trabajo reúne los requisitos necesarios para ser discutido en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro **VOTO APROBATORIO**.

ATENTAMENTE
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Juriquilla, Qro. a 16 del mes de feb del año 2012.

	NOMBRE	FIRMA DE ENTERADO
PRESIDENTE	Dr. Claudio A. Estrada Gasca	
SECRETARIO	Dr. David Riveros Rosas	
VOCAL	D.I. Adrián H. Oskam Voorduin	
1er. SUPLENTE	Dr. Rafael Castrejón García	
2º SUPLENTE	Dra. Ma. Concepción Arenas Arrocena	

Dedicada a:

Beto,
mi ángel, a quien amo más que a nadie
y mi motivo para ser mejor cada día.

Mi mamá,
porque tu amor y cariño son la fuerza,
la inspiración y la luz de mi vida.

Mi papá,
porque tu amor, tus consejos y tu apoyo,
me han hecho ser quien soy.

Rod,
porque tu espíritu soñador y aventurero
me motivan a ser un luchador como tú.

Agradecimientos.

Al Dr. Carlos A. Pérez Rábago y al Dr. David Riveros Rosas, mis directores de tesis, por sus enseñanzas, consejos y paciencia, quienes me contagiaron de su pasión por este proyecto.

Al Dr. Claudio A. Estrada Gasca por sus valiosos consejos y por haberme recibido en el CIE para permitirme formar parte de este proyecto tan maravilloso e importante.

A la Dra. Ma. Concepción Arenas A. y al Dr. Rafael Castrejón G. por sus consejos y observaciones.

Al D.I. Adrián H. Oskam V. por haber alimentado mi interés por las energías renovables, así como por su apoyo técnico.

A Ricardo Pérez Enciso, Javier Licurgo Pedraza y Jesús Quiñones Aguilar por sus consejos, observaciones, paciencia, apoyo y amistad.

A Javier Arriaga Petrona y Noé López Hernández por su apoyo técnico y amistad.

Al Dr. Víctor Manuel Castaño Meneses porque desde el primer día de conocerlo me contagió su pasión por la ciencia; por su total disponibilidad hacia los alumnos, su apoyo incondicional, sus consejos y su guía durante mi formación académica.

A la Dra. Ana Leonor Rivera López por su indiscutible entrega y compromiso hacia la Lic. en Tecnología, por su asesoría y consejo, por mostrarme siempre nuevos retos e invitarme a vencerlos.

Al M. en C. Francisco Fernández Escobar no sólo por su excelente capacidad para transmitir su conocimiento sino por enseñarme invaluable hábitos de estudio.

Al Dr. Miguel de Icaza Herrera de quien me siento muy afortunado de haber sido alumno en varias ocasiones y de quien espero seguir aprendiendo muchísimo más.

A mis profesores, a quienes respeto y agradezco su tiempo, consejos y enseñanzas: a la Dra. Miriam R. Estévez González , al Dr. Yu Tang Xu, al Dr. Saúl Santillán Gutiérrez, al Dr. Marcelo López Parra, al Dr. Rogelio Rodríguez Talavera, a la Dra. Susana Vargas Muñoz, al Dr. Domingo Rangel Miranda, al Dr. Rafael Quintero Torres, al M. en C. Ángel Luis Rodríguez, al Dr. Carlos Pedroza, al M. en C. Luis López Jiménez, al Dr. Enrique Cantoral, al Dr. Juan B. Morales Malacara.

A Don Román, por su amabilidad, respeto, disposición y ayuda.

A Daniela, Julieta y Conchita por su infinita paciencia hacia mí, toda su atención y ayuda.

A todos mis amigos tecnólogos, con quienes he vivido más de cuatro años increíbles e inolvidables, de quienes aprendí mucho dentro y fuera de clases y a quienes les agradezco su cariño, su paciencia, su buen humor, su solidaridad, su entusiasmo, su nobleza, sus enseñanzas pero sobre todo, su amistad. Gracias, principalmente a: Erik, Pepe, Omar, Andrés, Tafo, Mayra, Xochi, Yissel, Armando, Gerardo, Kaleb y Héctor.

A Pao por todo su amor y apoyo incondicional que me motivaron en todo momento.

Índice.

Dedicatoria.....	III
Agradecimientos.....	IV
Resumen.....	VI
Lista de figuras.....	VII
Lista de tablas.....	IX
1. Introducción.....	1
1.1 Situación energética mundial.....	2
1.2 El caso de México.....	5
2. Antecedentes.....	8
2.1 Energía solar y su aprovechamiento.....	9
2.2 Energía solar fototérmica.....	9
2.2.1 Canal parabólico.....	11
2.2.2 Fresnel lineal.....	12
2.2.3 Disco parabólico.....	13
2.2.4 Sistema de torre central.....	14
2.2.5 Hornos solares.....	16
2.3 Helióstatos.....	22
2.4 Procedimientos de la alineación de helióstatos.....	23
2.5 Justificación.....	28
2.6 Objetivos.....	29
3. Descripción del heliostato H81.....	30
3.1 Características ópticas.....	31
3.1.1 Dimensiones.....	31
3.1.2 Horas de operación.....	33
3.2 Características mecánicas.....	34
3.2.1 Facetas.....	35
3.2.2 Platinas.....	35
3.2.3 Armaduras.....	37
3.2.4 Brazos.....	37
3.2.5 Cabezal.....	37
3.2.6 Pedestal.....	37
3.3 Sistema de control.....	37
4. Metodología.....	39
4.1 Instrumentación.....	40
4.1.1 Escuadras.....	40
4.1.2 Láser autonivelante.....	41
4.1.3 Máquina de medición por coordenadas.....	41
4.2 Alineación.....	42
4.2.1 Evaluación de la alineación.....	46
4.2.2 Pegado de los espejos en las facetas.....	47
4.3 Determinación de la planitud de las facetas.....	49
5. Análisis de resultados.....	52
5.1 Comparativa cualitativa entre H81 y H36.....	53
5.2 Determinación del ángulo de desviación promedio en la superficie del H81.....	55
5.3 Captura y procesamiento de la imagen del flujo radiativo solar concentrado.....	58
5.3.1 Sistema para la captura de imágenes.....	58
Conclusiones.....	66
Referencias.....	68

Resumen.

Dada la importancia de promover la investigación y desarrollo de las tecnologías de concentración solar en nuestro país, la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), la Universidad de Sonora (UNISON) y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), en colaboración con diversas instituciones de investigación y educación superior, tanto nacionales como internacionales, han impulsado la creación del Laboratorio Nacional de Concentración Solar y Química Solar, encontrándose entre sus objetivos la reciente construcción de un Horno Solar de Alto Flujo Radiativo (HSAFR) en el Centro de Investigación en Energía (CIE) de la UNAM. Dicho horno solar se encuentra conformado por dos subsistemas principales: un concentrador parabólico que concentra la radiación en un punto focal y un helióstato plano de 81 m², el cual se encarga de redireccionar la luz solar hacia el concentrador.

En este trabajo se presenta el desarrollo e implementación de una metodología original para la alineación de helióstatos planos con base en una revisión de las técnicas de alineación existentes a fin de obtener un frente de onda plano reflejado por un helióstato, que maximice los niveles de concentración de radiación que pueden obtenerse en hornos solares de alto flujo radiativo.

De manera complementaria se describe la campaña experimental para la evaluación y caracterización de la alineación propuesta y se presentan los resultados obtenidos, dentro de los cuales podemos mencionar la determinación del error óptico del sistema helióstato-concentrador, comparativas cuantitativas y cualitativas con una metodología alternativa de alineación, un procesamiento de imágenes para mostrar la mejora del desempeño del HSAFR mediante la alineación del helióstato al maximizar la densidad de radiación solar concentrada. Así mismo, se presenta el análisis y discusión de los resultados para determinar los parámetros más importantes en este estudio, así como las ventajas ofrecidas por esta metodología ante otras alineaciones.

Este trabajo busca contribuir al desarrollo tecnológico y documentación de nuevo conocimiento en este campo de la ciencia que si bien, a nivel mundial tiene varias décadas en desarrollo, en México se presenta como un área de oportunidades importante que contribuya a reducir la brecha tecnológica que existe entre los países desarrollados y nuestro país, tornándose esta tesis, un antecedente para futuros estudios en el campo de la tecnología termosolar de alta concentración en México.

Lista de figuras.

- Fig. 1.1.** Comparativa en la distribución del suministro mundial de energía primaria en 1973 y 2009.
- Fig. 1.2.** Comparación de escenarios para el 2035 en la distribución del suministro de energía primaria en el mundo.
- Fig. 1.3.** Emisiones de CO₂ de 1971 a 2008.
- Fig. 1.4.** Distribución del suministro de energía primaria en México (2008).
- Fig. 2.1.** Canal parabólico.
- Fig. 2.2.** Fresnel lineal.
- Fig. 2.3.** Disco parabólico.
- Fig. 2.4.** Sistema de torre central.
- Fig. 2.5.** Complejo de plantas SEGS (Solar Electric Generating Systems) de 354 MWe de capacidad en el desierto de Mohave, (California, E.U.A.).
- Fig. 2.6.** Planta solar Nevada Solar One con una capacidad de 64MWe (Nevada, E.U.A.).
- Fig. 2.7.** Primera planta solar comercial de fresnel lineal de 1.4 MWe de la empresa Novatec Biosol (Murcia, España).
- Fig. 2.8.** Planta solar Maricopa de 1.5 MWe compuesta por 60 receptores (Arizona, E.U.A.).
- Fig. 2.9.** Planta solar Gemasolar de 19.9 MWe (Sevilla, España).
- Fig. 2.10.** Torre central de 1.5 MWe en Jülich, Alemania.
- Fig. 2.11.** Esquema de los componentes de un horno solar.
- Fig. 2.12.** Vista de planta del horno solar del DLR (Colonia, Alemania) con configuración óptica fuera del eje.
- Fig. 2.13.** Instalaciones del horno solar de Colonia, Alemania.
- Fig. 2.14.** Esquema de los hornos solares en Odeillo (Francia).
- Fig. 2.15.** Instalaciones del horno solar de 1000 kW en Odeillo, Francia.
- Fig. 2.16.** Instalaciones del horno solar de 30 kW_t en el CIE-UNAM en Morelos, México.
- Fig. 2.17.** Esquema de las partes de un heliostato.
- Fig. 2.18.** Esquema del método de alineación desarrollado en el SNL (E.U.A.).
- Fig. 2.19.** Esquema del uso de un autocolimador para la alineación.
- Fig. 2.20.** El método óptico de alineación de [Allison F.].
- Fig. 3.1.** Esquema de la proyección del heliostato sobre el concentrador del horno en el solsticio de verano.

Fig. 3.2. Esquema de las dimensiones de espejos y distribución para formar una superficie reflectora de 81m^2 .

Fig. 3.3. Proyecciones en equinoccio de primavera y otoño.

Fig. 3.4. Proyecciones en solsticio de verano.

Fig. 3.5. Proyecciones en solsticio de invierno.

Fig. 3.6. Distribución de platinas en espejo de dimensiones de $1.8\text{m} \times 1.9\text{m}$.

Fig. 3.7. Distribución de platinas en espejo de dimensiones de $1.8\text{m} \times 1.3\text{m}$.

Fig. 3.8. Diseño y dimensiones de las platinas niveladoras.

Fig. 3.9. Mecanismo nivelador de la platina. Cada platina consta de 3 pares de tornillos coaxiales para modificar su altura. a) Vista explosionada de platina y tornillos (izquierda). b) Platina y tornillos en ensamble (derecha).

Fig. 3.10. El vector normal (N) al centro de la superficie del helióstato bisecta en todo momento al ángulo formado por el vector solar (S) y el vector que apunta al centro del concentrador (C).

Fig. 4.1. Escuadra utilizada en la alineación.

Fig. 4.2. Esquema de la proyección de planos en láseres autonivelantes.

Fig. 4.3. Láser autonivelante utilizado en la alineación del H81.

Fig. 4.4. Elementos de la máquina de medición por coordenadas portátil Metronor System SOLO (cámara, bastón con puntero y computadora).

Fig. 4.5. Helióstato sin ensamblaje de las facetas.

Fig. 4.6. Ajuste de altura de las facetas.

Fig. 4.7. Herramienta calibradora para la altura de las facetas.

Fig. 4.8. Calibración de las escuadras en la faceta de referencia.

Fig. 4.9. Proyección del laser sobre la marca de la escuadra.

Fig. 4.10. Montaje del láser y las escuadras para la alineación de platinas.

Fig. 4.11. Proyección del plano proveniente del láser sobre las escuadras en las platinas a alinear.

Fig. 4.12. Verificación de la planitud de las platinas.

Fig. 4.13. Platinas cubiertas con cinta adhesiva tipo "doble cara" para el pegado del espejo.

Fig. 4.14. Verificación de la planitud en las facetas posterior al pegado de los espejos, empleando el láser autonivelante y las escuadras.

Fig. 4.15. Esquema de la distribución de las facetas sobre el H81.

Fig. 4.16. Esquema que ubica los puntos para la generación del plano general y los ejes x e y del marco de referencia (H81 a 90°).

Fig. 4.17. Cuadrícula (mapeo) de 20×20 puntos.

Fig. 4.18. Medición en la zona ubicada sobre la platina.

Fig. 4.19. Medición en la zona ubicada entre platinas.

Fig. 5.1. Proyecciones de la superficie del H36 (izquierda) y el H81 (derecha) sobre el edificio del HSAFR.

Fig. 5.2. Comparativa de las proyecciones de la superficie del H36 (izquierda) y del H81 (derecha).

Fig. 5.3. Suavizado de la medición en la superficie del espejo ubicada sobre una platina (zona A).

Fig. 5.4. Suavizado de la medición en la superficie del espejo ubicada entre platinas (zona B).

Fig. 5.5. Blanco receptor de placa plana para la captura y procesamiento de imágenes.

Fig. 5.6. Montaje experimental para la captura y procesamiento de imágenes.

Fig. 5.7. Captura y medición del receptor como referencia para el análisis de la mancha solar concentrada.

Fig. 5.8. Captura de la imagen de la mancha solar concentrada

Fig. 5.9. Imagen de la mancha solar concentrada en escala de grises.

Fig. 5.10. Niveles de concentración (soles) de la mancha solar obtenida con el H36.

Fig. 5.11. Niveles de concentración (soles) de la mancha solar obtenida con el H81.

Fig. 5.12. Contorno con geometría irregular de la mancha solar obtenida con el H36.

Fig. 5.13. Contorno con perfil circular de la mancha solar obtenida con el H81.

Fig. 5.14. Comparativa del perfil horizontal de irradiancia de las manchas solares obtenidas con el H36 y H81.

Fig. 5.15. Comparativa del perfil vertical de irradiancia de las manchas solares obtenidas con el H36 y H81.

Lista de tablas.

Tabla 2.1. Sistemas torre central en el mundo.

Tabla 2.2. Hornos solares en el mundo.

Tabla 3.1. Horas de operación del HSAFR a lo largo del año.

Tabla 5.1. Ángulo de desviación promedio obtenido con datos originales.

Tabla 5.2. Ángulo de desviación promedio obtenido con datos filtrados.

Capítulo 1

Introducción

"No puede existir un lenguaje más universal y simple, más carente de errores y oscuridades, y por lo tanto más apto para expresar las relaciones invariables de las cosas naturales [...]. [Las matemáticas] parecen constituir una facultad de la mente humana destinada a compensar la brevedad de la vida y la imperfección de los sentidos."

*Joseph Fourier
Teoría analítica del calor
Discurso preliminar*

1.1 Situación energética mundial.

El desarrollo de un país está fuertemente ligado a su capacidad de administrar y utilizar los recursos naturales que posee para satisfacer sus requerimientos energéticos y un ejemplo de ello es el progreso industrial y tecnológico que ha tenido la humanidad durante los últimos dos siglos gracias, en gran medida, al aprovechamiento de combustibles fósiles como el carbón, el gas natural y principalmente, el petróleo. Este último hidrocarburo, es utilizado para un sinnúmero de actividades de entre las cuales podemos mencionar su uso como energético para transporte, calefacción y producción de electricidad; en la industria para la producción de derivados como plásticos, aceites, fibras sintéticas, etc.; en medicina para la fabricación de prótesis e implantes; en construcción para carreteras, pavimento, pinturas, entre otras. Sin embargo, la sobreexplotación de estos hidrocarburos se ha convertido en uno de los principales responsables de las emanaciones de CO₂ en el planeta, contribuyendo en gran medida al calentamiento global y al cambio climático.

Según datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE), en 2009 el total del suministro de energía primaria en el mundo fue de 12150 millones de toneladas de equivalente de petróleo (Mtep), cantidad que equivale a 1.413×10^{11} MWh. Los combustibles fósiles (carbón, gas y petróleo) representan el 80.9% (Fig. 1.1), lo cual es una cifra exorbitante comparada con el porcentaje de energías renovables como la energía solar, geotérmica y eólica, las cuales representan apenas el 0.8% del total¹.

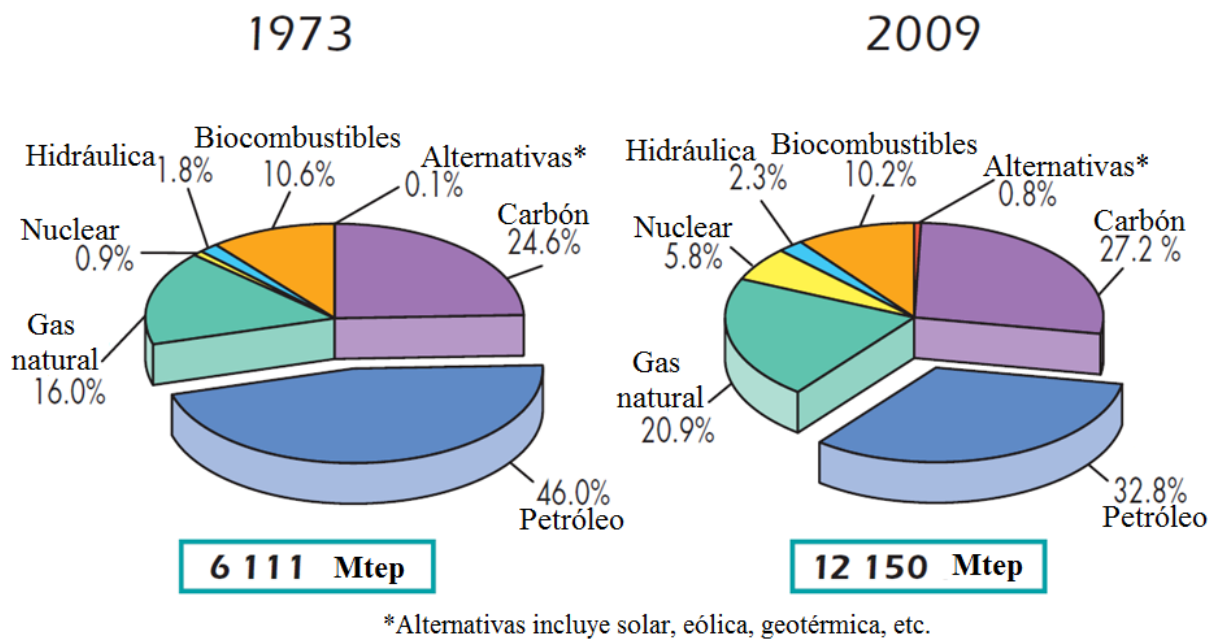


Fig. 1.1. Comparativa en la distribución del suministro mundial de energía primaria en 1973 y 2009
[Fuente: Agencia Internacional de Energía (AIE), 2011].

¹ Fuente: Key World Energy Statistics, IEA, 2011.

El informe de la AIE contiene proyecciones futuras de la situación energética mundial ubicadas en el año 2035, presentando un “*Escenario con la política actual*”, que supone lo que ocurriría en ausencia de políticas específicas para cambiar de rumbo y un “*Escenario con la política 450*” que describe los resultados de aplicar políticas energéticas que establezcan la concentración de gases en la atmósfera en 450 ppm (partes por millón) lo cual es necesario para mitigar los efectos de cambio climático. En la figura 1.2 se puede apreciar una comparación entre estos escenarios, notando la relevancia en la reducción del consumo de hidrocarburos y el incremento en el aprovechamiento de energías alternativas.

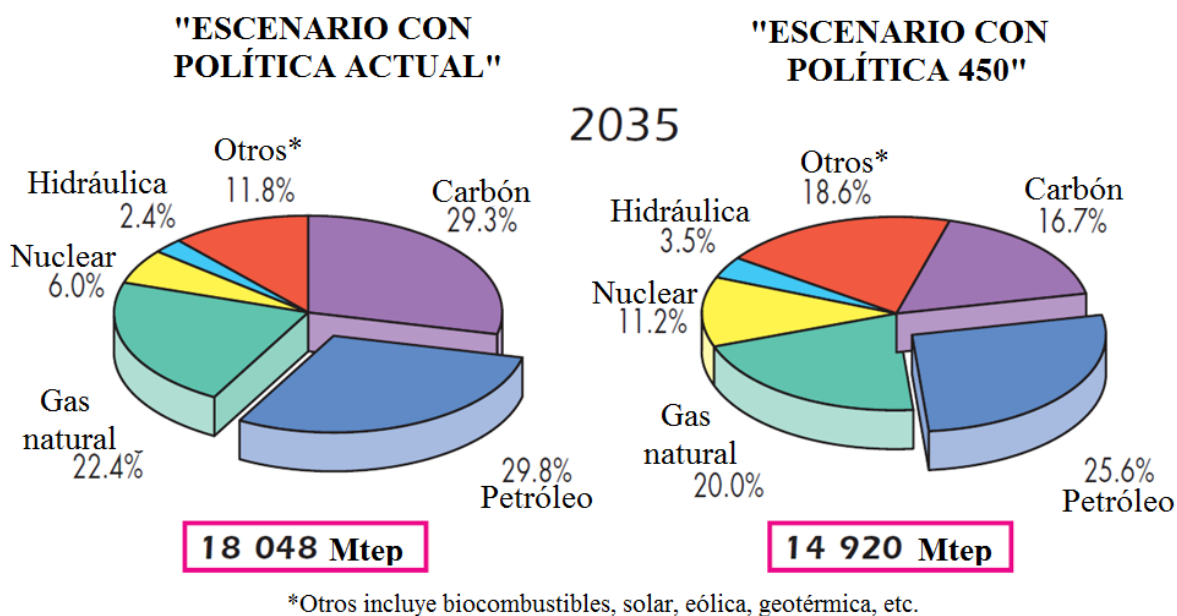


Fig. 1.2. Comparación de escenarios para el 2035 en la distribución del suministro de energía primaria en el mundo [Fuente: AIE, 2011].

Diversos estudios revelan que la producción de gases de efecto invernadero, principalmente el CO₂, debido al uso intensivo de los hidrocarburos, ha ido en aumento de manera drástica en las últimas décadas, duplicándose de 1970 a la fecha (Fig. 1.3), acelerando el cambio climático y las consecuencias para los seres humanos que esto implica [AIE, 2010]. El efecto nocivo para el planeta debido al consumo de estos combustibles aunado al hecho de que las reservas de estos recursos son limitadas y en las próximas décadas se agotarán, hace necesario que las políticas mundiales de producción de energía busquen en las fuentes renovables una opción para satisfacer la creciente demanda de energía y garanticen su suministro de manera sustentable.

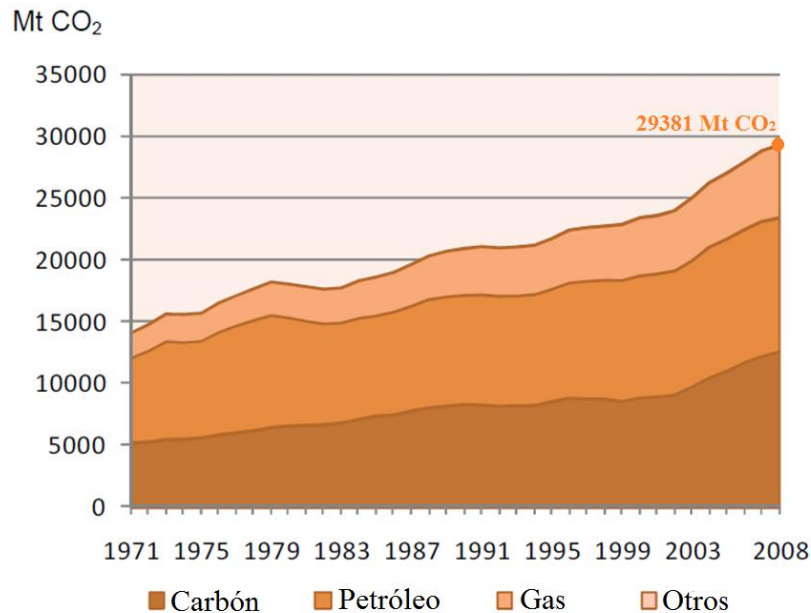


Fig. 1.3. Emisiones de CO₂ de 1971 a 2008 [Fuente: AIE, 2010].

En respuesta a esta situación, se han presentado políticas y medidas para reducir las emisiones de CO₂ en un esfuerzo multinacional para mitigar el cambio climático. El más conocido de estos tratados es el Protocolo de Kyoto, el cual entró en vigor en febrero de 2005, comprometiendo a países desarrollados a reducir sus emisiones de CO₂ en al menos un 5%, respecto a sus emisiones de 1990 en el periodo de 2008 a 2012. A pesar de la extensa participación (192 países en 2008), el potencial del Protocolo se ve limitado debido a que los mayores emisores no participan en él (i.e. Estados Unidos) y países en vía de desarrollo no se ven obligados a cumplir con el mismo. En diciembre de 2008, el Consejo Europeo y el Parlamento Europeo acordaron implementar una política que busque reducir sus emisiones en un 20% para 2020, con respecto a las de 1990. Como resultado, desde 2010 el 10% de la electricidad generada en la unión europea proviene de fuentes de energía renovable, siendo Alemania el mejor ejemplo, ya que desde 2007 alcanzó la cifra de 14.5% de energía eléctrica limpia [Zakhidovy *et al.*, 2008]. En junio de 2009, Estados Unidos propuso el "American Clean Energy and Security Act" con el objetivo de reducir sus emisiones con respecto a las de 2005, para 2012 en un 3%, para 2020 en un 17% y para 2050 en un 83%, sin embargo, fue rechazado por el senado estadounidense. Países como Japón, Corea y Brasil, entre otros, también se suman a estos esfuerzos buscando reducir sus emisiones para 2020 en un 25%, 30% y 38.9%, respectivamente².

² Fuente: CO₂ emissions from fuel combustion highlights, IEA, 2010.

1.2 El caso de México.

En México las reservas probadas de hidrocarburos, estimadas por PEMEX, son aproximadamente 13796 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (al 1° de enero de 2011)³. Sin embargo, la relación reserva-producción estimada, pronostica el agotamiento de los actuales yacimientos en aproximadamente 10 años (en caso de no encontrarse nuevos) y en 4 años, el consumo nacional será mayor a la producción, lo que convertirá a México en un país importador de este recurso. Lo que supone un panorama desfavorable para México, ya que a pesar de que los ingresos de esta actividad económica son sustanciales, no se ha manejado una inversión importante apuntando hacia alternativas energéticas para el país. Las energías solar, eólica y geotérmica representan tan sólo el 3.4% del total del suministro de energía en el país, de los cuales la energía geotérmica representa alrededor del 2.8% y la solar 0.025%, mientras que por otra parte, el carbón, gas y petróleo suman el 88.7%⁴. Sumado a lo anterior, las emisiones de CO₂ a causa del consumo en México de estos tres últimos hidrocarburos, han aumentado significativamente. En 1971 las emisiones fueron alrededor de 97.1 Mt de CO₂ mientras que en 2008 alcanzó la cifra de 408.3 Mt⁵ (aproximadamente 1.4% del total de emisiones en el mundo), lo que quiere decir que hubo un incremento del 320.5%. En la figura 1.4 se presenta la distribución de energía primaria en México, según a AIE, en 2008.

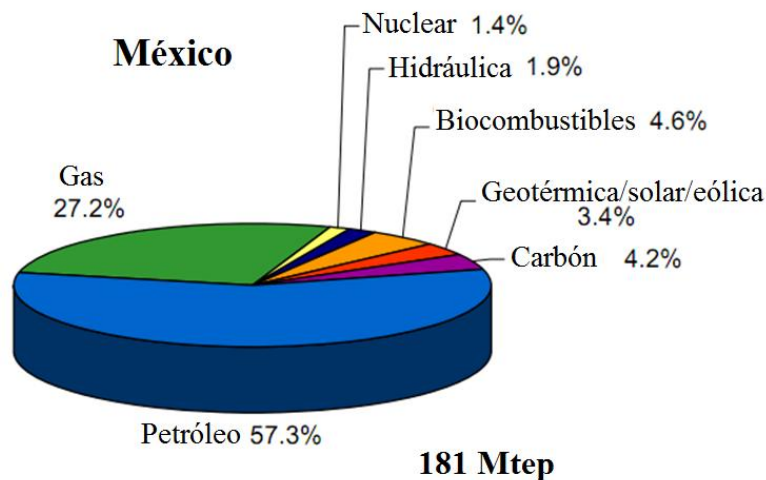


Fig. 1.4. Distribución del suministro de energía primaria en México en 2008 (Fuente: AIE, 2010).

Por todo lo anterior, es de vital importancia la utilización más racional de la energía y la sustitución de los combustibles fósiles por otros tipos de energía. Las fuentes de energía renovable son aquellas que por su cantidad en relación a los consumos que los seres humanos pueden hacer de ella son inagotables y su propio consumo no afecta el medio ambiente. Ellas son: la energía solar, la eólica, la biomasa, la geotérmica, las centrales hidroeléctricas y la oceánica. En México se cuenta con un potencial de energías renovables realmente enorme y después del solar, el eólico y la biomasa son los recursos que se consideran más abundantes en el país.

³ Fuente: PEMEX, "Las reservas de hidrocarburos, evaluación al 1 de enero de 2011".

⁴ Fuente: Key World Energy Statistics, IEA, 2011.

⁵ Fuente: CO₂ emissions from fuel combustion highlights, IEA, 2010.

Dada la posición geográfica privilegiada de nuestro país en el hemisferio norte entre las latitudes $14^{\circ} 32'$ y $32^{\circ} 43'$, que incluye a la línea del trópico de cáncer, su recurso solar es vasto ya que en promedio cuenta con $5 \text{ KWh/m}^2/\text{día}$ [Galindo *et al.*, 1991], mostrando un gran potencial para el aprovechamiento de la energía solar en comparación con otros países con menos insolación.

En vista de la necesidad de promover la investigación y desarrollo de las tecnologías de concentración solar en nuestro país, el Centro de Investigación en Energía de la Universidad Nacional Autónoma de México (CIE-UNAM), la Universidad de Sonora (UNISON) y el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), en colaboración con diversas instituciones de investigación y educación superior, tanto nacionales como internacionales, han impulsado la creación del Laboratorio Nacional de Sistemas de Concentración Solar y Química Solar (LACYQS), a través del diseño, la construcción y puesta en operación de tres instalaciones solares relativamente grandes a saber, agrupados en tres sub-proyectos: un Horno Solar de Alto Flujo Radiativo (HSAFR), una Planta Solar para el Tratamiento Fotocatalítico de Aguas Residuales (PSTFAR) y un Campo de Pruebas para Helióstatos (CPH). Todo esto a la espera de que contribuyan al avance del desarrollo de las tecnologías de concentración solar en México, generando conocimiento científico y tecnológico, así como formando recursos humanos de alto nivel en el área. El responsable técnico del proyecto LACYQS es el Dr. Claudio A. Estrada Gasca, director del CIE-UNAM.

Cada sub-proyecto tiene un objetivo general y objetivos particulares. El objetivo general, del sub-proyecto del horno solar, es usar la radiación solar concentrada tanto para investigación básica, aplicada y desarrollo tecnológico, como para el estudio de varios procesos industriales y el desarrollo de componentes de tecnologías para la generación termosolar de potencia eléctrica, entre otros [Riveros *et al.*, 2010].

Otra de las razones de la importancia del HSAFR es que abre una línea de investigación en el país, convirtiéndose en el primer horno solar de su tipo, no sólo en México, sino en Latinoamérica, siendo tecnología de punta en el área de las aplicaciones termosolares. Debido a esto, es necesario un carácter multidisciplinario para la ejecución de este proyecto, a modo de poder integrar distintas áreas del conocimiento con un fin común.

El presente trabajo se encuentra dividido en cinco capítulos, presentando en este primer capítulo la situación energética actual y el caso de México como parte del contexto de la necesidad de impulsar los proyectos de energías renovables.

El segundo capítulo presenta los antecedentes de los sistemas de concentración solar, destacando los sistemas que emplean helióstatos, sus características principales y su estado del arte. Así mismo, se presenta una breve revisión bibliográfica de los helióstatos y las técnicas existentes para la alineación y canteo de estos para comprender la justificación y objetivos de la tesis.

El tercer capítulo describe las características ópticas, mecánicas y el sistema de control del helióstato de 81 m^2 ubicado en las instalaciones del CIE, UNAM debido a que su diseño particular influye en la metodología desarrollada para su alineación.

En el cuarto capítulo se describe la metodología llevada a cabo para la alineación del heliostato así como para la campaña experimental para su evaluación y caracterización.

En el quinto capítulo se reportan los resultados tanto cualitativos como cuantitativos de dicha campaña experimental, presentando un análisis y discusión de los mismos para determinar los parámetros más importantes de este trabajo, así como las ventajas ofrecidas por esta metodología ante otras alineaciones para finalmente, presentar las conclusiones.

Capítulo 2

Antecedentes

*Cuando te alzas por el horizonte oriental,
colmas cada comarca con tu belleza [...].
Aunque te halles lejos, tus rayos están en la Tierra.*

*Akenatón
Himno al Sol*

Para comprender el estado del arte de los heliostatos, los cuales son unos de los componentes más importantes en algunos de los sistemas termosolares, en este capítulo se presenta un panorama general sobre las tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar, destacando los sistemas fototérmicos de alta concentración que emplean heliostatos como son los sistemas de torre central y los hornos solares de alto flujo radiativo. También se presenta una revisión bibliográfica sobre las diferentes tecnologías documentadas para alineación de heliostatos describiendo sus características particulares.

2.1 Energía solar y su aprovechamiento.

La energía solar es la energía renovable por excelencia, siendo para fines prácticos, inagotable, limpia, con un gran rango de aplicaciones y su aprovechamiento tiene un impacto ambiental mínimo en comparación con las fuentes convencionales de obtención de energía. Actualmente existen, para fines de aplicación práctica, básicamente tres ramas de tecnologías solares [Winter, 1991]:

- a. Los sistemas fotovoltaicos, los cuales consisten en la transformación directa de la energía solar a energía eléctrica mediante dispositivos optoelectrónicos constituidos por semiconductores, denominados celdas solares.
- b. Los sistemas fotoquímicos, los cuales utilizan la radiación solar para producir reacciones químicas, ya sea a altas o bajas temperaturas, con la finalidad de obtención de combustibles (principalmente hidrógeno) que después pueden ser convertidos en electricidad a través de las celdas de combustión, o depurar sustancias degradando compuestos tóxicos.
- c. Los sistemas fototérmicos, los cuales transforman la energía radiativa del sol en energía térmica, para posteriormente, ser usada para producir calor de proceso, potencia mecánica o eléctrica. Ya que esta rama de aplicación es la de mayor interés para el presente trabajo, se detalla a continuación.

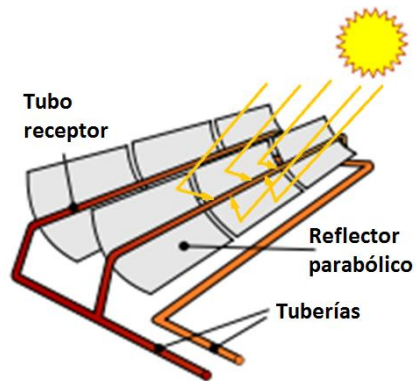
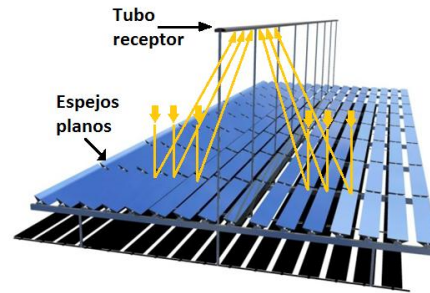
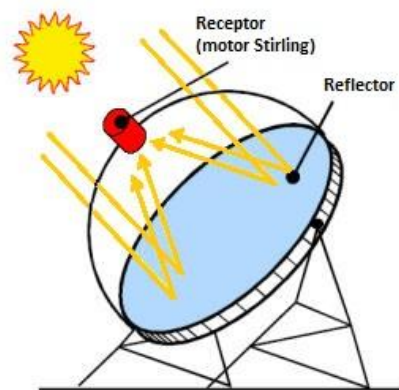
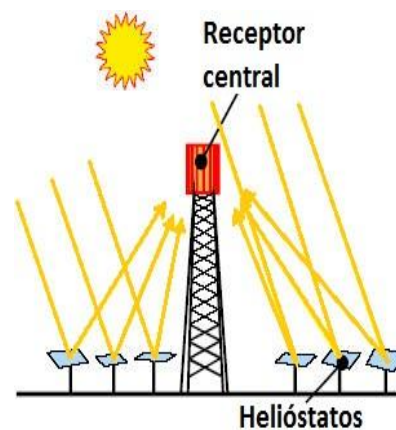
2.2 Energía solar fototérmica.

La energía solar fototérmica o energía termosolar, como ya se mencionó, consiste en el aprovechamiento de la radiación del sol para transformar la energía radiativa en calor. El medio para obtener este aporte de temperatura es a través de colectores o captadores solares, que consisten de una superficie que se opone a los rayos solares y absorbe la radiación para transformarla en calor que es transportado mediante un fluido térmico. La superficie de la Tierra recibe al medio día solar 1000 W/m^2 de energía proveniente del sol, sin embargo, para aumentar la densidad de flujo de la radiación, es necesario concentrar los rayos de luz en un área más pequeña. Existen diversas tecnologías para concentrar la radiación solar poseyendo cada una de ellas una gama de aplicaciones dependiendo principalmente del rango de temperaturas que alcanzan [Estrada *et al.*, 2010].

En función de esta temperatura, los sistemas fototérmicos se clasifican en:

- **Sistemas de baja temperatura:** Las aplicaciones que destacan para este tipo de sistemas son el calentamiento de agua para uso doméstico, albercas y procesos industriales, así como para climatización de espacios, cocción de alimentos o secado. Debido a que el rango de temperatura para estas aplicaciones es relativamente bajo (hasta 100°C), no es necesario concentrar la radiación solar, por lo que usualmente el empleo de captadores o colectores planos es suficiente para alcanzar la temperatura deseada (por debajo de los 100°C).
- **Sistemas de media temperatura:** En estos sistemas se manejan niveles bajos y moderados de concentración (hasta 40 soles de concentración, es decir, 40 veces la radiación que llega de manera normal), logrando producir calor que se puede utilizar para una gran variedad de procesos industriales que demandan energía térmica (generación de vapor, lavado, refrigeración, desalinización, secado, destilación, pasteurización). El acoplamiento de los sistemas solares a procesos industriales puede hacerse de forma directa, por precalentamiento de agua o por generación de vapor, o de manera indirecta. Aquí se requieren colectores de baja y mediana concentración, como los concentradores parabólicos compuestos y los de canal parabólico. El rango de temperatura de estas tecnologías está entre los 100°C y los 250°C.
- **Sistemas de alta temperatura:** Las temperaturas alcanzadas en este tipo de sistemas están por encima de los 250°C, por lo que se requieren altas razones de concentración y se aplican para la generación de potencia eléctrica y procesos termoquímicos solares para producción de combustibles como hidrógeno o gas de síntesis, por ejemplo. En la generación termosolar de potencia eléctrica, los concentradores se utilizan para calentar a altas temperaturas fluidos térmicos como aceites térmicos, aire y sales fundidas. Mediante un intercambiador de calor, la energía transportada por el fluido es usada para producir vapor de agua. El vapor también puede ser producido directamente en los colectores. Una vez producido el vapor, el funcionamiento es similar al de una central termoeléctrica convencional, haciendo pasar vapor a presión a través de turbinas, produciendo con esto energía mecánica, que a su vez permite mover generadores eléctricos.

Existen diversas tecnologías para concentración solar. Entre las más populares para generación de potencia eléctrica están las de canal parabólico (Fig. 2.1), fresnel lineal (Fig. 2.2), disco parabólico (Fig. 2.3) y torre central (Fig. 2.4). Otro sistema de alta concentración solar, son los hornos solares, los cuales están enfocados a la investigación científica. A continuación, se describen las principales características de cada uno de estos sistemas.

Fig. 2.1. Canal parabólico ¹.Fig. 2.2. Fresnel lineal ².Fig. 2.3. Disco parabólico ¹.Fig. 2.4. Sistema de torre central ¹.

2.2.1 Canal parabólico.

Los sistemas de canal parabólico consisten en una hoja de material reflejante que forma una canaleta con un perfil parabólico, de forma que los rayos solares son reflejados hacia el foco de dicha parábola, el cual se ubica sobre una línea a todo lo largo del canal. En la línea focal se encuentra un receptor tubular dentro del cual circula un fluido térmico. El receptor absorbe la energía solar en forma de calor y es transmitida hacia el fluido para que genere vapor y produzca electricidad mediante los métodos convencionales. Estos dispositivos alcanzan un nivel de concentración intermedio logrando temperaturas menores a 400°C. Para un mayor aprovechamiento, estos sistemas cuentan con seguimiento del sol en un solo eje. Se suelen ubicar de manera que su eje focal (definido por el tubo receptor) se ubique en dirección norte-sur. De este modo, el giro para seguir al sol se da sólo en dirección este-oeste, variando la inclinación de la parábola para ajustarse a la altura del sol respecto del sur.

Esta tecnología es la más madura entre las tecnologías termosolares debido a sus más de 30 años de experiencia de operación, tanto en plantas piloto, como a nivel comercial. La mayor planta de canal parabólico se encuentra ubicada al sur de California (Fig. 2.5), en el desierto de

¹ Fuente: Solar PACES. Imágenes tomadas y modificadas de www.solarpaces.org

² Tomada y modificada de <http://www.schema-electrique.be/accueil-5.php?numlien=7>

Mohave con una capacidad instalada de 354 MW_e [Kearney, 1992]. Otra instalación importante de este tipo de colectores está en la Plataforma Solar de Almería, España, con una capacidad de 1.2 MW_e [Grasse, 1995]. En la figura 2.6 se observa un concentrador de canal parabólico de la planta Nevada Solar One, en Nevada, E.U.A.



Fig. 2.5. Complejo de plantas SEGS (Solar Electric Generating Systems) de 354 MWe de capacidad en el desierto de Mohave, (California, E.U.A).



Fig. 2.6. Planta solar Nevada Solar One con una capacidad de 64MWe (Nevada, E.U.A.).

2.2.2 Fresnel lineal.

Los sistemas de Fresnel lineales son similares a los del canal parabólico en su rango de concentración y temperatura, además de que ambas tecnologías son de foco lineal sin embargo, una diferencia notoria es que en estos dispositivos, el foco se encuentra en una estructura fija elevada, la cual es iluminada por tiras de espejo largas y estrechas, cada una de las cuales tiene su propia inclinación y curvatura, así como movimiento independiente del resto para mantener los rayos del sol incidiendo en la línea focal fija. Esto contrasta con el canal parabólico, donde el receptor suele moverse junto con toda la estructura del concentrador [Barkai, 2002].

La tecnología Fresnel presenta un desempeño alrededor del 70% respecto a la tecnología de canal parabólico, sin embargo, presenta una gran reducción de costos en lo que se refiere a la inversión de instalación, puesta en operación y mantenimiento, lo que la vuelve una tecnología muy atractiva para fines comerciales [Jones *et al.*, 2001]. En la figura 2.7 se puede observar un ejemplo de dicha tecnología implementada en Murcia, España.



Fig. 2.7. Primera planta solar comercial de fresnel lineal de 1.4 MWe de la empresa Novatec Biosol (Murcia, España).

2.2.3 Disco parabólico.

El disco parabólico consiste, como su nombre lo indica, en un disco hecho de material reflejante, ya sea continuo o facetado, con un perfil de geometría paraboloidal, que desvía la radiación solar hacia un receptor de tamaño reducido, localizado en el foco del paraboloide. A diferencia de las dos anteriores, esta tecnología es de foco puntual, ya que la zona donde se encuentra la radiación es idealmente un punto, permitiendo alcanzar concentraciones alrededor de los 1000 soles, logrando obtener temperaturas de hasta 1000°C [Winter, 1991].

Para su óptimo aprovechamiento, estos sistemas deben estar apuntando directamente al sol, por lo tanto, es necesario que tengan seguimiento en dos ejes. La generación de electricidad se basa en el uso de un motor Stirling, instalado junto con la estructura del disco. En este motor se calienta un gas, el cual se expande y empuja un pistón conectado a un alternador eléctrico, para luego contraerse al enfriarse. El movimiento repetido de expansión y contracción da lugar a la generación de una corriente eléctrica alterna [West, 1986]. De este modo la electricidad sale directamente de la zona focal a través de cables sin necesidad de transportar un fluido caliente por largas tuberías, como en el caso de los sistemas de foco lineal mencionados previamente. El tamaño del concentrador está en función del motor. Bajo una insolación normal de 1000 W/m² para producir de 5 hasta 25 kW_e los discos varían en diámetros de 6 hasta 10 m. En la figura 2.8 se puede apreciar un arreglo de discos parabólicos en la planta solar Maricopa en Arizona, E.U.A.



Fig. 2.8. Planta solar Maricopa de 1.5 MWe compuesta por 60 receptores (Arizona, E.U.A.).

Estos dispositivos se caracterizan por su alta eficiencia, modularidad, operación autónoma y una capacidad para operar de manera híbrida mediante el uso de energía solar y con combustibles fósiles. Entre todas las tecnologías termosolares, el sistema de disco parabólico ha demostrado la mayor eficiencia de conversión de energía solar a eléctrica (29.4%) [Washom, 1994], y por ello poseen el potencial para convertirse en una de las fuentes menos costosas de energía renovable. Su modularidad les permite instalarse de manera individual para aplicaciones remotas (generación distribuida) o agruparlos para contar con un arreglo de unidades para disponer de una mayor potencia eléctrica (generación centralizada). Existen proyectos de investigación en Europa, E.U.A. y Australia dirigidos a su aplicación en sistemas distribuidos de generación eléctrica y su comercialización.

2.2.4 Sistema de torre central.

El sistema de torre central (STC), conocido en inglés como central receiver system (CRS), constituye otro de los sistemas fototérmicos de alta temperatura para generación de potencia eléctrica. El concepto de este sistema se basa en la colección de una gran cantidad de energía solar sobre un receptor montado a lo alto de una torre, alrededor de la cual se ubican centenares de espejos llamados helióstatos, encargados de concentrar la radiación hacia dicho receptor, para posteriormente, a través de un fluido de trabajo (aire, agua o sales fundidas) generar vapor a alta temperatura y presión para producir electricidad [Romero, 2002].

La energía absorbida por el receptor puede ser transferida, tanto a los sistemas de generación eléctrica, como a fluidos térmicos, con la función de almacenar la energía calorífica colectada para su utilización en periodos sin energía solar. Estos fluidos no necesitan recorrer grandes distancias debido a que usualmente la planta generadora se encuentran en la misma torre, lo que implica una ventaja ya que la minimización del transporte de energía térmica, durante la producción de electricidad, permite que no sean requeridos sistemas de bombeo. El flujo solar promedio que incide sobre el receptor tiene un valor entre 200 y 2500 kW/m². Este alto flujo permite trabajar a temperaturas de hasta 1500°C obteniendo como consecuencia ciclos termodinámicos más eficientes [Kalogirou, 2004]. Los STC pueden operar híbridamente con combustibles fósiles y extender su tiempo de operación a través del almacenamiento de energía. Un ejemplo de ello es la planta Gemasolar (en Sevilla, España), la cual cuenta con almacenamiento térmico de hasta 16 horas para una operación continua las 24 horas del día.. Gracias a su alta eficiencia y al diseño a gran escala de sus instalaciones, se considera que los STC presentan un gran potencial para reducir costos a mediano plazo en la generación de electricidad [Schwarzbözl, 2000; Chávez, 1993].

Las dimensiones de la torre donde se encuentra ubicado el receptor varían en función de la cantidad de helióstatos de la instalación. Un receptor a mayor altura busca evitar el sombreado mutuo y aumenta la superficie efectiva del helióstato al reducirse el ángulo de incidencia respecto al vector normal a la superficie del heliostato. La superficie reflectora de los helióstatos convencionales suele estar entre los 50 y 150 m² aproximadamente [Kalogirou, 2004] sin embargo, recientemente se han implementado plantas con helióstatos con superficies menores a 10 m², como por ejemplo la planta CSIRO en Australia, la torre central de Jülich, Alemania o la planta de eSolar en California, E.U.A. En la figura 2.9 se ilustra Gemasolar (Sevilla, España), la planta solar de torre central más grande en el mundo, empleando helióstatos de 120 m². En la figura 2.10 se observa la Torre Solar Jülich (Jülich, Alemania), la cual emplea helióstatos de 8.36 m².



Fig. 2.9. Planta solar Gemasolar de 19.9 MWe (Sevilla, España).



Fig. 2.10. Torre central de 1.5 MWe en Jülich, Alemania.

La construcción de las plantas de STC tuvo un auge importante a inicios de la década de 1980 en Italia, E.U.A, Francia, Japón y España, principalmente, y a lo largo de los años, se han desarrollado nuevos fluidos térmicos y materiales para el almacenamiento térmico en las plantas, así como receptores en las torres. También la tecnología de los helióstatos ha ido cambiando, desarrollando nuevos diseños con diferentes materiales y dimensiones, así como distribuyéndolos de maneras más eficientes en las plantas solares, según el modelado de estos sistemas y el requerimiento energético que busquen. En la Tabla 2.1 se muestran algunos de los STC que se han construido, algunos de los cuales ya han sido desmantelados y no están más en operación.

Tabla 2.1. Sistemas torre central en el mundo.

Proyecto	Ubicación	Potencia eléctrica [MW _e]	Total de helióstatos	Área reflectiva de cada helióstato	Año de construcción
Eurelios	Italia	1	182	52 m ² (70), 23 m ² (112)	1981
Sunshine	Japón	1	807	16 m ²	1981
Thémis	Francia	2-2.5	201	53.7	1982
Solar One	E.U.A.	10	1818	40 m ²	1982
Solar Two	E.U.A.	10	1926	40 m ² (1818), 95 m ² (108)	1996
PS 10	España	11	624	120 m ²	2007
ST Jülich	Alemania	1.5	2153	8.36 m ²	2008
SEDC	Israel	4-6	1600	14.4	2008
Sierra SunTower eSolar	E.U.A.	5	24000	<8m ²	2009
PS 20	España	20	1255	120 m ²	2009
CSIRO	Australia	0.5	170	4.5 m ²	2011
Gemasolar*	España	19.9	2650	110 m ²	2011

La tabla anterior permite notar que la potencia eléctrica generada por las diferentes plantas construidas, no depende sólo de la superficie reflectiva total de los helióstatos utilizados sino también del material de estos, su distribución, la geometría del receptor y los métodos que utilicen para almacenar la energía y operar en condiciones sin energía solar. Actualmente, existen ya plantas para uso comercial y no sólo para investigación científica, mostrando que hasta el 50% del costo de estas plantas se debe a los helióstatos, volviendo una prioridad el volver más económica su tecnología y eficiencia.

2.2.5 Hornos solares.

Los hornos solares desempeñan un papel relevante para el desarrollo de las tecnologías descritas anteriormente. A diferencia de los conceptos descritos previamente, en general, el propósito de estos sistemas no es la conversión de energía solar para su almacenamiento o transformación en algún otro tipo de energía, sino que son utilizados principalmente como herramienta para investigación científica, siendo el conocimiento el producto de valor primordial resultante y no así, la generación de energía eléctrica [Trefilov *et al.*, 1999].

Un horno solar se compone principalmente de dos subsistemas ópticos, que concentran un frente radiativo en un punto focal. La primera etapa de concentración es llevada a cabo por uno o varios helióstatos, que redireccionan la radiación solar hacia un segundo sistema compuesto por un paraboloide continuo o facetado, que concentra la radiación recibida en un punto fijo específico. Ya que la disposición geométrica de los rayos entrantes y salientes del concentrador no varía con el tiempo, un horno solar logra propiedades ópticas casi constantes independientemente de la posición del sol [Sing Lim, 2004]. Un aspecto importante de esta herramienta de investigación es el acceso al punto de concentración. Este sistema provee un punto focal fijo que permite mover y manejar equipo de experimentación pesado. Otro elemento importante en un horno solar es el atenuador, el cual es colocado en la trayectoria óptica de radiación, entre el helióstato y el concentrador, para controlar la potencia del horno solar, de acuerdo a las necesidades de los respectivos experimentos y como medida de seguridad. Por otra parte, los experimentos se montan en una mesa de pruebas, la cual cuenta con tres grados de libertad para desplazarse en tres direcciones a lo largo de los ejes x , y , z , para ajustarse al punto focal. La figura 2.11 señala los elementos principales que componen un horno solar.

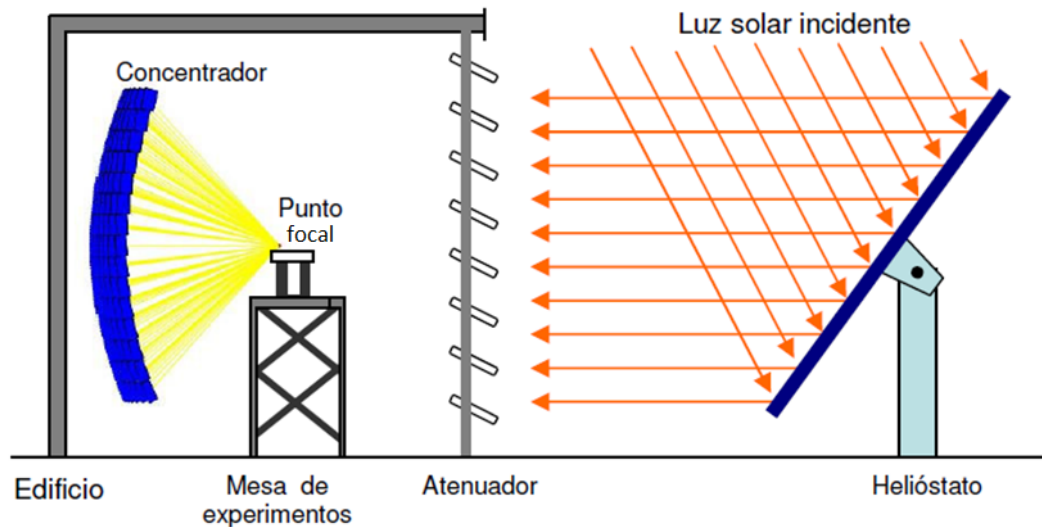


Fig. 2.11. Esquema de los componentes de un horno solar [Riveros, 2008].

La característica fundamental que hace atractivos a los hornos solares es la posibilidad de concentrar densidades muy altas de energía sobre un material, receptor o sistema, casi de manera instantánea y bajo un ambiente controlado, evitando factores contaminantes indeseados en el proceso. Dependiendo de las dimensiones y características de concentración del horno, el diámetro del punto focal puede ser del orden de magnitud de pocos centímetros, siendo un área notablemente mayor que los procesos que concentran energía empleando láseres, arcos voltaicos, rayos de electrones, etc. Además, la experimentación en los hornos solares puede llevarse a cabo en ambientes oxigenados, a diferencia de los procesos convencionales de alta temperatura, los cuales necesitarían condiciones al vacío para proteger los elementos de la oxidación. Sin embargo, también hay desventajas a considerar como lo son: la intermitencia de la energía solar, la nubosidad, la variación de la intensidad, etc., limitando las condiciones y los periodos de operación de estos sistemas, además de que el costo total de estas instalaciones es relativamente alto. Por lo tanto, el número de horas de operación depende principalmente de las condiciones climatológicas del lugar donde se encuentren las instalaciones [Pitz-Paal, 2007].

Se pueden clasificar los hornos solares en dos tipos según la posición de sus elementos. En la configuración óptica "en el eje" o "sobre el eje", la posición relativa de los heliostatos con respecto al concentrador se encuentra en una alineación norte-sur con el punto focal ubicado sobre el eje óptico del sistema heliostato-concentrador. Algunas instalaciones construidas recientemente utilizan el concepto "fuera del eje", en el cual no existe tal alineación. La ventaja de este sistema es que el área de trabajo no ocasiona sombreado en el concentrador y el punto focal al estar fuera del eje óptico puede ubicarse fácilmente dentro de otro edificio, como se puede observar en las figuras 2.12 y 2.13. Por otra parte, los hornos solares que tienen su punto focal sobre el eje óptico del sistema, a pesar de poseer sombreado durante la experimentación debido al equipo de trabajo, tienen la ventaja de no tener errores ópticos causados por astigmatismo [Chong, 2010]. Cabe mencionar que un horno solar de dos etapas, usualmente requiere una inversión muy alta tanto de presupuesto como de tiempo, particularmente para la alineación óptica precisa que necesita, lo que dificulta su construcción en masa [Chen *et al.*, 2001].

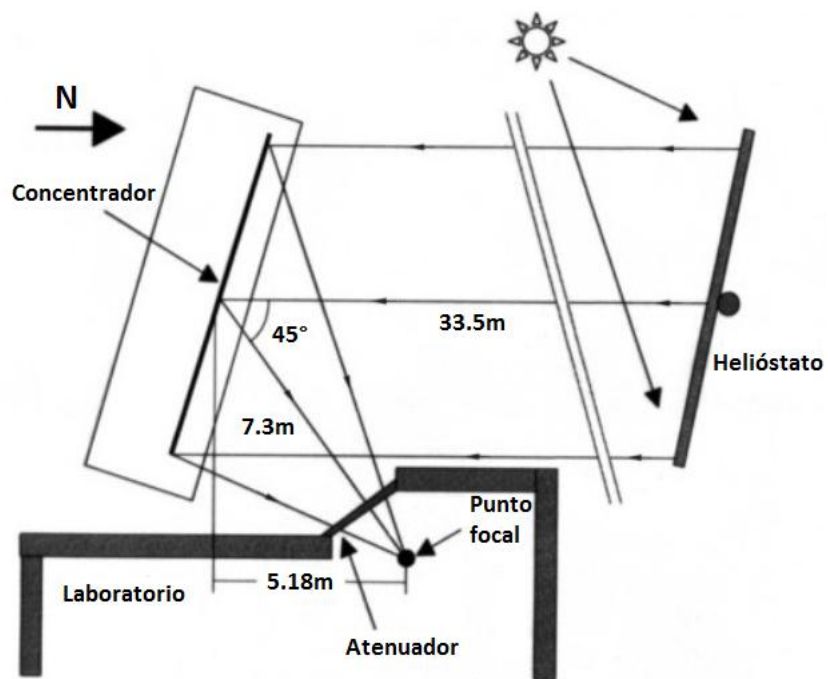


Fig. 2.12. Vista de planta del horno solar del DLR (Colonia, Alemania) con configuración óptica fuera del eje. El punto focal se encuentra fuera del eje del sistema helióstato-concentrador.



Fig. 2.13. Instalaciones del horno solar de Colonia, Alemania. De izquierda a derecha se observa: el concentrador, el laboratorio donde se encuentra el punto focal y el helióstato.

Un caso especial es el de un horno solar de 6.5 kW en Odeillo (Francia), el cual tiene un eje óptico vertical, aprovechando la luz reflejada verticalmente por helióstatos (Fig. 2.14). Esta orientación permite realizar pruebas en el plano horizontal, lo cual es muy ventajoso en procesos que involucran fundición de materiales.

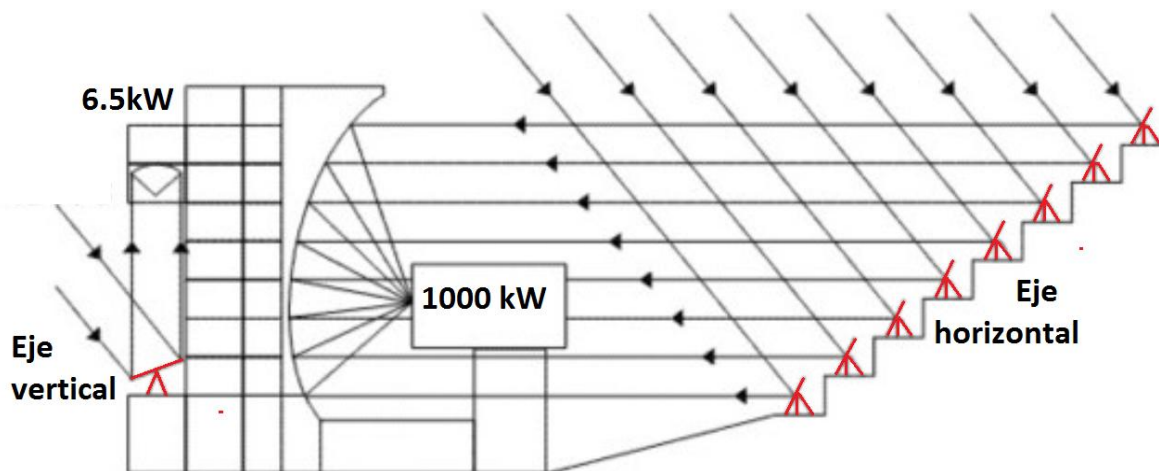


Fig. 2.14. Esquema de los hornos solares en Odeillo (Francia). En el costado izquierdo del edificio se encuentra el horno de 6.5 kW con eje óptico vertical; el costado derecho conforma el concentrador de 2160m² del horno de 1000kW.



Fig. 2.15. Instalaciones del horno solar de 1000 kW en Odeillo, Francia.

La investigación aplicada en hornos solares comenzó a inicios de la década de 1950. Quizás una de los principales motivos para el uso de esta peculiar fuente de energía térmica fue el estudio de los efectos de las armas nucleares en todos los tipos de materiales y la búsqueda de posibles tecnologías para protección. Se construyeron hornos solares militares en White Sands (Nuevo México, E.U.A.) y en el laboratorio central de armamento francés en los pirineos [Pitz-Paal, 2007].

En un principio el trabajo estaba particularmente enfocado a la investigación de cinética y diagramas de fase de materiales refractarios, estudios de ignición, crecimiento cristalino para el uso en semiconductores, celdas solares y láseres. Actualmente, se puede citar un extenso campo de investigación para esta tecnología, entre ellas: el estudio de propiedades termofísicas de los materiales a altas temperaturas y sus propiedades mecánicas; emisividad espectral, expansión y conductividad térmica; absorción y difusión, así como propiedades eléctricas.

También el desarrollo de modelos sobre el efecto de la radiación luminosa en varios materiales; el desarrollo tecnológico de monocristales semiconductores; el desarrollo de sistemas de control y actuadores de precisión para el seguimiento solar requerido [Pitz-Paal, 2007]; el envejecimiento acelerado de materiales por ultravioleta, la descomposición térmica y termoquímica del agua para la producción de hidrógeno. Algunas de estas aplicaciones son específicamente usadas en la industria aeroespacial [Trefilov *et al.*, 1999].

Debido a la naturaleza de la fuente de energía surgió una dificultad para realizar dichos estudios, dada la incapacidad de determinar la temperatura exacta en la superficie irradiada. Los sensores, vulnerables a la alta densidad de radiación incidente, no podían ser colocados en la superficie expuesta, ya que en condiciones de alta temperatura, es difícil garantizar que la temperatura del sensor corresponda con la temperatura de la superficie expuesta debido a la magnitud de los gradientes de temperatura y a los diferentes procesos de disipación. Esto dio brecha a la investigación de un nuevo campo de medición de temperatura sin contacto (pirometría), y a nuevos sistemas de medición para determinar las densidades de flujo en el plano focal.

Con el desarrollo de diferentes aplicaciones de energía solar concentrada, se modificaron los objetivos de estas instalaciones, dando pie a los estudios de química solar, en la década de 1970 [Trefilov *et al.*, 1999], a mano de los investigadores franceses, principalmente. A finales de la década de 1980 e inicios de la de 1990 se instalaron varios hornos solares, entre los que se encuentran: el horno solar del Instituto Paul Scherrer (PSI) en 1989, en Suiza; el horno solar del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) en 1989, en E.U.A.; el horno solar en la Plataforma Solar de Almería (PSA) en 1991, en España; el horno solar en el Centro Aeroespacial Alemán (DLR) en 1994, en Alemania, entre otros.

A continuación se describen tres diseños típicos de hornos solares [Pitz-Paal, 2007]:

1. Un esquema del arreglo del horno solar de 1 MW_t en Odeillo (Francia), semejante al de Taskent (Uzbekistán) se muestra en la figura 2.15. El horno de Odeillo fue inaugurado en 1970 y consiste en un campo de 63 helióstatos en 8 niveles, cada uno con una superficie reflejante de 45 m². El concentrador está integrado en un edificio y tiene 40 m de altura y 54 m de anchura. Debido a las dimensiones del medio ángulo del cono de radiación proveniente del concentrador puede alcanzar factores de concentración cercanos a los 10000 soles.
2. Algunos hornos con la configuración "en eje" con diseños similares, usando un sólo helióstato se encuentran en el Instituto Weizmann de Ciencias (WIS) en Israel, en el Laboratorio Nacional Sandia (SNL) en E.U.A., y en el PSI en Suiza. Estos hornos alcanzan potencias entre 16kW_t y 40 kW_t y concentraciones entre 5000 y 10000 soles sin etapas de concentración secundarias.
3. En Golden, Colorado (E.U.A.) y en Colonia (Alemania) hay hornos solares con configuración fuera de eje, de entre 15 kW_t y 20 kW_t, respectivamente, con factores de concentración alrededor de los 5000 soles. Ambas instalaciones, concentran los rayos hacia un laboratorio en el interior de un edificio.

Tabla 2.2. Hornos solares en el mundo.

Institución	Ubicación	Potencia [kWth]	Niveles de primera concentración (soles)
Centro Nacional de Investigación Científica (CNRS)	Francia	1000	10000
Instituto Weizmann de ciencias (WIS)	Israel	16-40	5000
Laboratorio Nacional Sandia (SNL)	E.U.A.	16-40	5000
Academia de Ciencias de Uzbekistán (UAS)	Uzbekistán	1000	1000
Instituto Paul Scherrer (PSI)	Suiza	40	5000
Plataforma Solar de Almería (PSA)	España	58	4000
Centro de Investigación en Energía (CIE-UNAM)	México	30	>12000 *

El presente trabajo fue realizado en las instalaciones del CIE-UNAM en la ciudad de Temixco, Morelos, bajo la supervisión del Dr. Carlos Alberto Pérez Rábago, responsable de la alineación del heliostato y en colaboración con Javier Arriaga Petrona, técnico mecánico del Instituto Nacional de Astrofísica, Óptica y Electrónica (INAOE). El trabajo se llevó a cabo durante la primera etapa de construcción del Horno Solar de Alto Flujo Radiativo (HSAFR) como parte del proyecto para la creación del Laboratorio Nacional de Sistemas de Concentración Solar y Química Solar. El HSAFR está compuesto por un concentrador de facetas múltiples en un arreglo de 6.3 m x 6.3 m, un heliostato plano de 81 m², un atenuador de 40 m², un edificio de laboratorio para albergar salas de instrumentación, de control de los experimentos, un laboratorio de química solar y una plataforma de pruebas (Fig. 2.16). El horno fue diseñado para obtener una potencia de 30 kWt y alcanzar niveles de concentración pico por arriba de los 10000 soles [Riveros *et al.*, 2010].

Fig. 2.16. Instalaciones del horno solar de 30 kW_t en el CIE-UNAM en Morelos, México.

* Este valor corresponde a resultados de la primera fase de construcción del HSAFR (Julio, 2011).

2.3 Helióstatos.

Tanto en los STC como en los hornos solares, es necesario el uso de heliostatos para re-direccionar la radiación solar ya sea hacia un receptor o hacia una segunda etapa de concentración. Se describe a continuación en qué consisten estas estructuras, de manera general para entender mejor su uso en estos sistemas y la diferencia entre ellos.

Las componentes principales de un heliostato son las facetas o espejos, las estructuras donde son montados los espejos, que a su vez se encuentran en una estructura de soporte mayor llamada armadura, los brazos, sistema de transmisión de movimiento (cabezal), el pedestal, la base, el sistema de control para el seguimiento y los elementos necesarios para el movimiento del mismo. En desarrollos recientes, estos sistemas ya se utilizan espejos con una película delgada de plata, la cual debido al bajo contenido de hierro implican una mejora en la reflectancia, una mayor resistencia a la oxidación y consecuentemente, una mayor durabilidad. También hay películas poliméricas cubiertas de plata y aluminio que se encuentran en desarrollo para aplicaciones solares pero no se ha comprobado que estos materiales tengan un tiempo de vida de 20 a 25 años, los cuales son requeridos para estas aplicaciones. A modo de contar con la superficie apropiada para la óptica y para en ensamblaje a la estructura de soporte, los espejos deben moldearse o unirse a una estructura metálica que tenga la forma requerida para el espejo, ya sea plana o con curvatura. La estructura de apoyo para las facetas es necesaria para cargar y posicionar los espejos de manera precisa y para soportar las cargas del viento. Las cuestiones más importantes que deben tenerse en cuenta durante el diseño y construcción de un heliostato son la alineación de los espejos y proveerlos de la rigidez estructural necesaria [Mancini, 2000]. En la figura 2.17 se aprecian los componentes principales de un heliostato.

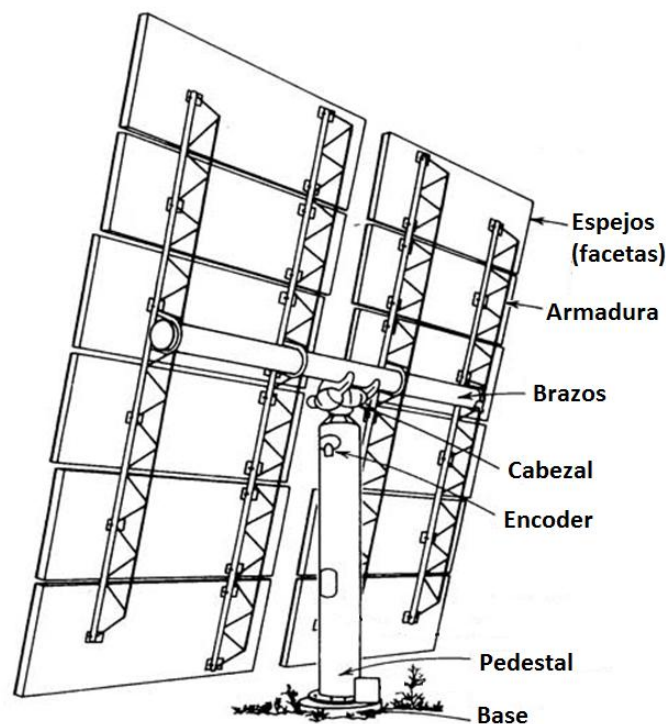


Fig. 2.17. Esquema de las partes de un heliostato.

El sistema de seguimiento implica los algoritmos de control necesarios para el movimiento de la estructura con el objetivo de mantener la posición relativa del sol con el helióstato. Los helióstatos siempre deben seguir un punto del cielo ubicado entre el sol y el lugar donde se desea concentrar la energía. Para esto, se emplea un sistema de seguimiento específico en función de la ubicación geográfica de la instalación. Comúnmente, los helióstatos cuentan con movimientos en dos direcciones, azimut y elevación, a esta configuración se le llama montura altazimutal. También puede llevarse a cabo mediante movimientos de rotación y elevación sin embargo, no es muy popular en el control de helióstatos, de ahí que no haya un análisis detallado que haya sido publicado hasta ahora [Chen *et al.*, 2001].

A continuación se presenta una revisión bibliográfica de las principales técnicas que se encontraron sobre la alineación y canteo de las facetas de los helióstatos, así como las principales técnicas para su caracterización.

2.4 Procedimientos de alineación de helióstatos.

Tanto en los sistemas de torre central, como en los hornos solares, es necesario que los helióstatos cuenten con una alineación que satisfaga las necesidades de concentración para las cuales fueron diseñadas las instalaciones. A pesar de que ambos sistemas buscan reflejar la luz solar para concentrar radiación en una zona específica, los helióstatos en los STC buscan elevar la temperatura de un receptor ubicado en lo alto de la torre mientras que los de los hornos solares re-direccionan los rayos hacia un paraboloide que los concentra en un punto focal.

En el caso de los STC, la concentración es llevada a cabo por los helióstatos que rodean a la torre, que si bien suman una superficie reflectora de miles de metros cuadrados, el área del receptor sobre la cual incide la energía es relativamente grande, por lo que la potencia es mayor pero los niveles de concentración máximos disminuyen. Las plantas de STC que poseen helióstatos compuestos por un arreglo de espejos, usualmente alinean dichos espejos de manera que la superficie tenga una ligera curvatura que permita concentrar la luz en un área más pequeña. A este tipo de alineación se le conoce como canteo o curvado. A pesar de que el canteo de los helióstatos no es muy pronunciado, la distancia que recorre la luz desde los espejos hasta el receptor, permite que se acentúe el ángulo de desviación, logrando coleccionar toda la energía proveniente de cada helióstato del campo en un área menor. El canteo tiene una gran influencia en la eficiencia óptica del campo de espejos y por consiguiente en la potencia obtenida en la planta [Buck, 2009]. En años recientes, se han estudiado y desarrollado diferentes métodos para el canteo con la intención de mejorar el desempeño de estos sistemas. Dado que se vuelve económicamente más atractivo este tipo de tecnología, se han discutido los factores y estrategias que influyen en las metodologías para el canteo.

Estudios del Laboratorio Nacional Sandia [Jones, 1996], en E.U.A, comparan el desempeño de helióstatos de 95 m² utilizados en torre central. Se discuten metodologías de alineación realizadas hasta ese momento, destacando sus fortalezas y limitaciones. La metodología óptima varía dependiendo a la aplicación. Actualmente en Sandia se sigue desarrollando

tecnología para la alineación de heliostatos mediante cámaras digitales de alta resolución⁴. Una cámara ubicada en la cima de una torre, observa un blanco reflejado por el heliostato. El blanco posee marcas de referencia lo cual permite medir el grado de alineación de las facetas. Las facetas se alinean por separado hasta que el reflejo del blanco encaje perfectamente con las marcas correspondientes (Fig. 2.18). Esta tecnología se puede aplicar para alineación en los campos de heliostatos a bajo costo y provee precisión y eficiencia en la medición sin embargo, aún está en etapa de desarrollo y está enfocada a los STC pero podría usarse para heliostatos planos.

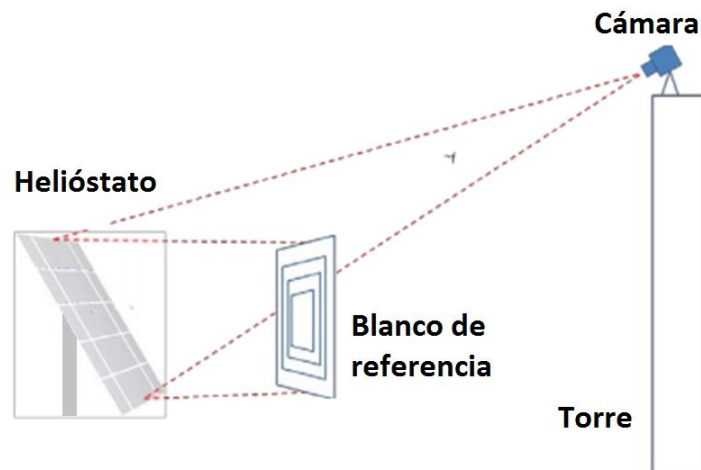


Fig. 2.18. Esquema del método de alineación desarrollado en el SNL (E.U.A.).

Adicionalmente, en el Laboratorio Nacional Sandia se ha reportado una comparación entre distintos métodos de alineación y canteo de heliostatos [Yellowhair *et al.*, 2010]. Entre los métodos estudiados están el uso de bloques calibradores, inclinómetros, fotogrametría, reflexión de franjas, superposición de imágenes, proyecciones de láser, retroalimentación con cámaras y reflexión con un blanco, como se describió previamente, identificando las ventajas y desventajas de cada método, tomando en consideración la eficiencia, precisión y costos, principalmente.

Otro método reportado para la alineación y seguimiento de los heliostatos se basa en el uso de acelerómetros y sensores magnéticos [Olsson 2008]. Estos sensores se encuentran colocados en un espejo con movimiento independiente en dos ejes y envían señales proporcionales a la cantidad y dirección del movimiento en cada uno de los ejes para que mediante el sistema de control y seguimiento se busque posicionar al sol. Por otro lado, para el montaje y canteo de heliostatos en la PSA se emplea reflectometría de patrones regulares sobre la superficie de los espejos del heliostato para medir la distorsión debida a los errores de superficie [Ulmer *et al.*, 2010].

A diferencia de los STC, los hornos solares llevan a cabo la concentración de energía mediante dos etapas, empleando un sistema heliostato-concentrador. También hay algunos hornos que emplean sistemas con doble concentración en los cuales ocupan dos paraboloideas. Existen hornos donde el heliostato empleado posee un canteo, sin embargo, la mayoría emplea heliostatos planos.

⁴ <http://www1.eere.energy.gov> (agosto de 2011).

Según Chen *et al.* [Chen *et al.*, 2001], sólo los hornos solares que emplean reflexión en dos etapas, a través de helióstatos planos, dirigiendo los rayos de luz incidentes paralelos entre sí hacia el concentrador parabólico, pueden alcanzar niveles de concentración superiores a 5000 en áreas pequeñas.

En estudios que datan desde 1963 [Trombe, 1963], se hace mención de los factores que influyen en los helióstatos para obtener mejores resultados en su aplicación en hornos solares. Se reportan mejoras en la reflexión para largas distancias mediante el uso de ciertos materiales metálicos y vidrios, así como el uso de diferentes superficies de vidrio metalizado en diferentes helióstatos y las dimensiones elegidas para los espejos así como su transparencia, espesor y su influencia en la reflectividad de la superficie.

Por otra parte, la montura de los espejos debe ser substancialmente plana para las diferentes posiciones que asuma el helióstato. El espesor necesario del espejo para mantener su rigidez naturalmente debe ser mayor a medida que aumentan las dimensiones. Para evitar pérdidas de luz en las interfaces de los espejos se buscan adoptar las dimensiones máximas. Otro factor a ser considerado es la resistencia del vidrio a choques térmicos y estrés mecánico pero en contraste con lo antes mencionado, entre mayor sea el espejo más frágil se vuelve.

La alineación de los espejos para obtener un frente continuo de rayos paralelos entre sí que incidan sobre el concentrador requiere una alineación individual para cada espejo. Estos procesos de alineación en general se llevan a cabo mediante instrumentos topográficos precisos, observando un punto suficientemente lejano y a través del vidrio. Los soportes de los espejos a su vez, deben estar diseñados bajo características específicas para permanecer planos y sin deformaciones durante condiciones de operación variadas (temperatura, humedad, etc.).

Desde los primeros hornos solares, se tenía clara la importancia de la planitud de los helióstatos y entre la documentación existente se tienen los trabajos de Allison & Hughe [Allison & Hughe, 1958], en los cuales se describen tres métodos para medir la alineación y planitud de los espejos de un helióstato empleado en un horno solar. Dos de los métodos son ópticos y uno es mecánico. El primer método óptico requiere un teodolito de alta precisión y gran apertura, mientras que, para el segundo método se construye un dispositivo especialmente para eso.

El método mecánico hace uso de niveles de burbuja con el helióstato posicionado de manera horizontal. El primer método óptico [Allison F., 1958] se basa en autocolimación es decir que, mediante una configuración óptica un haz de luz colimado (rayos paralelos entre ellos) sale de un dispositivo óptico (el teodolito) y es reflejado hacia él mismo a través del espejo plano (Fig. 2.19). De esta manera se alinean simultáneamente cuatro espejos contiguos (dos superiores y dos inferiores) encontrados en una esquina. Al asegurar la planitud, se procede a alinear dos espejos contiguos (Fig. 2.20).

El segundo método óptico [Hugue G., 1958] requiere la construcción de un dispositivo que permite alinear sin que los espejos presenten carga alguna, además de que se puede implementar en cualquier posición para el helióstato y la señal de referencia proviene del propio helióstato lo que asegura que movimientos aleatorios de la estructura no afectarán la medición.

El método mecánico [Allison F., 1958] emplea niveles de burbuja para ajustar planos horizontales. Este ajuste no lo hace directamente al espejo sino a la estructura sobre la cual se coloca, suponiendo que al consiguiendo esto, la rigidez del espejo lo hará permanecer alineado al sujetarse firmemente. Este método resulta relativamente sencillo, lo que da lugar a que se realice de manera individual en cada faceta, de manera rápida sin propagación de errores pero con el inconveniente de añadir carga a los espejos.

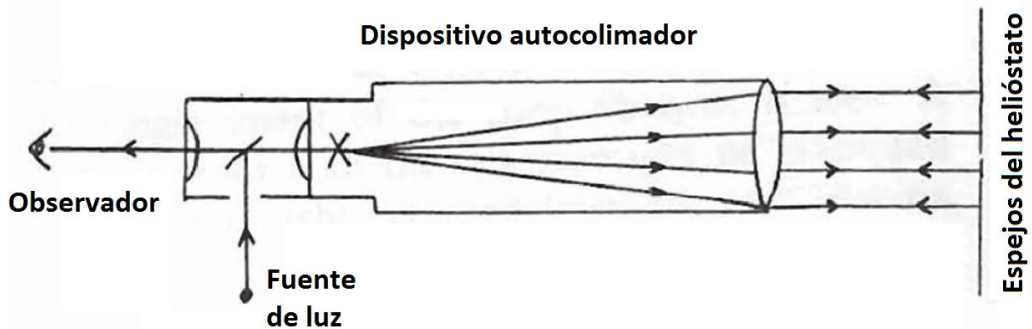


Fig. 2.19. Esquema del uso de un autocolimador para la alineación. El dispositivo envía luz colimada (rayos de luz paralelos entre sí) hacia los espejos para posteriormente recibir el reflejo de estos y medir su desviación.

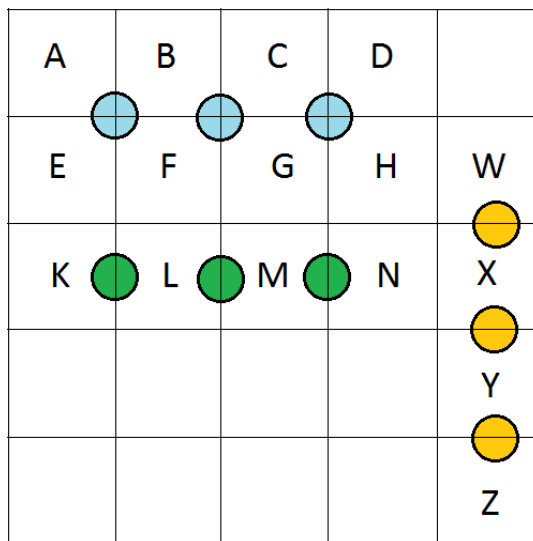


Fig. 2.20. El método óptico de [Allison F.] sugiere la alineación de helióstatos contiguos empleando un teodolito que alinee 4 esquinas encontradas de espejos (A-B-E-F), para posteriormente usarlos de referencia y alinear los siguientes 4 (B-C-F-G) y así sucesivamente (C-D-G-H...). Alternativamente, se alinea sólo un espejo contiguo de otro, ya sea en sentido horizontal (K-L-M-N) o vertical (W-X-Y-Z).

Hasta 1983 se reporta una comparación entre cuatro métodos básicos disponibles para la alineación de helióstatos planos [Azkhidov *et al.*, 1983]:

1. Uso de niveles.
2. Autocolimación.
3. Superposición de imágenes. La superposición del reflejos de dos o más facetas indica desviaciones en los planos de las mismas.
4. Continuidad de imágenes. Un modo cualitativo para apreciar la continuidad que hay en las imágenes reflejadas por varios espejos colocados uno al lado del otro.

Todos estos métodos implican colocar la superficie reflejante de una faceta en una posición definida respecto a un plano de referencia fijo. Para estimar y analizar errores se dibujan normales al plano de referencia y la faceta correspondiente, respectivamente, y se repite la operación para cada faceta. La precisión de cada paso se ve limitado por errores sistemáticos inevitables. La propagación total de errores en cada método revela características particulares para criterios preferenciales de aplicación.

2.5 Justificación.

Las fuentes principales de errores se deben a la planitud de las facetas, su alineación y en general, a las deformaciones mecánicas que pueda tener durante el seguimiento del sol [Riveros *et al.*, 2010; Viorel Badescu, 2008] y se ha encontrado que en helióstatos planos para hornos solares, los errores provenientes del helióstato no deben exceder 1.2 mrad [Abdurakhmanov *et al.*, 2010]. Esto evidencia la necesidad de implementar una metodología de alineación, que permita obtener resultados dentro del rango de tolerancias aceptadas para el error óptico del sistema.

Es un hecho que pese a que el desarrollo y operación de helióstatos, tanto para torre central, como para hornos solares, lleva más de cinco décadas, existe muy poca bibliografía acerca de la alineación, en particular para helióstatos planos. Debido a esto, se propone y describe una alineación de helióstatos planos mediante una metodología diferente, con la finalidad de aplicarse en hornos solares, para disminuir los errores ópticos provenientes del helióstato y mejorar el desempeño del sistema.

Para el caso del HSAFR de la UNAM, el cual tiene su punto focal sobre el eje óptico, se aplica dicha alineación a un helióstato plano de 81 m², aclarando que a pesar de las características de diseño propias de este helióstato, la alineación puede ser adaptada y aplicada en otros. Se realiza una campaña experimental para su caracterización con el objetivo de analizar y evaluar los parámetros característicos de la alineación, esperando la disminución del error óptico en el sistema helióstato-concentrador, el cual será calculado mediante los resultados obtenidos.

El presente trabajo está delimitado al análisis y evaluación de una alineación de helióstatos planos, buscando contribuir a las tecnologías termosolares mediante el desarrollo tecnológico y documentación de nuevo conocimiento en este campo, que si bien, a nivel mundial tiene varias décadas en desarrollo, en México se presenta como un área de oportunidades importante que contribuya a reducir la brecha tecnológica que existe entre los países desarrollados y nuestro país.

2.6 Objetivos.

El objetivo general de este trabajo es desarrollar una metodología para la alineación de facetas de helióstatos planos utilizados en hornos solares de alto flujo radiativo, que garantice un frente plano de radiación con el mínimo error óptico. Para ello se determinan, analizan y evalúan ópticamente los parámetros de diseño involucrados en la alineación de facetas de los helióstatos planos utilizados en hornos solares.

Los objetivos particulares son los siguientes:

- Realizar una revisión bibliográfica en torno a técnicas de alineación y evaluación de configuraciones ópticas para sistemas de concentración solar.
- Montar, alinear y caracterizar un helióstato de 81 m² para un horno solar realizando una campaña experimental para evaluar la planitud del helióstato.
- Determinar el error óptico del sistema helióstato-concentrador.
- Mostrar mediante pruebas ópticas, que la metodología desarrollada maximiza la densidad de radiación solar que puede concentrarse en el horno.

Por todo lo ya mencionado, se puede entender que cada método de alineación posee distintas características y cualidades en tanto a su funcionalidad, precisión, eficiencia y costo, entre otros factores y es por esto que un criterio decisivo para la elección del método de alineación es el diseño particular del helióstato. En el siguiente capítulo se describirá el diseño óptico y mecánico, así como el sistema de control del helióstato de las instalaciones del CIE UNAM, para posteriormente comprender la metodología usada para la alineación de dicha estructura.

Capítulo 3

Descripción del helióstato H81

*"Daría todo lo que sé
por la mitad de lo que desconozco."*

René Descartes

En este capítulo se presenta la descripción de un helióstato plano de 81 m² (H81) utilizado para el Horno Solar de Alto Flujo Radiativo (HSAFR) del CIE. Esta descripción se divide en tres partes principales: las características ópticas, las características mecánicas (pedestal, cabezal, brazos, armadura y facetas) y el sistema de control que rige al helióstato.

3.1 Características ópticas.

3.1.1 Dimensiones.

En un horno solar, el concentrador, ubicado usualmente dentro de un recinto cerrado, permanece inmóvil en todo momento con la función de concentrar en un punto focal niveles muy altos de radiación solar y alcanzar temperaturas elevadas, pero es el helióstato el encargado de llevar a cabo el seguimiento requerido del sol y reflejar un frente de radiación solar constante hacia el concentrador. Debido a esto, el diseño del helióstato es un factor crítico para la obtención de la relación de concentración deseada para el horno solar. La planitud de la superficie reflectora, junto con la rigidez de la estructura y un sistema de control robusto, representan algunas de las características prioritarias para un buen desempeño del helióstato. En otras palabras, el diseño del helióstato debe garantizar que la radiación reflejada por el heliostato sea lo más paralela posible al eje focal del concentrador a lo largo de todo el día de operación del horno solar.

En trabajos previos [Riveros, 2008] se determinaron las dimensiones de un helióstato plano para el HSAFR que pudiera garantizar la iluminación total de las facetas del horno durante un año de operación. Teniendo en cuenta que la latitud geográfica de la ubicación del horno solar de Temixco es de 18.88°, el día del año en que al mediodía solar, se tiene el mayor ángulo cenital con orientación norte, es el 21 de junio con 4.57° (Fig. 3.1). Esto implica que la inclinación del helióstato respecto al cenit es de 40.43° y el ángulo de incidencia del vector solar es de 47.285° respecto a su normal. La altura del helióstato debe ser tal que la proyección de los rayos incidentes sobre el horno cubran los 6.2 m que tiene de altura, por lo tanto:

$$A_H \cos(\theta_i) = 6.2m$$

$$A_H = \frac{6.2m}{\cos(47.285^\circ)}$$

$$A_H \approx 9.13m$$

donde

$A_H =$ altura del concentrador

$\theta_i =$ ángulo de incidencia del vector solar con respecto a la normal del helióstato

Así, la proyección de un helióstato con una altura aproximadamente de 9.1 m puede cubrir los 6.2 m de altura que posee el concentrador durante el solsticio de verano, siendo esta la fecha más crítica para operar el horno solar debido a las pocas horas de operación.

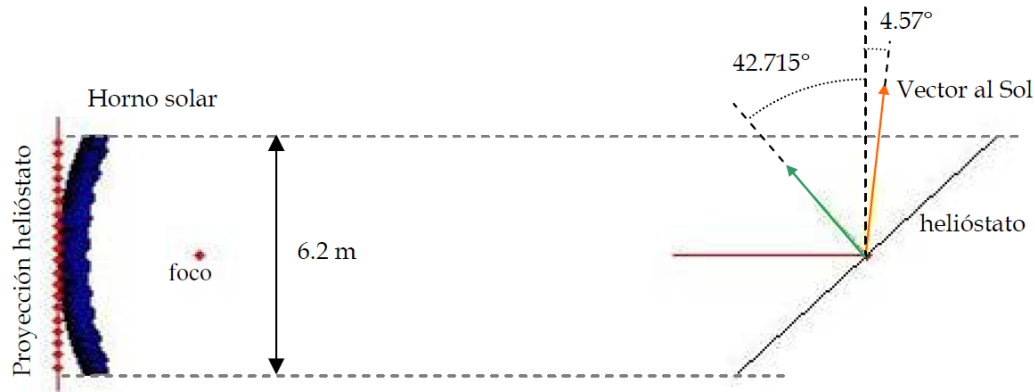


Fig. 3.1. Esquema de la proyección del heliostato sobre el concentrador del horno en el solsticio de verano [Riveros, 2008].

Durante el verano las horas de operación se ven reducidas debido a que el heliostato, en su seguimiento del sol, se proyecta de manera oblicua sobre el horno, dejando facetas del concentrador descubiertas antes y después del mediodía solar. Si se incrementa la superficie reflectora para ensanchar horizontalmente la proyección del heliostato, las horas de operación pueden incrementarse significativamente, sin embargo, esto afectaría la calidad óptica del heliostato ya que las tensiones en la estructura, asociadas al peso, se incrementan lo que puede provocar variaciones en la superficie plana del heliostato, además de la elevación del costo.

Finalmente, el diseño y construcción del H81, fueron llevados a cabo por Álvaro Cuellar Fuentes, ingeniero del Instituto Nacional de Astrofísica, Óptica y Electrónica (INAOE). Las dimensiones del heliostato son de 9m x 9m y su superficie reflectora está conformada por treinta espejos planos de segunda superficie de 6 mm de espesor, con dos grupos de espejos con dimensiones diferentes: un grupo de 20 espejos con dimensiones de 1.8 x 1.3m y 10 espejos de 1.8 x 1.9m. Los espejos se encuentran agrupados en 6 filas (en dirección este-oeste) y 5 columnas (en dirección norte-sur). Los 10 espejos de mayor dimensión pertenecen a las 2 filas centrales del heliostato, mientras que el resto de los espejos están ubicados en las primeras y últimas dos filas. En la figura 3.2 se puede apreciar la distribución de los espejos que forman la superficie del H81. Para el diseño del H81 se estimó que la desviación permisible en la superficie reflectora estuviera por debajo de 3 miliradianes, siendo la caracterización de dicha desviación óptica uno de los objetivos del presente trabajo.

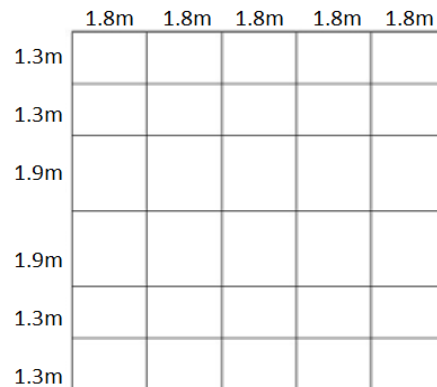


Fig. 3.2. Esquema de las dimensiones de espejos y distribución para formar una superficie reflectora de 81 m².

3.1.2 Horas de operación

A continuación se muestran las proyecciones del H81 sobre el horno solar durante los solsticios y equinoccios con el objetivo de estimar las horas de operación en diferentes épocas del año. En las figuras 3.3, 3.4, y 3.5 se muestran la proyección durante el medio día solar (en medio), la proyección antes del mediodía solar (a la izquierda) a partir de la cual están cubiertas en su totalidad las facetas del concentrador del horno solar y finalmente, la proyección simétrica (a la derecha) pasado el mediodía solar a la hora límite en la cual sigue cubierto el concentrador. Debido a que los horarios de operación del horno solar durante los equinoccios de primavera y de otoño son idénticos, sólo se presenta una imagen. En la tabla 3.1 se resumen las horas estimadas de operación para cada caso.

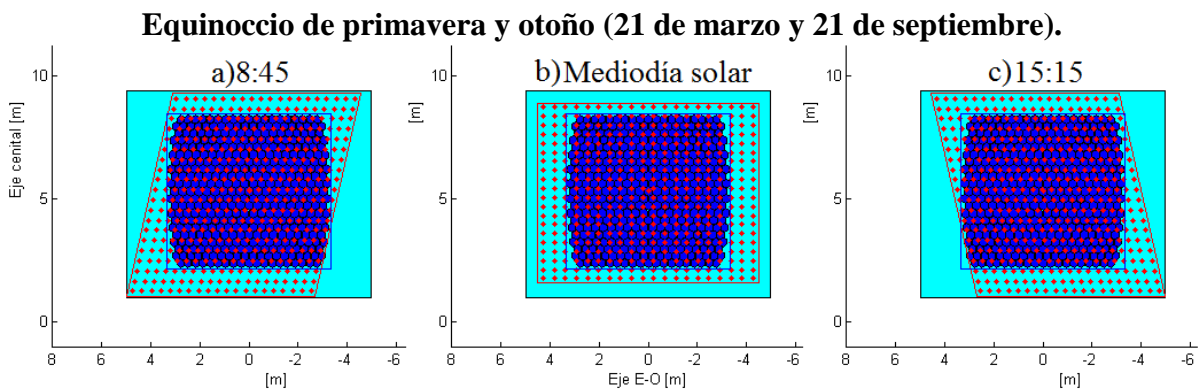


Fig. 3.3. Proyecciones en equinoccio de primavera y de otoño.

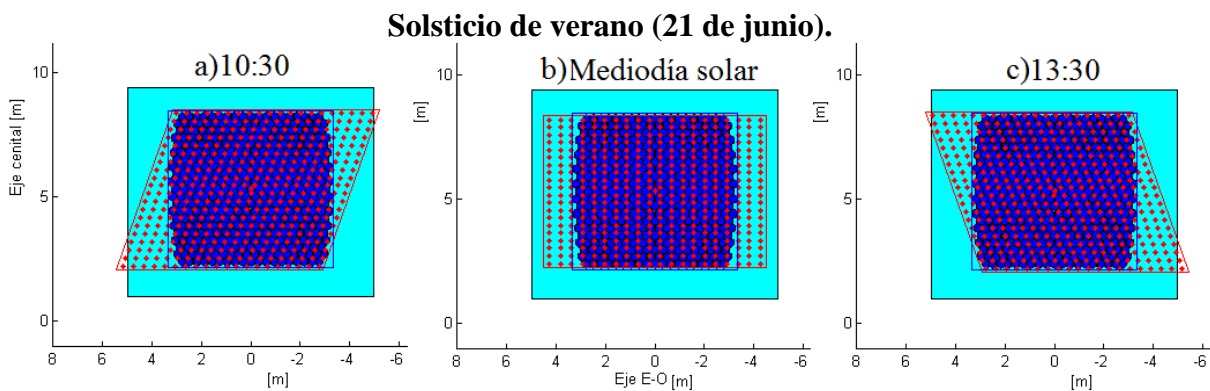


Fig. 3.4. Proyecciones en solsticio de verano.

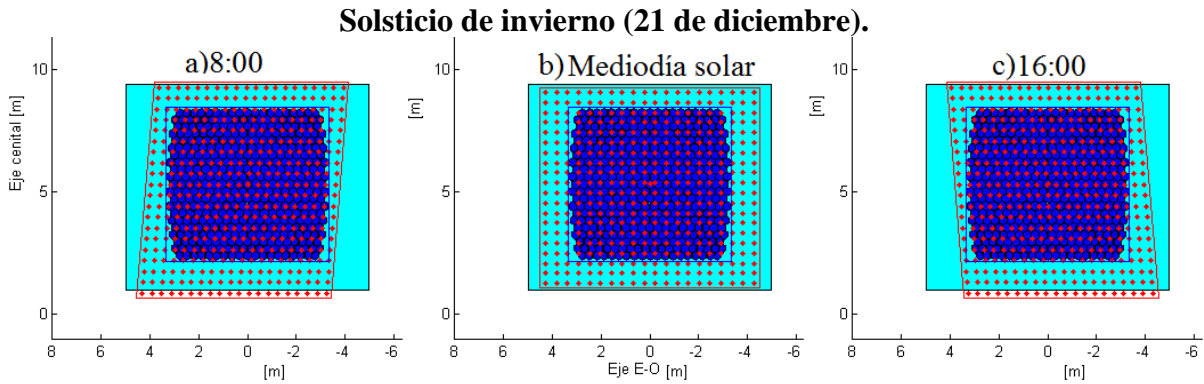


Fig. 3.5. Proyecciones en solsticio de invierno.

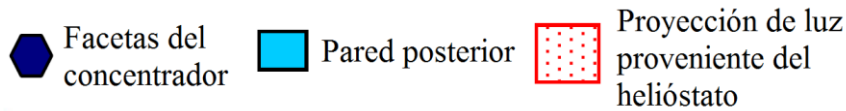


Tabla 3.1. Horas de operación del HSAFR a lo largo del año.

Fecha	Horas de operación
Equinoccios de primavera y otoño	21 de marzo y 21 de septiembre ~ 6 - 6.5 horas
Solsticio de verano	21 de junio ~ 3 - 3.5 horas
Solsticio de invierno	21 de diciembre ~ 7 - 8 horas

Lo anterior confirma que la mejor época del año para la operación del HSAFR es durante el solsticio de invierno y en contraparte, durante el solsticio de verano es cuando se tiene el menor número de horas de operación, sumado al clima lluvioso y cielo nublado en la época de verano para la zona de Morelos. A diferencia de otros hornos solares, el HSAFR cuenta con una ubicación privilegiada debido a que gran parte del año se cuenta con cielos despejados (de octubre a marzo) donde tiene el mayor rango de operación a lo largo de estos días.

3.2 Características mecánicas.

El diseño mecánico de los helióstatos es de suma importancia debido a las cargas a las que se somete. Existen tanto cargas intrínsecas al sistema (su propio peso, por ejemplo), así como aquellas ocasionadas por factores externos como lo son vientos y sismos, entre otros. Se busca que un helióstato sea lo suficientemente rígido como para no verse afectado por estas cargas evitando en la medida de lo posible el movimiento y deformación de la estructura, teniendo en cuenta el no incrementar demasiado los costos ni reducir su desempeño.

El tamaño de un helióstato depende de las funciones que va a llevar a cabo y como se mencionó anteriormente, el incrementar sus dimensiones se traduce en mayor peso y consecuentemente en mayores esfuerzos y deformaciones, comprometiendo la calidad óptica del sistema, la cual es indispensable en los hornos solares.

A continuación se describen los cinco subsistemas principales de los cuales se compone el H81 y la función que tienen [Cuellar, 2011].

3.2.1 Facetas.

El término "faceta" se refiere al conjunto de cada espejo con su respectiva estructura metálica de sujeción, por lo tanto, el helióstato cuenta con 30 facetas, las cuales se encuentran soportadas sobre las armaduras. El diseño de estas facetas presenta características únicas, ya que a diferencia de diseños convencionales donde el espejo se apoya sobre marcos metálicos, en este diseño, la estructura metálica donde se soportan los espejos cuenta con piezas triangulares niveladoras distribuidas sobre toda la faceta sobre las cuales son pegados los espejos. A estas piezas triangulares se les denominó *platinas* y su función es nivelar y alinear los espejos para minimizar las desviaciones en su plano reflector originadas por la acción de su propio peso, de la gravedad, imprecisiones inherentes a la manufactura de la platina y de la estructura base a la que están ensamblados, así como de las condiciones producidas por el medio climático previsto. Las facetas de 1.8 m x 1.3 m disponen de 12 platinas distribuidas como se muestra en la Figura 3.6, mientras que las facetas de 1.8 m x 1.9 m disponen de 16 platinas distribuidas como se muestra en la Figura 3.7, sumando un total de 400 platinas en toda la estructura del H81.

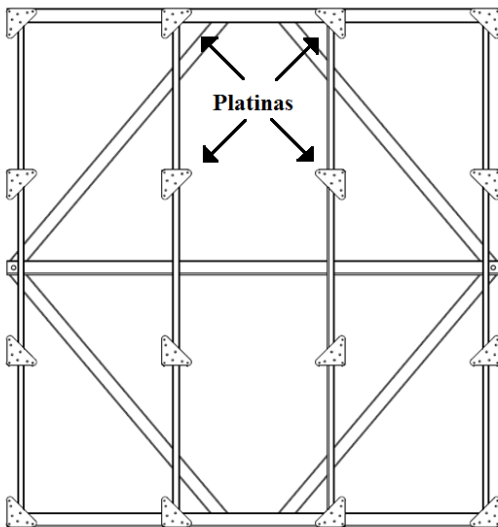


Fig. 3.6. Distribución de platinas en espejo de dimensiones de 1.8m x 1.9m.

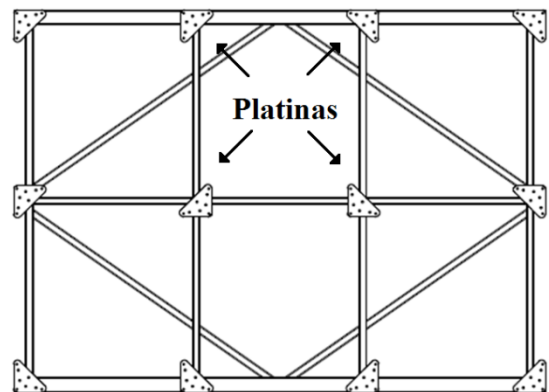


Fig. 3.7. Distribución de platinas en espejo de dimensiones de 1.8m x 1.3m.

3.2.2 Platinas.

Las platinas, como se mencionó, sirven para sujeción de los espejos sin embargo, la función principal que desempeñan es proporcionar un soporte rígido y nivelado de manera uniforme para obtener la planitud deseada en los espejos. El diseño característico de estas platinas (Fig. 3.8) permite nivelarlas o alinearlas de manera independiente ya que todas ellas cuentan con tres pares de tornillos, cada uno de los cuales se ubica en uno de los extremos de la platina y le permite orientar la platina mediante el ajuste de dichas piezas para poder ser nivelada.

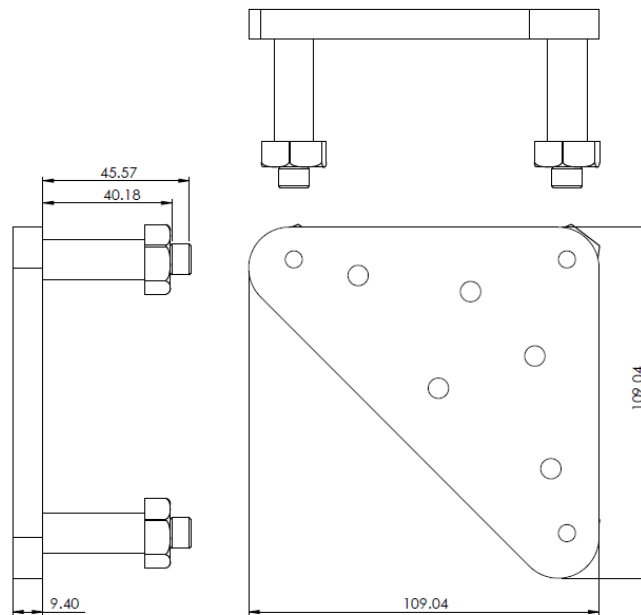


Fig. 3.8. Diseño y dimensiones de las platinas niveladoras (Unidades: mm).

Cada juego consta de un par de tornillos coaxiales, es decir que los ejes de estas piezas es el mismo. El tornillo encargado de desplazar la platina hacia arriba o hacia abajo es el de mayor tamaño y en su interior se ubica un tornillo de menor tamaño. Una vez conseguida la altura deseada para la platina el tornillo de menor tamaño que se encuentra embebido en el de mayor tamaño se encarga de fijar dicha distancia. Se desea que todas las platinas de cada faceta no sólo sean paralelas, sino también coplanares entre sí y así mismo, buscar la coplanaridad entre las platinas de todas las facetas. En la figura 3.9 se pueden apreciar los tres pares de tornillos coaxiales que nivelan la platina.

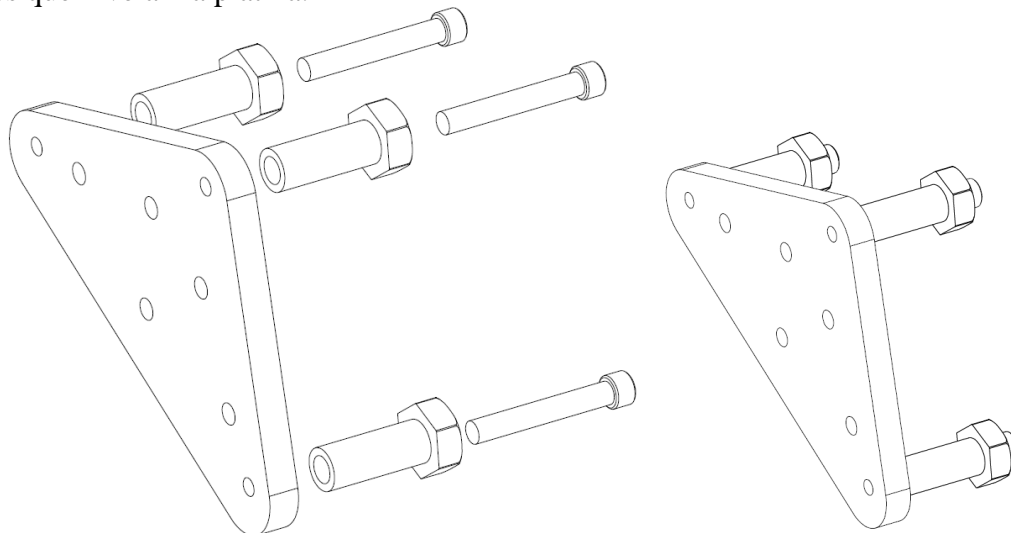


Fig. 3.9. Mecanismo nivelador de la platina. Cada platina consta de 3 pares de tornillos coaxiales para modificar su altura. a) Vista explosionada de platina y tornillos (izquierda). b) Platina y tornillos en ensamble (derecha).

El diseño de estas platinas niveladoras es de suma importancia para la metodología de alineación de los espejos y la obtención de la planitud en la superficie reflectora del H81 y su papel en dicho proceso se detallará en el capítulo siguiente.

3.2.3 Armaduras.

Las armaduras dan un área de montaje para las facetas sobre el brazo del heliostato. En total forman 6 estructuras de igual tamaño, para el soporte de las 5 columnas de facetas. Están construidas con PTR (perfil tubular rectangular) de 1 pulgada y espesor de pared de 1.9 mm, placa de 0.5 pulgada de espesor, redondo de 1 pulgada, además de contar cada armadura con un contrapeso en el extremo inferior para nivelar el peso del heliostato y facilitar el movimiento de éste.

3.2.4 Brazos.

Los brazos son los elementos del heliostato que sirven como base para el montaje de las armaduras, además de fungir como unión entre el conjunto de armaduras y el cabezal. Los brazos soportan el peso de las facetas, armaduras y contrapesos. Están contruidos de una pieza tubular de 20 pulgadas de diámetro nominal, placas de 0.5 y 1 pulgada para refuerzos y acoplamientos con las armaduras y cabezal.

3.2.5 Cabezal.

El cabezal permite dos grados de libertad para el movimiento del heliostato en dos direcciones, azimut y elevación. El cabezal no sólo carga el peso de los espejos y los brazos, sino que también distribuye la carga del viento hacia el suelo a través del pedestal y la base [Pitz-Paal, 2007].

El heliostato cuenta con dos conjuntos de transmisiones para los movimientos en azimut y elevación. Los motores que precisa el heliostato son relativamente pequeños dado que las transmisiones cuentan con tornillos sinfines con relaciones muy altas (18400 a 1). Los motores son de corriente directa de 90V@2.6A acoplados a encoders de 5 Volts con una resolución de 2000 pasos por revolución permitiendo tener una resolución menor a 0.0002 mrad de la posición angular para cada movimiento. Estos motores son controlados por un controlador C-Rio 9074 de National Instruments y dos tarjetas NI 9505, mediante la retroalimentación de la información proveniente de los encoders [Pérez-Rábago *et al.*, 2011].

3.2.6 Pedestal.

El pedestal es la base estructural que sostiene el peso del heliostato en todo su conjunto y lo mantiene anclado a la cimentación. El pedestal está construido con una pieza tubular de 24 pulgadas de diámetro nominal y placa de 1.5 pulgadas para acoplamientos con la cimentación y cabezal.

3.3 Sistema de control.

El sistema de seguimiento implica los algoritmos electrónicos y de control necesarios para el movimiento de la estructura con el objetivo de mantener la posición relativa del sol con el heliostato. Gran parte del desempeño del horno solar depende de la precisión del sistema de seguimiento del heliostato.

La operación del heliostato puede llevarse a cabo de tres maneras diferentes:

- a) En modo manual permitiendo controlar la dirección del movimiento y la velocidad de los motores dependiendo del voltaje aplicado a los mismos.
- b) En modo automático a través de retroalimentación con la configuración visual, comparando coordenadas en X y Y tomadas con un dispositivo óptico con las coordenadas pre-establecidas para mantener el heliostato en las coordenadas deseadas.
- c) En modo automático mediante la obtención de la posición solar en tiempo real de acuerdo a la latitud y longitud del lugar. Esta información es calculada mediante las ecuaciones del movimiento aparente del sol [Duffie & Beckman, 1991].

El H81 cuenta con un programa para mover y medir con precisión las posiciones angulares de los motores [Pérez-Rábago *et al.*, 2011]. También hace uso de un algoritmo para determinar la posición del sol y calcular el vector normal a la superficie del heliostato para tener los rayos reflejados sobre un objetivo específico sobre el eje focal del concentrador. De esta manera se busca que el vector normal a la superficie del heliostato, bisecte en todo momento el ángulo formado entre el vector solar, es decir, el vector que apunta al sol y el vector que apunta al centro del concentrador, aclarando que los tres vectores se originan en el centro del heliostato (Fig. 3.10).

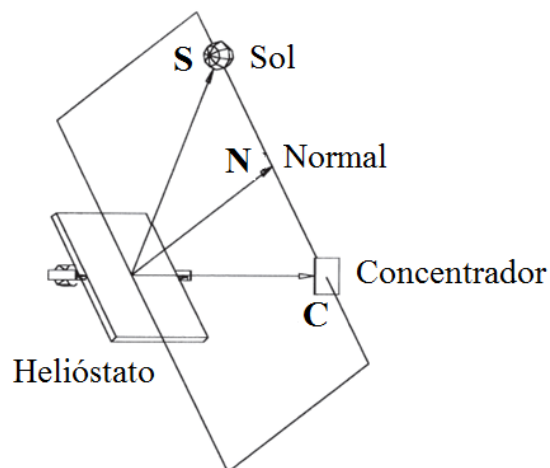


Fig. 3.10. El vector normal (N) al centro de la superficie del heliostato bisecta en todo momento al ángulo formado por el vector solar (S) y el vector que apunta al centro del concentrador (C).

En el próximo capítulo se expondrá la metodología de alineación de las facetas del H81 desarrollada en función de las características descritas previamente, así como la campaña experimental para la caracterización y evaluación de dicha alineación.

Capítulo 4

Metodología

*"Tanto si crees que puedes, como si crees que no puedes,
estás en lo correcto."*

Henry Ford

En este capítulo se presenta la metodología de alineación de las facetas del heliostato H81 y el pegado de los espejos, así como una breve descripción de los instrumentos utilizados para dicha tarea. También se presenta la metodología de medición y evaluación de la planitud de dos zonas características de la superficie de un espejo representativo de todas las facetas del H81.

Como se ha mencionado en los capítulos anteriores, el diseño de un heliostato plano para un horno solar resulta el principal criterio para la alineación de sus facetas. En el capítulo 3 se describieron las especificaciones del diseño óptico y mecánico del H81 del HSAFR del CIE, mismos que dan a entender el por qué de la metodología implementada en este trabajo. Según el diseño del HSAFR [Riveros et al., 2010], el sistema óptico compuesto por el concentrador de facetas hexagonales y el heliostato, puede alcanzar una concentración solar pico de hasta 10,500 soles, siempre y cuando, los errores ópticos se encuentren por debajo de los 4 mrad, siendo importante señalar que este error, engloba al sistema completo, incluyendo los errores de la alineación y superficie de los espejos del concentrador, así como errores de alineación, superficie, curvatura y seguimiento del heliostato, buscando que los 4 mrad representen el valor máximo de error. El objetivo general de esta alineación es reducir dicho error para mejorar el desempeño del HSAFR.

4.1 Instrumentación.

Previo a explicar cómo fue llevada a cabo la alineación del H81, resulta conveniente describir los utillajes que fueron empleadas durante esta campaña para su mejor entendimiento. Posteriormente, al describir la alineación entrarán en contexto dichos términos.

4.1.1 Escuadras.

Se utilizaron como utillaje para la alineación, herramientas de aluminio a las que se les denominó *escuadras*. Dichas escuadras consisten en una lámina de aluminio de 6 mm de espesor, y 28 mm de ancho, con un dobléz que forma un ángulo recto (Fig. 4.1).

La finalidad del ángulo recto de las piezas es permitir que la sección horizontal sirva como base para apoyarse sobre cada una de las platinas a la vez que la sección vertical de la escuadra permanece perpendicular a la platina. Cada escuadra tiene marcada, en la sección vertical, una línea horizontal a 7.5 cm de la base. Esta marca es usada como referencia durante la alineación.



Fig. 4.1. Escuadra utilizada en la alineación.

4.1.2 Láser autonivelante.

El láser autonivelante es un dispositivo que emite un rayo láser que se nivela automáticamente debido a que cuenta con un péndulo integrado en su interior. Este dispositivo es capaz de formar un plano tanto horizontal como vertical mediante el láser que emite (Fig. 4.2 y 4.3). Así, es posible obtener un plano horizontal de luz como referencia independientemente de la inclinación que posea la base sobre la cual se apoye el dispositivo. A pesar de las ventajas que ofrece este dispositivo, como se describirá más adelante, para la repetibilidad y sistematización del proceso de alineación, un inconveniente se presenta al ser necesario utilizarlo de noche para poder apreciar con mejor nitidez el plano de luz proyectado.



Fig. 4.2. Esquema de la proyección de planos en láseres autonivelantes.



Fig. 4.3. Láser autonivelante utilizado en la alineación del H81.

4.1.3 Máquina de medición por coordenadas.

Una máquina de medición por coordenadas también conocida como CMM (coordinate-measuring machine) es un instrumento de medición de alta precisión que utiliza un puntero o “palpador” físico con el que el operador puede ir tocando un objeto, estableciendo un origen, para registrar sus coordenadas con respecto a dicho origen y obteniendo datos característicos con esta información. El equipo CMM utilizado para este trabajo pertenece a una serie de equipos portátiles de la compañía Metronor Corporate®. Los tres principales elementos que componen el equipo de medición son: un bastón de fibra de carbono con un puntero o palpador, el cual es manipulado por el usuario para medir el objeto de interés; una cámara, que recibe la información enviada por el bastón; un equipo de cómputo con el software enfocado al procesamiento de datos registrados. En la figura 4.4 se observan los elementos principales de la CMM utilizada.

Los sensores de este equipo tienen un alcance de hasta 30 m y una resolución para medir planitud de $\pm 0.06 \text{ mm}^1$, la cual es suficiente para las mediciones deseadas, las cuáles serán expuestas más adelante.

¹ <http://www.metronor.com/> (julio, 2011).



Fig. 4.4. Elementos de la máquina de medición por coordenadas portátil Metronor System SOLO (cámara, bastón con puntero y computadora).

La CMM² tiene un gran número de aplicaciones dentro de las cuales se puede mencionar el hacer ingeniería inversa, verificación de prototipos, medición e inspección de herramientas y manufactura en general, alineación de partes de máquinas y ensamblajes, entre otras. Si bien es cierto que el objetivo de estos equipos está enfocado más hacia el sector industrial (particularmente la manufactura), se aprovechan las funciones que ofrece este dispositivo para una alineación óptica de alta precisión del H81. Una desventaja que presenta la CMM portátil es la alta sensibilidad a la luz visible por parte de la cámara, por lo que, al igual que con el láser autonivelante, es necesario operar el equipo en un lugar cerrado que no esté expuesto directamente a la luz solar o como en este caso, en un horario nocturno.

4.2 Alineación.

Es necesario resaltar la importancia del desarrollo de la metodología de alineación que está a punto de exponerse dado que fue preciso el tomar diferentes factores a consideración para la elección del orden de los pasos para la alineación. La finalidad de la alineación fue buscar que la superficie del heliostato refleje hacia el concentrador un frente plano con el mínimo de desviaciones.

Dada la precisión que se busca obtener es necesario tener como criterio para el proceso un orden que permita alinear del nivel más general de la estructura al más fino con la intención de disminuir la mayor cantidad de errores sistemáticos durante el procedimiento, para de este modo, contar con una mayor certidumbre acerca de los parámetros medidos y analizados posteriormente.

Como ya se mencionó, el proceso de alineación tuvo que ser realizado en un horario nocturno a causa de las características técnicas de la CMM y del nivel láser utilizados y a diferencia de alineaciones convencionales en las cuales los espejos son alineados estando ya montados sobre el heliostato, esta alineación se realizó con la estructura aún sin estar ensamblada completamente. Suele ser común que la alineación de heliostatos se lleve a cabo con el

² Nota: El término CMM se refiere al equipo usado para el presente trabajo.

conjunto de facetas y armadura ya montados sobre el pedestal sin embargo, para que la superficie reflectora del H81 fuese plana fue indispensable alinear la estructura de soporte de los espejos previo a ser pegados. Por ello, la alineación se efectuó a nivel de suelo previo a montar las armaduras, brazos, cabezal y facetas sobre el pedestal.

Es importante señalar que una de las condiciones para una correcta alineación durante el procedimiento fue fijar la estructura firmemente para evitar movimiento y deformaciones debidas al propio peso del heliostato, al viento, o por efectos de la temperatura. Habiendo fijado la estructura y garantizando que las armaduras no tuvieran movimiento con respecto a los brazos, el primer elemento a alinear correspondió al conjunto de armaduras. Hasta este punto sólo se encuentran ensamblados las armaduras, los brazos y el cabezal del heliostato. Las 6 armaduras que constituyen las 5 columnas de facetas del heliostato son paralelas entre ellas y para asegurarse que estuviesen todas a una misma altura se empleó un nivel de manguera, comparando puntos extremos e intermedios en cada armadura, primeramente para alinear la estructura de cada armadura de manera individual y posteriormente comparando las armaduras entre sí, para corroborar la alineación entre todas ellas. Estando alineadas es apretada la tornillería correspondiente para proceder a la colocación de las facetas (aún sin espejos) sobre las armaduras (Fig. 4.5) , para ello se agregaron cuatro tornillos guía al sistema de fijación de las armaduras para que no giraran con respecto a los brazos.



Fig. 4.5. Heliostato sin ensamblaje de las facetas.

Las facetas se ensamblan a las armaduras mediante tornillos tipo *espárrago* y tuercas (Fig. 4.6), proporcionando libertad para modificar la altura a la cual se desean colocar sobre las armaduras. Para tener todas las facetas a una misma altura se utiliza una herramienta calibradora que se coloca entre la faceta y la armadura para que sus dimensiones funjan como distancia patrón y posteriormente, se aprietan con tuercas y contratueras en los tornillos. El ensamblaje de las facetas aún no ha sido realizado hasta este punto. El apriete de tuercas sólo deja definida la distancia que tendrán de separación al ser ensambladas posteriormente. En la figura 4.7 se observa la herramienta calibradora empleada para este paso.



Fig. 4.6. Ajuste de altura de las facetas.

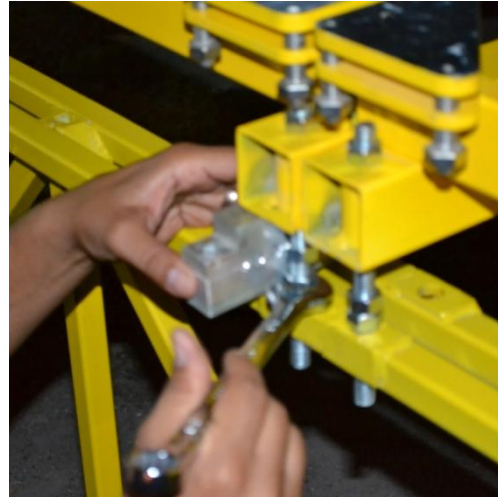


Fig. 4.7. Herramienta calibradora para la altura de las facetas.

Teniendo listos estos elementos, se prosiguió a alinear las platinas de las facetas. Como primer paso se decidió alinear las platinas de una sola faceta para que fungiera como patrón para el resto. Para conseguir esto, se empleó la CMM para asegurar la coplanaridad de las platinas, utilizando una función del equipo para medir la distancia entre planos. Mediante esta modalidad, se registran tres puntos con los cuales se forma un plano virtual de referencia y posteriormente al registrar un punto con el "puntero" o "palpador", la CMM interpreta dicho punto como un punto sobre un plano paralelo al plano de referencia y reporta la distancia existente entre ambos planos. De este modo, se tomaron tres puntos sobre las armaduras (ya niveladas) para establecer el plano de referencia, buscando que el plano que formaban las platinas, ubicado por encima del plano de referencia, fuese paralelo a este último por lo tanto, se decidió colocar tres puntos (extremos) de cada platina a una misma distancia del plano de referencia. Es importante mencionar que los tres puntos de medición coincidían con los tres tornillos de nivelación,. Cada uno de los tres puntos en las platinas es medido y en caso de no estar dentro de la tolerancia establecida para la altura del plano a formar, se modifica la distancia del lado de la platina que así lo requiera.

Al ser completado este primer paso dentro del proceso de alineación fue posible notar que la precisión ofrecida por la CMM era robusta y el procedimiento permitía repetibilidad sin embargo, el tiempo requerido para llevar a cabo la alineación de 12 platinas para una sola faceta fue demasiado largo como para reproducirlo en las 29 facetas restantes. Por lo tanto, si bien permitió corroborar las funciones de la CMM en estas aplicaciones, también confirmó la necesidad de implementar un ajuste a la metodología para hacer más eficiente y veloz la alineación.

En respuesta a la necesidad de agilizar la alineación, se introdujo el empleo del nivel láser y las escuadras con el fin de utilizar la alineación de referencia en la faceta patrón al resto de las facetas. El láser fue colocado en un trípode a 3 metros del heliostato, sobre el eje de la columna central de facetas, a modo que el plano horizontal proyectado por el láser cubriera en su totalidad el área de la estructura. En las platinas de la faceta patrón fueron colocadas las escuadras, con la base apuntando en dirección opuesta a donde se ubicaba el láser.

Posteriormente, se ajustó la altura del trípode hasta que el haz de luz proveniente del láser incidiera sobre la cara vertical de las escuadras para ser marcadas todas a la misma altura (Fig. 4.8). La marca se estableció a 8 cm de la base de las escuadras (Fig. 4.9), indicando un plano paralelo a la superficie de las platinas el cual, sería reproducido en cada una de las facetas como se explicará a continuación.

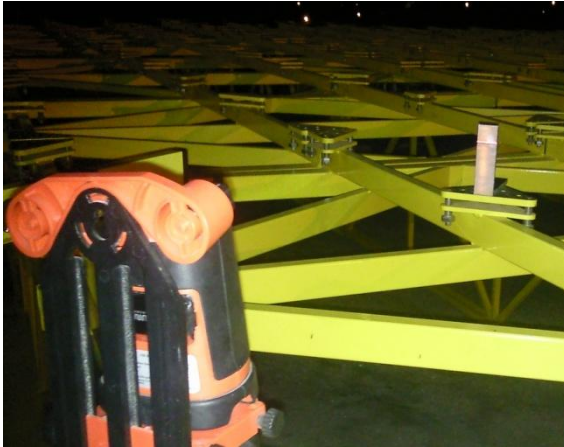


Fig. 4.8. Calibración de las escuadras en la faceta de referencia.



Fig. 4.9. Proyección del laser sobre la marca de la escuadra.

Teniendo las escuadras marcadas, se procedió a alinear el resto de las facetas. Las escuadras fueron colocadas sobre los tres puntos de apoyo de cada una de las platinas con la cara que tenía la marca de referencia, en dirección al nivel láser (Fig. 4.10). La proyección de la línea del láser debía incidir sobre la marca de las escuadras para asegurar que la altura de las platinas se encontrara igual a la altura de las platinas de la faceta patrón (Fig. 4.11). En caso de no ser así, se modificaba la altura del tornillo de la platina que así lo requiriera hasta coincidir la marca de las escuadras y el haz del láser. El asegurar que coincidieran los tres puntos de apoyo de la platina pretendió asegurar, en primera instancia, la coplanaridad de dicha pieza para posteriormente, al extender el proceso a las once o quince platinas restantes de la faceta (según su tamaño), también se obtuviera la coplanaridad de la faceta en conjunto, cabe mencionar que dichos puntos son los más cercanos a los tornillos de nivelación de las platinas, lo que reducía el error de paralaje. El motivo de utilizar varias escuadras al mismo tiempo para la alineación fue agilizar el proceso, así como corroborar con más de un instrumento la proyección del láser sobre las marcas para buscar la repetibilidad de la metodología.



Fig. 4.10. Montaje del láser y las escuadras para la alineación de platinas.



Fig. 4.11. Proyección del plano proveniente del láser sobre las escuadras en las platinas a alinear.

Debido a que el ensamblar el total de las facetas dificultaba la alineación de las platinas adyacentes entre columnas, fue necesario alinearlas en dos grupos de columnas. Primero fueron colocadas y alineadas las columnas 1, 3 y 5, posteriormente fueron retiradas para colocar y alinear las columnas 2 y 4. Este orden, además de buscar mayor comodidad en la tarea de alinear, tuvo la intención de mantener la simetría en las cargas y evitar que las deformaciones de la estructura tendieran en alguna dirección particular.

4.2.1 Evaluación de la alineación de las platinas.

Finalizada la alineación mediante el empleo de las escuadras, se realizaron mediciones con la CMM para comparar la coplanaridad entre las platinas de cada faceta estableciendo un margen de tolerancia entre los planos de cada una de ellas (Fig. 4.12). Se utilizó la función para medir distancia entre planos, semejante a la forma en que se alinearon las platinas de la faceta patrón. En cada faceta se midieron tres puntos para formar un plano virtual. Cada uno de estos puntos, tomados con el puntero, correspondieron al punto central de tres platinas ubicadas en diferentes esquinas de la faceta. Posteriormente, se midieron los puntos centrales de todas las platinas, recordando que el reporte de esta medición indicaría la distancia entre el plano en el que se ubica cada punto y el plano virtual generado, así como la distancia entre los planos con

la máxima separación. La tolerancia máxima para la distancia entre las platinas más separadas de cada faceta fue de ± 0.4 mm y en caso de que así lo requiriera, se llevaba a cabo un ajuste fino en la altura de la platina para corregirla y que así entrara en el rango de tolerancia.



Fig. 4.12. Verificación de la planitud de las platinas.

Contando con todos los planos de las platinas dentro del rango de tolerancia, se consideró completada la alineación de las facetas sin embargo, como parte complementaria a este proceso es importante describir la metodología implementada para el pegado de los espejos sobre la estructura metálica de la faceta correspondiente dado que resulta un factor que influye en las propiedades de la superficie reflectora del heliostato. Se buscó una metodología para llevar a cabo el pegado con la intención de que todas las platinas hicieran un contacto apropiado con el espejo de forma que se lograra una sujeción y soporte uniforme para que no existiera canteo en los espejos. El pegado se describe de manera breve a continuación.

4.2.2 Pegado de los espejos en las facetas.

Para la sujeción de los espejos en las platinas se utilizó cinta adhesiva 3M VHB 5611 color gris, tipo "doble cara", es decir, con superficie adherente en ambos lados, cubriendo en su totalidad, la superficie de cada platina con esta cinta (Fig. 4.13). Con el objetivo de evitar cualquier tipo de canteo en los espejos durante el pegado se propuso un procedimiento en el cual se colocaran los espejos sobre una mesa con superficie plana, con el lado reflector del espejo hacia abajo y el lado a ser pegado en las platinas hacia arriba para luego, colocar la estructura metálica sobre el espejo para su adhesión. El motivo era mantener fijo el espejo y evitar cualquier curvatura en él durante la maniobra de pegado confiando en la planitud de la superficie de la mesa sobre la cual estaba apoyado el espejo sin embargo, una inspección, con la CMM, de la planitud en la mesa utilizada para esta tarea reveló curvaturas en la misma, transmitiendo deflexiones al espejo al ser apoyado en ella, las cuales en caso de ser pegados los espejos bajo esta metodología, provocarían la conservación de las deformaciones al adherirse los espejos, por lo tanto fue necesario un ajuste en esta metodología. Finalmente, el procedimiento implementado consistió en mantener la estructura metálica con las platinas en dirección superior y cargar los espejos con el apoyo de ventosas para vidrio. Se utilizaron cuatro ventosas distribuidas en el espejo, las cuales lo sujetan con succión para transportarlo hacia las platinas. El propio peso del espejo sobre las platinas sirvió para la adhesión de este

con la cinta adhesiva. Habiendo concluido el pegado se realizó el montaje de las facetas completas sobre el conjunto de armaduras ya montadas en el pedestal con brazos y cabezal.

Ya pegado el espejo se realizó la metodología del nivel láser y las escuadras, distribuyéndolas en todo el espejo para corroborar que estuviera proyectado el plano de luz sobre las marcas de las escuadras (Fig. 4.14).



Fig. 4.13. Platinas cubiertas con cinta adhesiva tipo "doble cara" para el pegado del espejo.

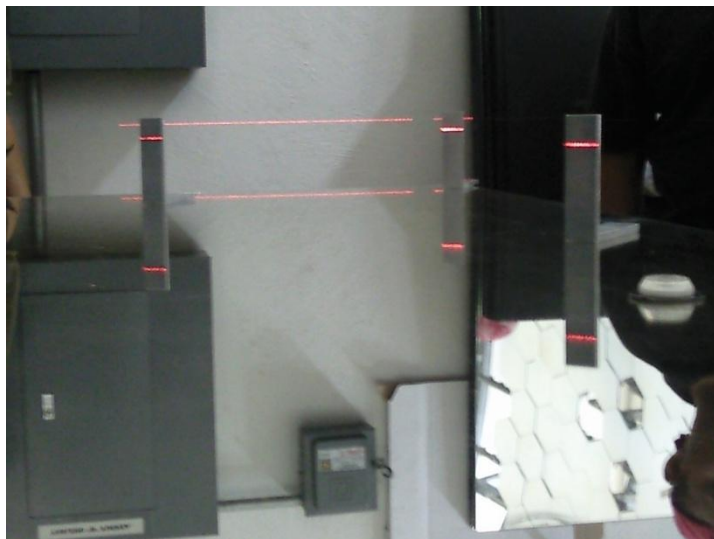


Fig. 4.14. Verificación de la planitud en las facetas posterior al pegado de los espejos, empleando el láser autonivelante y las escuadras.

4.3 Determinación de la planitud de las facetas.

Con el fin de caracterizar la superficie del H81, se utilizó el equipo de medición por coordenadas (CCM), Metronor System, para obtener una evaluación de la planitud en diferentes zonas características de una faceta y compararlas entre ellas. Para una mejor comprensión del procedimiento, en seguida se detalla la ubicación y distribución de las facetas en el heliostato (Fig. 4.15). La metodología llevada a cabo se describe a continuación.

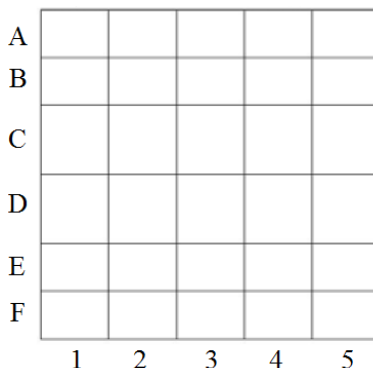


Fig. 4.15. Esquema de la distribución de las facetas sobre el H81.

Las facetas sobre las cuales se realizaron las diferentes mediciones se ubican en la fila F, debido a que estos espejos son los que están sometidos a mayores esfuerzos, por lo tanto representan el caso crítico de las posibles deformaciones para todo el conjunto de espejos. Sumado a lo anterior, la medición de la fila F resultó más sencilla y cómoda, siendo otro criterio para la elección de estas facetas.

Como ajustes preliminares para la medición sobre las facetas se colocó el H81 a 90° con respecto de la horizontal, es decir, con la superficie reflectiva perpendicular al suelo. Así mismo, se ubicó la cámara de la CMM a una distancia a la cual su campo de visión cubriera la totalidad de la faceta a ser medida.

Este procedimiento permite generar un plano virtual sobre el que se encuentra la superficie reflectiva del espejo de la faceta F4 y definir un marco de referencia para que de esta manera se ubiquen con precisión los puntos medidos en dicho espejo. Cada medición en la faceta genera un conjunto de 400 puntos, registrando las coordenadas x,y,z de cada uno de los puntos, siendo la coordenada z la que nos interesa para calcular la planitud. A continuación se citan los pasos principales para el desarrollo de la medición mediante el empleo de la CMM.

1. Generación del plano de la estructura.

Se generó un plano total del espejo mediante puntos ubicados en tres esquinas del mismo. Este plano corresponde a la superficie donde se encuentran las dos zonas que fueron medidas posteriormente.

2. Establecimiento de un marco de referencia.

Para establecer un marco de referencia propio al plano de la estructura tomado inicialmente, se definieron dos ejes, X e Y, sobre los cuales se encuadró dicho plano (Fig. 4.16). El eje X se generó registrando 3 puntos a lo largo de la parte inferior

(sobre el filo) del espejo de la faceta. Análogamente, se generó el eje Y en sentido vertical de la estructura, a lo largo del costado izquierdo (sobre el filo) del espejo. Con esta información se generó el punto de origen para dicho marco de referencia en la intersección de los dos vectores, es decir, en la esquina inferior izquierda de la faceta.

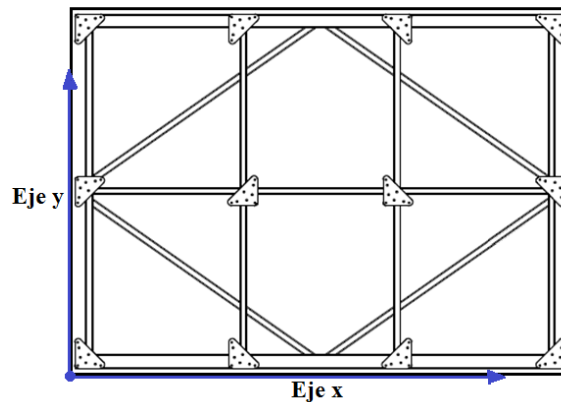


Fig. 4.16. Esquema que ubica los puntos para la generación del plano general y los ejes X e Y del marco de referencia (H81 a 90°).

3. Medición de planos.

Se midió la planitud de dos zonas características de la superficie del espejo de la faceta. La primera de estas zonas estuvo localizada sobre el área del espejo que se encuentra apoyada en una platina (Fig. 4.18), mientras que la segunda zona medida se ubicó entre 4 platinas (Fig. 4.19). Para cada medición se trazó una malla de 400 puntos (20 x 20 puntos) con una separación de 1 cm entre ellos (Fig. 4.17), tanto vertical, como horizontalmente, que cubría las zonas antes mencionadas. Tras ser marcados el total de puntos, se realizó la medición con la CMM, proporcionando la distancia de cada punto sobre el eje z, el cual es perpendicular al espejo para, a partir de estos datos, estimar la planitud del área medida.

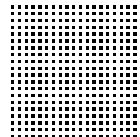


Fig. 4.17. Cuadrícula de 20 x 20 puntos.

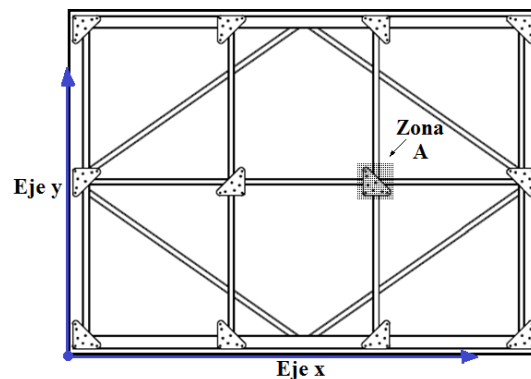


Fig. 4.18. Medición en la zona ubicada sobre la platina.

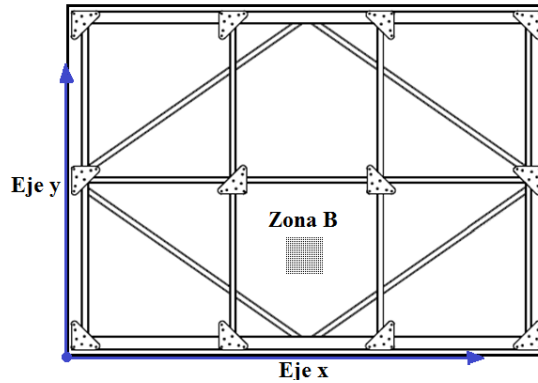


Fig. 4.19. Medición en la zona ubicada entre platinas.

A partir de los datos registrados, se calcularán las pendientes sobre la superficie tanto en sentido vertical como horizontal, resultando de principal interés el promedio de dichas pendientes, así como su desviación estándar. Con base a esta información, se evalúa si la planitud de los espejos satisface los requerimientos de la superficie del heliostato.

En el próximo capítulo, se presentan y analizan los resultados de las mediciones tomadas, incluyendo la obtención de las pendientes promediadas y su desviación estándar, así como la comparativa entre la planitud de las dos zonas del espejo para conocer cómo afectan las platinas al espejo. Adicionalmente, se realizan comparativas tanto cualitativas, como cuantitativas entre las superficies del H81 y la de un heliostato de 36 m² (H36) alineado bajo una metodología diferente.

Capítulo 5

Análisis de resultados

" Nuestra recompensa se encuentra en el esfuerzo y no en el resultado.

Un esfuerzo total es una victoria completa."

Mahatma Gandhi

En este capítulo se presenta y evalúan los resultados obtenidos en la alineación del H81. Se muestra una comparativa cualitativa de las alineaciones llevadas a cabo para la superficie reflectora del H81 y del H36, así como el análisis de las mediciones realizadas sobre la superficie del espejo de una faceta del H81, para determinar la planitud en dos zonas características, calculando los ángulos de desviación de dicha superficie. Finalmente, en la última sección se presenta el análisis de la imagen del flujo radiativo concentrado capturado con una cámara CCD en el punto focal del concentrador del HSAR del CIE comparando principalmente la distribución de intensidad radiativa obtenida empleando el H36 y el H81.

5.1 Comparativa cualitativa entre H81 y H36.

Como parte de la evaluación de la alineación, se presentan imágenes de la proyección de la superficie reflectora del H81 sobre la cortina del HSAFR y se comparan con la proyección del H36, el cual fue alineado bajo otra metodología. Esta comparativa tiene un carácter cualitativo con el fin de observar de manera general las características de ambas proyecciones y los resultados que ofrece la alineación desarrollada contra una metodología diferente.

Dentro de los métodos de alineación de helióstatos que fueron descritos en el capítulo 2, se hizo mención de la superposición de imágenes. Con base en esta técnica, se realiza la siguiente comparación entre las proyecciones proporcionadas bajo dos diferentes metodologías de alineación. La comparación consiste, de manera general, en verificar que la geometría de las proyecciones de cada faceta sobre la cortina del edificio donde se encuentra ubicado el HSAFR sean regulares, es decir, que sigan un patrón, en cuanto a separación, forma, intensidad luminosa, etc. En la figura 5.1 se presentan imágenes de la proyección de las 25 facetas del H36 y de las 30 facetas que corresponden al H81.



Fig. 5.1. Proyecciones de la superficie del H36 (izquierda) y el H81 (derecha) sobre el edificio del HSAFR.

En la figura 5.2 se presenta un acercamiento de la proyección para apreciar con más detalle las diferencias de las imágenes.

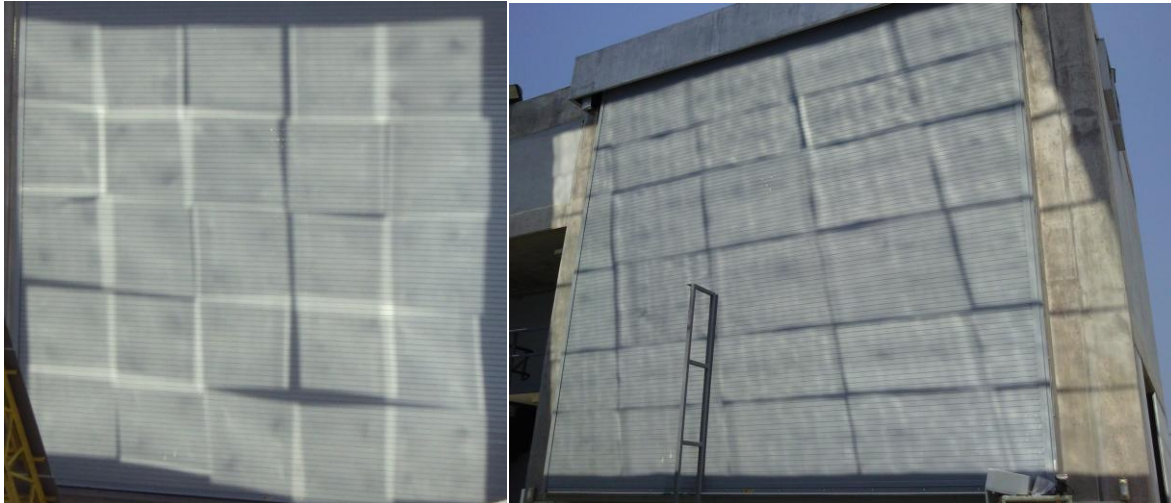


Fig. 5.2. Comparativa de las proyecciones de la superficie del H36 (izquierda) y del H81 (derecha).

La imagen del lado izquierdo corresponde a la proyección del H36, mientras que la del lado derecho corresponde a la del H81. En la proyección del lado izquierdo es fácil apreciar irregularidades tanto en el conjunto de cuadros como en cada cuadro de manera individual. Una de las características más evidentes son las zonas de mayor intensidad luminosa en la proyección debido a la superposición de las imágenes reflejadas por las diferentes facetas. Estas zonas más intensas (claras) permiten notar la superposición entre facetas adyacentes tanto horizontales, como verticales e incluso, es posible observar en algunas regiones, la unión del reflejo de la esquina de varias facetas, revelando la superposición entre los reflejos de cuatro facetas simultáneamente y dando como resultado puntos más intensos en la proyección. En contraste, también se observan regiones más oscuras debidas a separaciones entre espejos, que se traducen en geometrías irregulares, evidenciando, una alineación menos precisa.

Por otra parte, la proyección del H81 refleja una geometría regular y homogénea de cada uno de los 30 espejos, mostrando una clara malla formada por la separación entre los espejos y, a diferencia del caso anterior, es posible notar que no existe zona alguna donde se aprecie la superposición de imágenes, demostrando una disminución entre las desviaciones de la superficie reflectora. Cabe señalar que debido a que el área que abarca la proyección del H81 es mayor, la imagen sobre la cortina del edificio rebasa las dimensiones del mismo, lo que hace parecer que hay deformación en la imagen sin embargo, esto se debe al cambio de relieve en la superficie. Si bien es claro que este análisis no permite cuantificar las características ofrecidas por la alineación presentada, sí hace posible comparar de manera cualitativa las ventajas sobre una alineación alternativa de otro heliostato empleado en la misma aplicación.

5.2 Determinación del ángulo de desviación promedio en la superficie del H81.

Al conjunto de 400 puntos medidos en las dos zonas del espejo de la faceta F4, se les denominó "mapeos". Estos mapeos de puntos, proporcionan una estimación de superficie formada mediante la unión de los 400 puntos (conformado por una malla de 20 x 20 puntos) medidos en cada zona. A través de esta información se calcula la pendiente a lo largo y ancho de la superficie medida, es decir, en sentido X e Y. El cálculo de esta pendiente corresponde a la pendiente de la recta tangente a la curva que se forma en la superficie del espejo, sin embargo, dado que es imposible medir de manera continua sobre la superficie del espejo para la generación de dicha curva, sólo representa una estimación discreta de las pendientes entre intervalos de puntos.

A fin de forzar el suavizado de las líneas de puntos en los mapeos, se obtuvieron promedios móviles de toda la superficie, considerando para cada pendiente a calcular, los puntos inmediatos siguientes que rodean al punto sobre el cual se determina dicha pendiente, obteniendo como resultado dos conjuntos de 18 x 18 puntos con cambios en la superficies menos acentuados, gracias al suavizado. Las figuras 5.3 y 5.4, corresponden al suavizado de las líneas de puntos medidas en las dos zonas del espejo de interés, señalando a lo largo de las coordenada "x" e "y" el punto en "z". La figura 5.3 muestra la superficie de la zona entre sobre la platina (zona A), mientras que la figura 5.4 muestra la zona entre platinas (zona B).

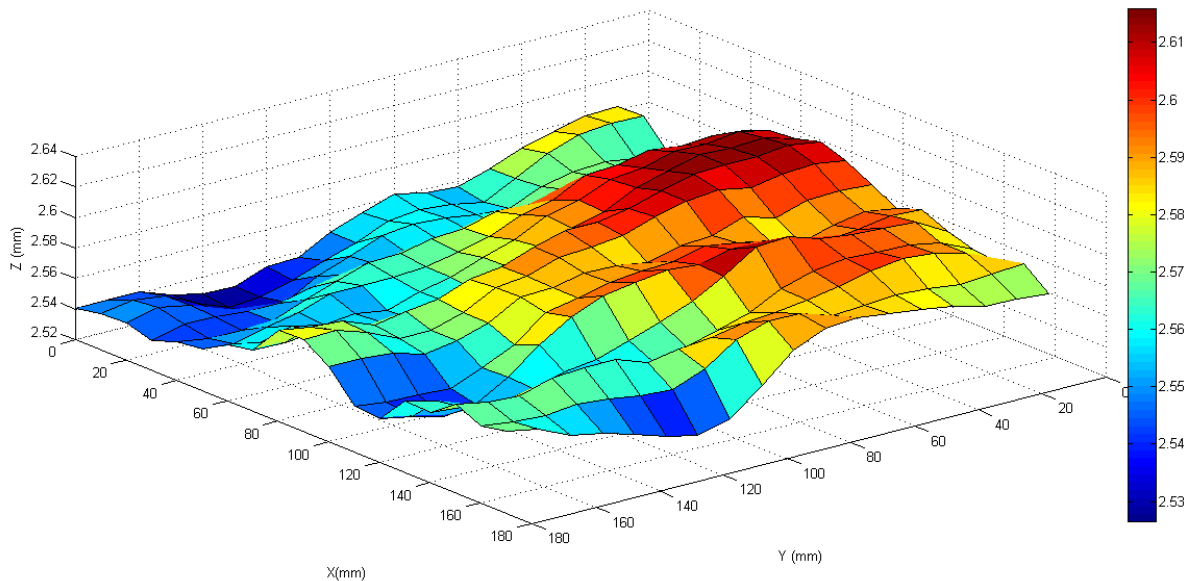


Fig. 5.3. Suavizado de la medición en la superficie del espejo ubicada sobre una platina (zona A).

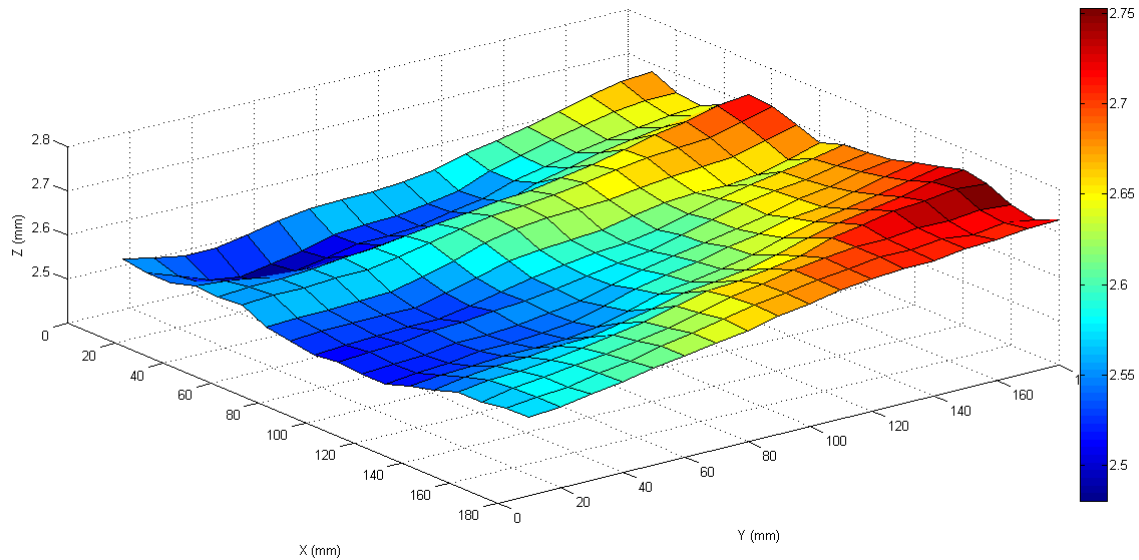


Fig. 5.4. Suavizado de la medición en la superficie del espejo ubicada entre platinas (zona B).

Estas imágenes permiten acentuar mediante el uso de distintos colores, el rango de variación de la altura sobre toda la superficie medida. Es importante señalar que la superficie es de 180 x 180 mm, mientras que la diferencia en la planitud es del orden de décimas de milímetro.

Habiendo realizado este ajuste, se calculó la pendiente en cada intervalo de dos puntos consecutivos tanto en el sentido horizontal como en el sentido vertical de la superficie medida. Esto se realizó con la información registrada para los diferentes valores en el eje Z de los puntos y conociendo el intervalo entre cada punto, es decir:

$$m_i = \frac{z_i - z_{i-1}}{x_i - x_{i-1}}$$

para las pendientes en sentido horizontal y

$$m_i = \frac{z_i - z_{i-1}}{y_{i-1} - y_i}$$

para las pendientes en sentido vertical, donde

- m_i = la pendiente entre el punto i ésimo e i ésimo-1
- z_i = la distancia en el eje Z (la altura) en el punto i ésimo
- x_i = la distancia en el eje X del punto i ésimo
- y_i = la distancia en el eje Y del punto i ésimo

El número de intervalos es de 17 x 17 resultando en un total de 289 pendientes, a partir de las cuales se calculó el ángulo de desviación de la superficie con la superficie deseada (ideal):

$$\theta_i = \arctan m_i$$

donde

θ_i = ángulo de desviación de la superficie para la pendiente i ésima

Asimismo, con todos los ángulos calculados se determinó el promedio y desviación estándar para cada conjunto de datos con el fin de reportar un primer valor promedio para cada superficie. Estos valores se muestran en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1. Ángulo de desviación promedio obtenido con datos originales.

Ángulo de desviación promedio de la superficie (datos originales)					
Zona	Sentido	Promedio		Desviación estándar	
		Grados	Radianes	Grados	Radianes
A (sobre la platina)	X	3.416×10^{-2}	5.961×10^{-4}	2.495×10^{-2}	4.354×10^{-4}
	Y	2.253×10^{-2}	3.932×10^{-4}	1.731×10^{-2}	3.021×10^{-4}
B (entre platinas)	X	7.090×10^{-2}	1.237×10^{-3}	4.891×10^{-2}	8.537×10^{-4}
	Y	6.057×10^{-2}	1.057×10^{-3}	2.962×10^{-2}	5.170×10^{-4}

Posteriormente, se realizó un filtrado de los datos con el fin de descartar las mediciones que arrojasen valores muy lejanos al promedio debido a errores en la medición. Para esto, se obtuvo la diferencia entre el valor promedio y cada ángulo calculado, es decir, se obtuvieron residuos para cada intervalo de puntos para luego, dividir cada residuo entre la desviación estándar calculada y así conocer la relación con esta, siendo este el criterio para el filtrado de datos. Si la relación del residuo y la desviación estándar era superior a 2, entonces ese valor se consideraba lejano al promedio y se desechara para el segundo cálculo del promedio de ángulos y desviación estándar, esperando que se reportara un valor con menos ruido.

Finalmente, se calculó de nuevo el valor promedio para los ángulos de desviación de la superficie y la desviación estándar para la zona A y B. Estos valores se muestran en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2. Ángulo de desviación promedio obtenido con datos filtrados.

Ángulos de desviación promedio de la superficie (datos filtrados)					
Zona	Sentido	Promedio		Desviación estándar	
		Grados	Radianes	Grados	Radianes
A (sobre la platina)	X	3.045×10^{-2}	5.314×10^{-4}	2.060×10^{-2}	3.596×10^{-4}
	Y	2.056×10^{-2}	3.588×10^{-4}	1.430×10^{-2}	2.496×10^{-4}
B (entre platinas)	X	6.397×10^{-2}	1.117×10^{-3}	4.029×10^{-2}	7.032×10^{-4}
	Y	6.024×10^{-2}	1.051×10^{-3}	2.884×10^{-2}	5.033×10^{-4}

Como puede observarse en las tablas, a pesar de que el valor promedio para los ángulos de desviación de la superficie entre platinas es mayor al de la zona del espejo ubicada sobre la platina, esta diferencia no es significativa, lo cual indica que la estructura de las facetas no introduce un error sustancial en la superficie del heliostato y demuestra haber conseguido una alineación uniforme en las zonas más representativas del espejo. Del mismo modo, el cálculo de estos valores utilizando tanto los datos originales como los filtrados muestra un error máximo en la superficie de aproximadamente 1.2 mrad, con desviaciones promedio del orden $1 \times 10^{-4} \text{ rad}$, lo cual significa que el heliostato introduce errores en la óptica total del horno solar, del orden de $1 \times 10^{-3} \text{ rad}$, debido exclusivamente a la superficie del heliostato. Este error incluye la alineación de las facetas así como la contaminación y la rugosidad de los espejos (los cuales no son analizados en este trabajo).

Este error es menor al obtenido en trabajos previos [Riveros *et al.*, 2011], mediante comparativas entre el error óptico teórico, estimado mediante trazado de rayos, y el obtenido posterior al análisis del procesamiento de imágenes de la irradiancia solar. El error calculado mediante aquella metodología fue alrededor de 1.6 ± 0.1 mrad, por lo tanto, el error de 1.23 mrad resultante para la alineación desarrollada se encuentra en un valor congruente. Y ya que este error es el máximo dentro de todos los reportados, implicaría que el resto de los errores calculados también está dentro del rango de tolerancia.

A pesar de que este resultado corresponde a dos zonas particulares del espejo, el criterio de selección de estas superficies se basó en considerar parámetros característicos y críticos que representasen los casos extremos a los que se puede someter el espejo, por lo que permite suponer que en el resto del espejo se obtendrían menores desviaciones sin embargo, una continuación a este trabajo brindaría la opción de corroborar y validar más fuertemente los resultados mediante otras metodologías para el análisis de la planitud de la superficie.

5.3 Captura y procesamiento de la imagen del flujo radiativo solar concentrado.

Como información adicional, en esta sección se presenta el procedimiento para la captura de las imágenes formadas por el flujo radiativo solar concentrado sobre la superficie de un receptor de placa plana, por los primeros dos grupos de espejos que conformaron el concentrador paraboloidal del HSAFR del CIE. El objetivo de esta sección es presentar la captura, análisis y procesamiento de las imágenes obtenidas al poner en operación el H81 y compararlas con resultados obtenidos de trabajos previos [Licurgo, 2011] empleando el heliostato H36, el cual fue alineado bajo otra metodología.

5.3.1 Sistema para la captura de imágenes.

Como se mencionó en los capítulos 1 y 2, el sistema óptico del HSFAR del CIE, actualmente está compuesto por un heliostato de 81 m^2 y un concentrador paraboloidal de 409 espejos hexagonales de primera superficie que concentran la radiación solar en un punto focal sin embargo, previo a la puesta a punto del H81, el HSAFR contaba con un heliostato de 36 m^2 constituido por 25 facetas de $1.3 \times 1.3 \text{ m}$ cada una, mientras el concentrador paraboloidal lo constituían tan sólo 199 espejos hexagonales los cuales eran cubiertos en su totalidad con la proyección ofrecida por el H36. Los resultados descritos en el trabajo de [Licurgo, 2011] se obtuvieron con estos grupos de 199 espejos y el H36, mientras que a continuación se

presentarán los resultados empleando la misma metodología de captura y procesamiento de imágenes pero con el H81. Es necesario señalar que la importancia de estos resultados reside en la oportunidad de comparar el desempeño del HSAFR bajo dos diferentes heliostatos alineados bajo criterios y lineamientos independientes.

Para la captura de imágenes se colocó un receptor de placa plana (blanco lambertiano) en el plano focal del sistema que sirve como pantalla donde se ubica la superposición de imágenes solares de cada uno de los 199 espejos (Fig. 5.5).



Fig. 5.5. Blanco receptor de placa plana para la captura y procesamiento de imágenes.

Para realizar el estudio de la distribución de energía concentrada se utilizó un sistema de video que permite capturar la imagen. El montaje del equipo necesario en la captura de imágenes es mostrado en la figura 5.6. El sistema de video posee una cámara que va montada sobre un soporte, ubicado sobre el eje óptico del horno solar, cerca al vértice del concentrador. La cámara posee un sensor tipo CCD de 8 bits a la cual, dependiendo de la intensidad de luz que recibe, se le colocan filtros de densidad neutra, con la finalidad de atenuar la intensidad de la imagen para no saturar la cámara CCD. La imagen registrada por la cámara CCD, es vista en tiempo real a través de un monitor para ajustes en la alineación de la cámara y el receptor, atenuación de la intensidad de luz, enfoque y acercamiento.

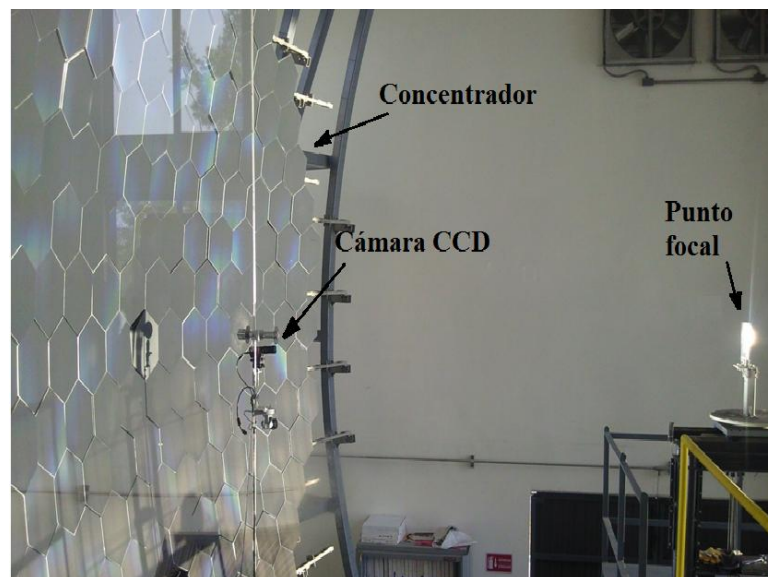


Fig. 5.6. Montaje experimental para la captura y procesamiento de imágenes.

Una vez que la imagen observada se localiza al centro del monitor, se efectúa la captura de la imagen para un nivel de intensidad dentro de un rango por debajo de los 255 píxeles en intensidad ya que para valores superiores los datos son inservibles dado que se considera una saturación de la cámara. Las imágenes son digitalizadas y almacenadas en formato *BMP* para posteriormente ser procesadas en MATLAB® y realizar diferentes cálculos de parámetros que se mencionan más adelante.

Una vez capturada la imagen, se maneja la intensidad de luz concentrada bajo una escala de grises de 0 a 255, proporcional a la intensidad de irradiancia solar. Estos valores son posteriormente traducidos a niveles de concentración, calculando la concentración pico obtenida para la mancha solar captada sobre el receptor, así como la distribución del flujo radiativo sobre este. Previo a esto, se hace una captura del receptor ubicado en el plano del punto focal, para usar dicha imagen como referencia durante el análisis de la mancha solar. Así mismo, es medido el receptor para poder determinar las dimensiones que le corresponden a cada píxel de la imagen. Esto se establece al relacionar las dimensiones del receptor con el número de píxeles en la imagen, lo que permite calcular la concentración solar alcanzada durante el experimento. En la figura 5.7 se puede observar la imagen del blanco lambertiano usado como referencia para la captura y procesamiento de la imagen solar concentrada, además se muestran las dimensiones del blanco, mismas que sirven para determinar la relación píxel-distancia.

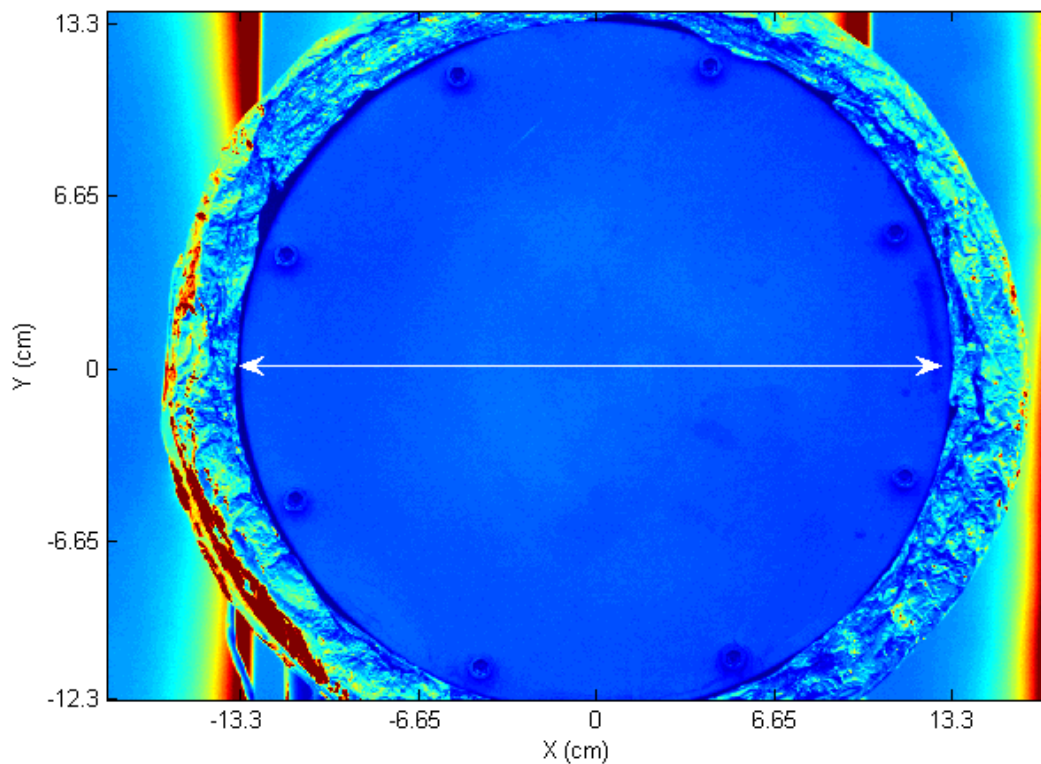


Fig. 5.7. Captura y medición del receptor como referencia para el análisis de la mancha solar concentrada.

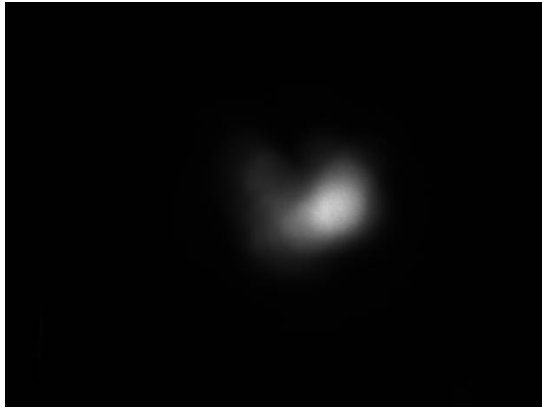


Fig. 5.8. Captura de la imagen de la mancha solar concentrada.

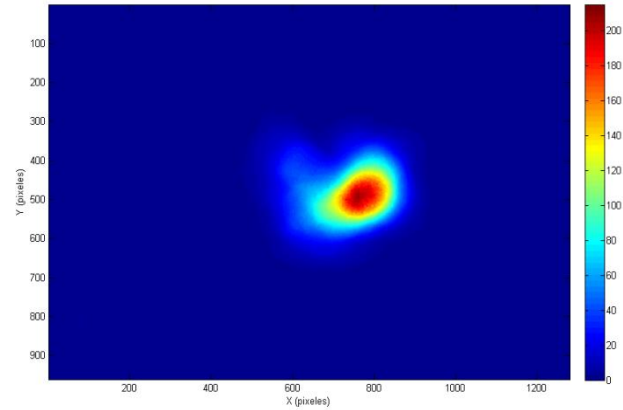


Fig. 5.9. Imagen de la mancha solar concentrada en escala de grises.

Teniendo listas tanto la imagen de la mancha solar como la del receptor, se calculan los niveles de concentración de la mancha solar utilizando parámetros como la dimensión del concentrador, las dimensiones del receptor, los factores de atenuación (sombreamiento, reflectividad del helióstato y del concentrador, apertura del atenuador del horno solar, entre otros), reportando el valor de concentración pico alcanzado, así como perfiles de distribución del flujo radiativo y contornos de la mancha solar. A continuación se presentan los resultados para la mancha solar conseguida con el H36 y la conseguida con el H81.

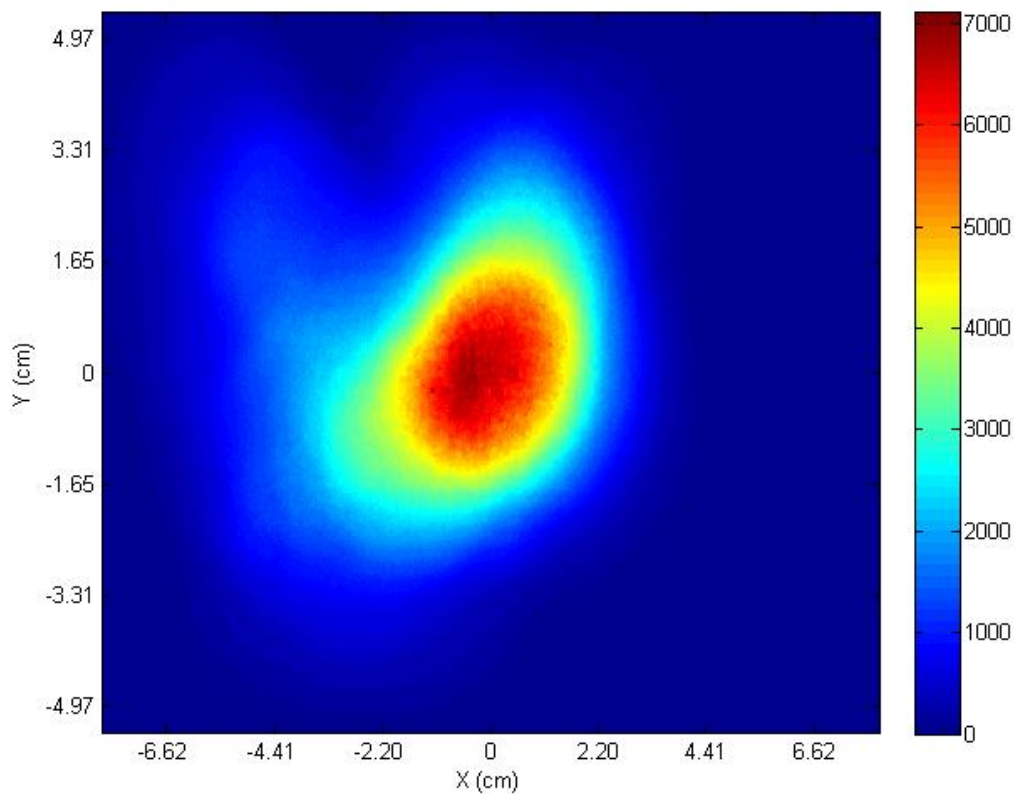


Fig. 5.10. Niveles de concentración (soles) de la mancha solar obtenida con el H36.

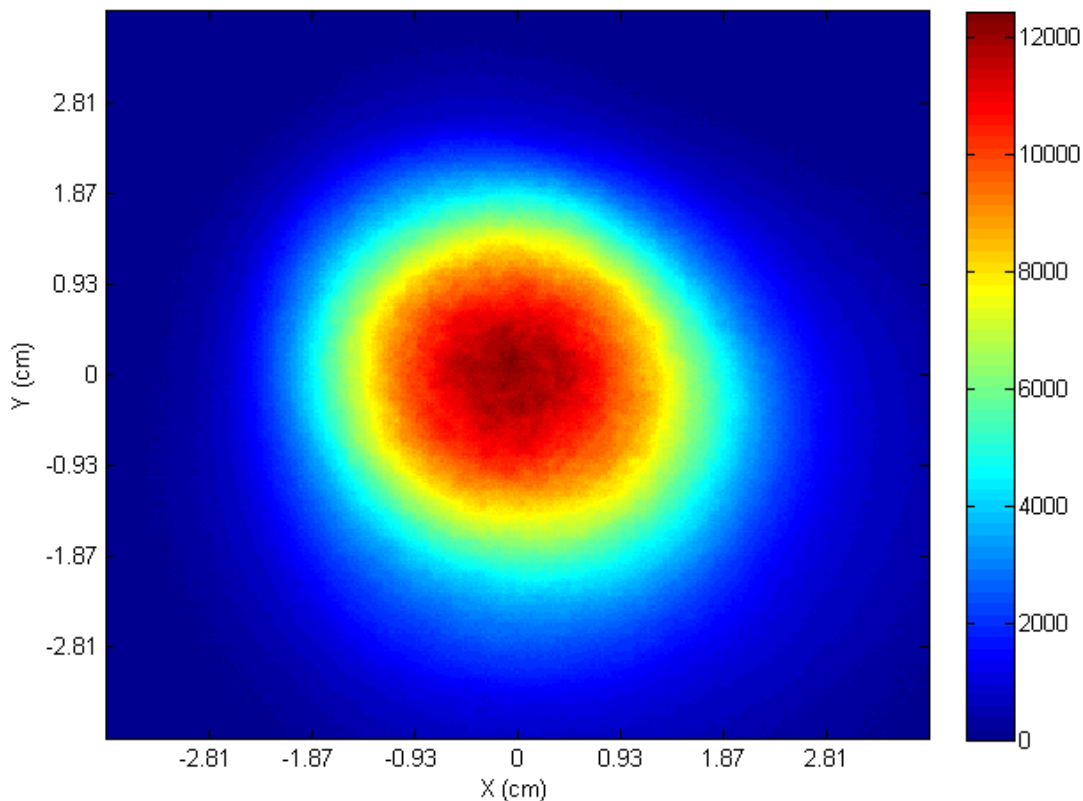


Fig. 5.11. Niveles de concentración (soles) de la mancha solar obtenida con el H81.

La mancha solar obtenida con el H36, refleja niveles de flujo radiativo de aproximadamente 7,100 soles (Fig. 5.10), mientras que, la mancha correspondiente al H81 (Fig. 5.11), resulta en una concentración más elevada (aproximadamente 12,100 soles), debido a una menor desviación óptica en la superficie del heliostato, obtenida gracias a una mejor alineación. De igual manera, es importante señalar la mejora en la distribución del flujo radiativo, misma que se muestra en la comparación de las figuras 5.12 y 5.13. La mancha solar del H36 presenta contornos con geometrías irregulares, lo que indica una distribución irregular del flujo solar y consecuentemente, pérdidas de energía, mientras que la mancha del H81, presenta un perfil aproximadamente circular, concentrando la energía de manera más puntual, es decir, enfocando la misma cantidad de energía en un área más pequeña.

La concentración pico alcanzada con el H36 fue de 7,106 soles, mientras que con el H81 fue de aproximadamente 12,428 soles, rebasando los resultados esperados y demostrando un mejor desempeño que el heliostato anterior. Cabe mencionar, que los valores de concentración alcanzados son independientes de la irradiancia solar, por lo que los niveles de concentración conseguidos son constantes bajo cualquier flujo radiativo, esto significa, que en caso de recibir 910 W/m^2 de irradiancia (por ejemplo), la concentración solar sobre el punto focal empleando el H36 equivaldría a 6.467 MWt, mientras que utilizando el H81, la potencia alcanzaría los 11.309 MWt.

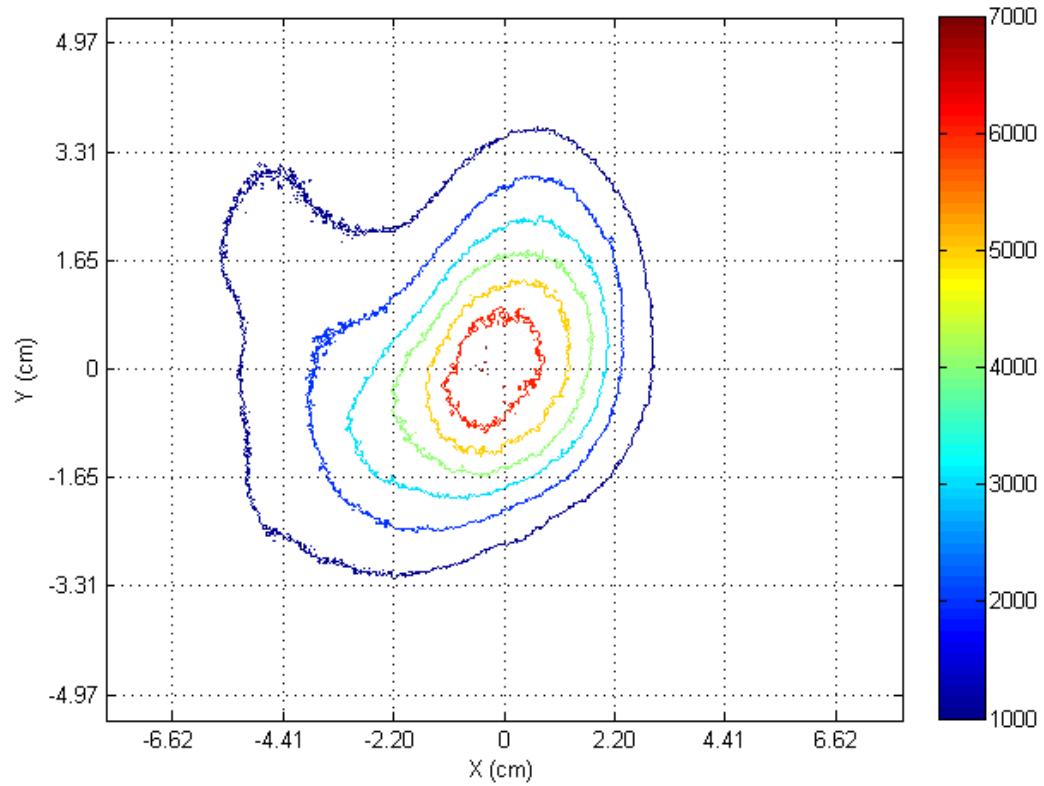


Fig. 5.12. Contorno con geometría irregular de la mancha solar obtenida con el H36.

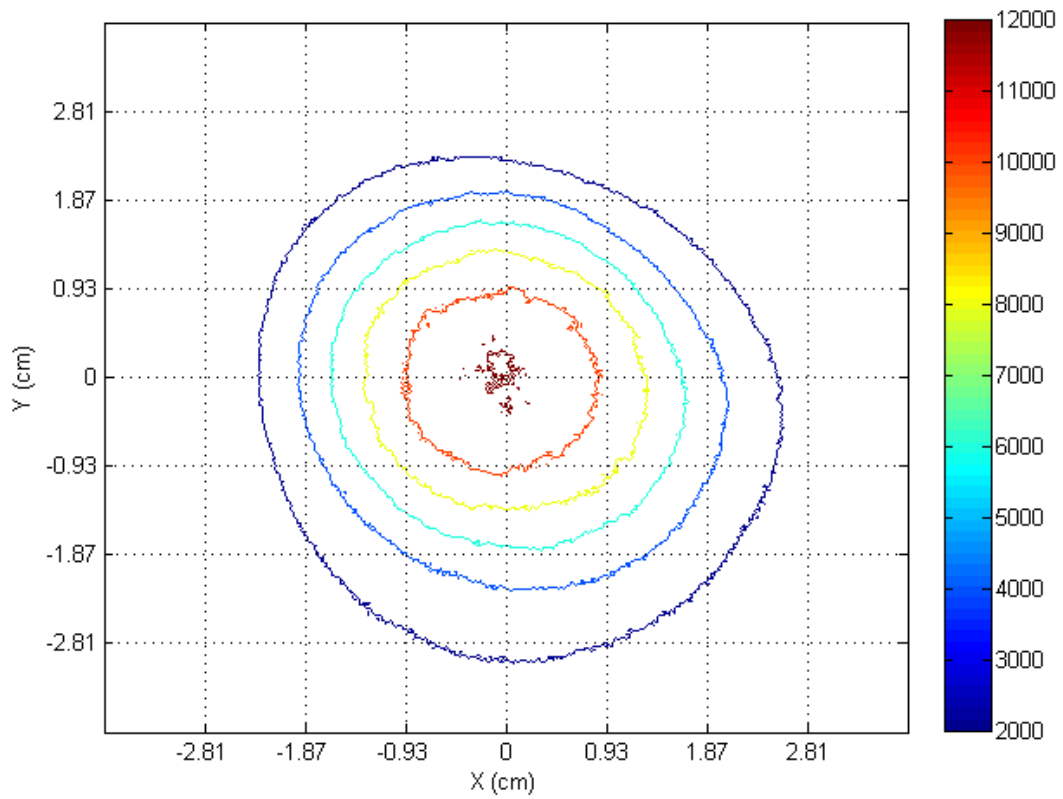


Fig. 5.13. Contorno con perfil circular de la mancha solar obtenida con el H81.

En las imágenes a continuación se presenta una comparativa adicional de la distribución de irradiancia en la mancha solar para cada heliostato. La Fig. 5.14 representa el nivel de concentración (en soles) en un corte paralelo al eje X en el centro de la mancha solar, es decir, observando un perfil horizontal de irradiancia, mientras que en la Fig. 5.15 se muestran las imágenes en un corte paralelo al eje Y para observar un perfil vertical de las manchas.

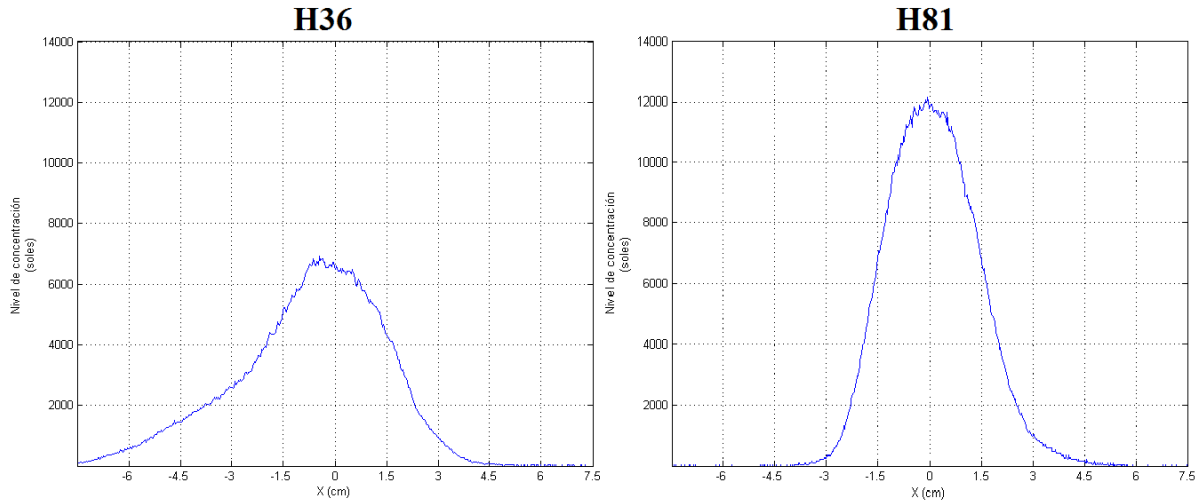


Fig. 5.11. Comparativa del perfil horizontal de irradiancia de las manchas solares obtenidas con el H36 y H81.

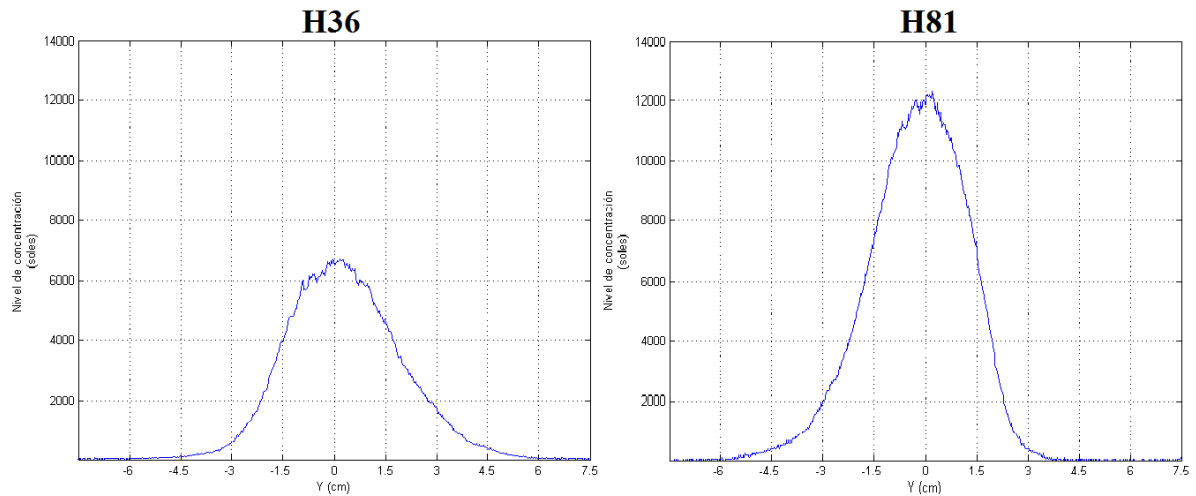


Fig. 5.15. Comparativa del perfil vertical de irradiancia de las manchas solares obtenidas con el H36 y H81.

Estas comparativas confirman una distribución más simétrica por parte de la mancha solar obtenida con el H81 así como más puntual, alcanzando una concentración pico mucho más alta de la estimada en el diseño del HSAFR [Riveros *et al.*, 2010]. En contraste, con el H36 la mancha obtenida se encuentra distribuida en un diámetro de casi el doble que en la del H81 lo que da como resultado que el nivel de soles de concentración sea menor. Todo esto refleja las diferencias entre resultados obtenidos para cada uno de los heliostatos, comparándolos y destacando las ventajas obtenidas para el H81 gracias a la precisión de la alineación implementada y posteriormente caracterizada, ofreciendo así, la documentación de una alternativa dentro de los procesos de alineación de heliostatos convencionales y que si bien se aplicó para un heliostato plano, dadas sus características, puede ofrecer nuevas maneras para el canteo y evaluación en otro tipo de heliostatos. Además, los resultados obtenidos se encuentran dentro de los valores estimados en el diseño del HSAFR y son congruentes con otros análisis realizados para el cálculo del error óptico del sistema, corroborando el buen desempeño del heliostato y una apropiada implementación de la alineación.

La evaluación de la alineación desarrollada, así como el análisis de parámetros característicos, como lo fueron los ángulos de desviación de la superficie de las facetas, la calidad de las proyecciones, así como la captura y procesamiento de imágenes para la comparación de la distribución del flujo radiativo concentrado en el horno solar revela evidentes mejoras tanto en las características ópticas del heliostato como en el desempeño en conjunto del HSAFR, habiendo minimizado dentro de las tolerancias de diseño permitidas, el error proveniente de la superficie del heliostato para el sistema óptico del horno solar, confirmando la importancia de la sistematización de la metodología de alineación así como de la campaña experimental llevada a cabo para su caracterización tornándose así, tanto la alineación como su análisis y evaluación información trascendental y un antecedente muy importante en el campo de la tecnología de sistemas termosolares de alta concentración en nuestro país.

Conclusiones.

Con base en los antecedentes presentados sobre las diferentes tecnologías usadas en los sistemas de concentración solar, así como la revisión bibliográfica del estado del arte de los heliostatos y las metodologías de alineación existentes, y de acuerdo a éstas últimas, se presentó el desarrollo de una metodología para heliostatos planos, particularmente con aplicaciones en hornos solares de alto flujo radiativo con el objetivo de reducir los errores ópticos causados por los procesos de alineación convencionales.

Esta alineación se implementó y evaluó en un heliostato de 81 m² en las instalaciones del Horno Solar de Alto Flujo Radiativo del CIE, UNAM en Temixco, Morelos. Se tomaron en consideración las características de dicho heliostato dadas las especificaciones de su diseño. Se presentaron los puntos claves para la alineación de la estructura, haciendo hincapié en la importancia de la sistematización del proceso para la obtención de mejores resultados. Se llevó a cabo una campaña experimental para la evaluación de la alineación y la caracterización de la planitud de la superficie reflector del heliostato. Se determinaron y analizaron los ángulos de desviación promedio en dos zonas de la superficie de una faceta del heliostato. Dichas zonas, representan los casos críticos para la superficie del espejo considerando las posibles deformaciones, debidas a las cargas de la estructura. Dicha campaña determinó que el heliostato introduce un error máximo de aproximadamente 1.23 mrad en la óptica total del sistema, lo cual significa, que los valores de error promedio en la superficie de las facetas es del orden 1×10^{-3} rad. Este valor se ubica dentro de las tolerancias del diseño del HSAFR y es congruente con evaluaciones alternativas realizadas previamente, para la determinación del error óptico en el heliostato.

También fueron realizadas algunas comparativas cualitativas de las alineaciones llevadas a cabo para la superficie reflectora del H81 y del H36, el cual fue alineado bajo otra metodología y criterios, cabe mencionar que estas dos pruebas se con tan solo las dos primeras ópticas del concentrador, lo que representa 199 espejos y un poco menos de la mitad del área de captación. Finalmente, en la última sección se presentó el análisis de la imagen del flujo radiativo concentrado capturado con una cámara CCD en el punto focal del concentrador del HSAR del CIE comparando principalmente la distribución de flujo radiativo obtenida empleando el H36 y el H81. A partir de estos resultados se estimó una concentración pico alcanzada con el H36 de 7,106 soles, mientras que con el H81 fue de aproximadamente 12,428 soles, rebasando los resultados esperados y demostrando un mejor desempeño que el heliostato anterior. Cabe mencionar, que datos preliminares actuales de pruebas en el HSAFR en su etapa final, apuntan que se han obtenido niveles de concentración superiores a los 17,000 soles y se reportan errores alrededor del 1.4 mrad en el perfil horizontal y 1.7 mrad en el perfil vertical.

Todo esto revela evidentes mejoras tanto en las características ópticas del heliostato como en el desempeño en conjunto del Horno Solar de Alto Flujo Radiativo, habiendo minimizado dentro de las tolerancias de diseño permitidas, el error proveniente de la superficie del heliostato para el sistema óptico del horno solar, definiendo los diferentes parámetros involucrados para toda la alineación y confirmando la importancia de la sistematización de la metodología así como de la campaña experimental llevada a cabo para su caracterización, tornándose este trabajo, en un antecedente para futuros estudios en el campo de la tecnología termosolar de alta concentración en nuestro país.

Referencias.

- Abdurakhmanov *et al.*, 2010. On sun tracking accuracy of concentrators. *Applied Solar Energy* 46, 316-318.
- Allison F., Hughe G., 1958. Suggested Methods of aligning the planes of the solar furnace heliostat mirrors into parallelism. *Solar Energy* 2, 46-48.
- Azkhidov R. A., Abdurakhamov A. A., Klychev S. I., Bogdasarov V. M., 1983. Error analysis of heliostat alignment methods. *Geliotekhn* 4, 22-26.
- Badescu V., 2008. Theoretical derivation of heliostat tracking errors distribution. *Solar Energy* 82, 1192-1197.
- Barkai M., Ezer Rami M. E., Frier S., Gummo C., 2002. Universal Vacuum Collector (UVAC) Proceedings of the Solar 2002 American Solar Energy Society Conference, Reno, Nevada.
- Buck R., Teufel J. E., 2009. Comparison and Optimization of Heliostat Canting Methods. *Solar Energy Engineering* 131, 38-40.
- Chavez J. M., Kolb G. J., Meinecke W.; Becker M., Klimas P. C., (Editors), 1993. Second generation central receiver technologies: a status report. Karlsruhe, Germany.
- Chen Y. T., Chong K. K., Bligh T. P., Chen L. C., Yunus J., Kannan K. S., Lim B. H., Lim C. S., Alias M. A., Bidin N., Aliman O., Salehan S., Rezan S.A.H, Tam C. M., Tan K. K., 2001. Non-Imaging, Focusing Heliostat. *Solar Energy* 71, 155-164.
- Chong K. K., 2010. Optical analysis for simplified astigmatic correction of non-imaging focusing heliostat. *Solar Energy* 84, 1356-1365.
- Cruz F., 1997. Diseño, construcción y prueba de un calorímetro para el DEFRAC, Tesis de Maestría, CIE-UNAM, Temixco, Morelos.
- Cuellar Álvaro, 2011. Informe de diseño del helióstato de 81 m², INAOE, Puebla, México.
- Duffie J.A., Beckman W. A., 1991. *Solar engineering of thermal processes*, 2nd. Ed., John Wiley & Sons, Inc., New York, U.S.A.
- Energías renovables, 25 años de la UNAM en Temixco, Centro de Investigación en Energía. Morelos, México, 2010.
- Estrada Gasca C. A., Islas Samperio J. (Coordinadores), 2010. *Energías Alternas: Propuesta de Investigación y Desarrollo Tecnológico para México*. Academia Mexicana de Ciencias, México, Creativa Impresores, México D.F. pp 137.
- Galindo, Valdés I., Valdés M., 1991. Atlas de radiación solar. Instituto de Geofísica, UNAM. J. Quintanilla (Ed.), Programa universitario de energía, UNAM.
- Grasse W., 1995. *Solar PACES Annual Report*, DLR Germany.
- Jones S. A., Blair, N., Pitz-Paal R., Schwarzbözl P., Cable R., 2001. TRNSYS Modeling of the SEGS VI parabolic trough solar electric generating system Proceedings of the Solar Forum 2001, Solar Energy: The Power to Choose, Washington DC, 200.
- Jones S. A., 1996. A comparison of on-axis and off-axis heliostat alignment strategies. Conference in Sun Lab Sandia National Laboratories Albuquerque.
- Kalogirou S. A., 2004. *Progress in Energy and Combustions Science* 30, 231-295.

- Kearney D. W., Price H. W., 1992. Solar thermal plants-LUZ concept (Current status of the SEGS plants). Proceedings of the Second Renewable Energy Congress, Reading UK 2, 582-588.
- Lim S., Chern, Li Li, 2009. Flux distribution of solar furnace using non-imaging focusing heliostat. Solar energy 83, 1200-1210.
- Mancini T., 2000. SolarPACES Technical Report No. III - 1/00. Catalog of Solar Heliostats, 32 pp.
- Olsson, M. S., 2008. Solar Collection Apparatus and Methods Using Accelerometers and Magnetic Sensors United States. La Jolla, CA, USA. Patent Number: 20080011288.
- Pérez-Rábago C. A. *et al.*, 2010. Control System of a Solar Furnace. SolarPACES, 10 pp.
- Pitz-Paal R., 2007. High Temperature Solar Concentrators, in Solar Energy Conversion and Photoenergy Systems. Encyclopedia of Life Support Systems (EOLSS). Developed under the Auspices of the UNESCO, Eolss Publishers, Oxford ,UK.
- Riveros-Rosas D. *et al.*, 2011. Experimental and theoretical study of concentration profiles of CIE-UNAM High Radiative Flux Solar Furnace. SolarPACES, 6 pp.
- Riveros-Rosas D. *et al.*, 2010. Optical design of a high radiative flux solar furnace for Mexico. Solar energy 84, 792-800.
- Riveros-Rosas D., 2008. Diseño óptico del horno solar de alto flujo del CIE-UNAM. Tesis de doctorado en ingeniería - Energía (Solar fototérmica), UNAM.
- Romero M., Buck R. Pacheco J. E., 2002. An update on Solar Central Receiver Systems, Projects and technologies. Solar Energy Engineering 124, 98-108.
- Schwarzbözl P., Pitz-Paal R, Mainecke W, Buck R., 2000. Cost-optimized solar gas turbine cycles using volumetric air receiver technology. Proceedings of the renewable Energy for the New Millennium, Sydney, Australia; p. 171-177.
- Trefilov *et al.*, 1999. The solar furnaces for scientific and technological investigation. Renewable Energy 16, 757-760.
- Trombe, F., 1963. Solar Furnaces for High-Temperature Processing. Solar Energy 7, 100-107.
- Ulmer S., März T., Prahl C., Reinalter W., Belhomme B., 2011. Automated high resolution measurement of heliostat slope errors. Solar Energy 85, 681-687.
- Washom, B., 1984. Parabolic Dish Stirling Module Development and Test Results, Paper No. 849516, Proceedings of the IECEC, San Francisco, CA.
- West, C.D., 1986. Principles and Applications of Stirling Engines. Van Nostrand Reinhold Company, New York, NY.
- Winter, C.J., Sizmann R.L., Vant-Hull L.L., 1991. Solar Power Plants, Fundamentals, Technology, Systems, Economics. Springer Verlag, New York.
- Yellowhair J., Clifford K. H., Heliostat Canting and Focusing Methods: An Overview and Comparison. ASME 201 4th International Conference on Energy Sustainability, Volume 2/ Concentrating Solar Power.
- Zakhidov A. R. A., Anarbayev I., 2008. News of Solar Engineering. Solar Energy 44, 234-235.