



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA EN ENERGÍA
FUENTES RENOVABLE

Sistema de seguimiento, caracterización óptica, modelado numérico y
validación experimental de un prototipo de concentrador cilíndrico
parabólico para la generación calor de proceso

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:

Ing. GUSTAVO MANTEROLA VILLANUEVA

TUTOR PRINCIPAL

Dr. OCTAVIO GARCÍA VALLADARES
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

MORELOS, MÉXICO NOVIEMBRE 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Best y Brown Roberto
Secretario: Dr. Pérez Rábago Carlos Alberto
Vocal: Dr. García Valladares Octavio
1^{er.} Suplente: Dr. Gómez Espinoza Víctor Hugo
2^{d o.} Suplente: Dr. Pérez Enciso Ricardo Arturo

Lugar donde se realizó la tesis: Instituto de Energías Renovables (Temixco, Morelos)

TUTOR DE TESIS:

Dr. García Valladares Octavio

FIRMA

*Al Instituto de Energías Renovables, a la Facultad de Ingeniería y a la Universidad,
por la formación que me han dado.*

*A mi familia que siempre ha estado apoyandome de manera incondicional en todo,
pero sobre todo por la formación que me han dado.*

En verdad, gracias.

Reconocimientos

Durante mi etapa de desarrollo profesional, siempre han existido personas a las que les agradezco y doy mi mas sincero reconocimiento por el apoyo que me han brindado. Principalmente a mi familia, amigos, profesores y académicos, así como personal administrativo que formaron parte fundamental para la culminación de este trabajo. Por tal motivo quiero expresar mi agradecimiento:

De manera especial, al Dr. Octavio García Valladares, mi asesor de tesis y profesor de posgrado, por el apoyo incondicional que me ha brindado, la disposición de su tiempo, y por compartir conocimientos que han aportado en gran medida a mi formación académica. Además, quiero agradecerle por la confianza depositada en mi para el desarrollo de este proyecto.

De manera especial, al Dr. Carlos Alberto Pérez Rábago, por todo el gran apoyo que me ha brindado para el desarrollo de este trabajo, la disposición de su tiempo, la paciencia, el poner a mi disposición las instalaciones a su cargo, así como por todos los conocimientos compartidos para la correcta realización de este proyecto.

Al Dr. Victor Gómez Espinoza por el apoyo brindado durante la experimentación, por su disponibilidad de tiempo y por brindar el espacio y equipo necesario para realizar las pruebas del sistema desarrollado.

Al Ing. Hector Daniel Cortés González, por la disposición de su tiempo y la confianza para brindar las instalaciones y equipo a su cargo, así como la gran disposición para la generación de propuestas de solución a problemas que surgían a lo largo del desarrollo de este y otros proyectos.

Al Ing. Emmanuel Rey David Salazar Flores, por su tiempo y paciencia brindada en la realización de pruebas experimentales, así como por poner a disposición los instrumentos, herramientas y equipo necesario para el montaje y acople del sistema al banco de pruebas.

Al CONACyT por la beca brindada durante los dos años que marca el programa de Posgrado.

Al proyecto de CEMIESOL P69 ” “Aplicación de recubrimientos selectivos de níquel/níquel negro electrodepositados en prototipos de colectores solares y comparación con colectores comerciales” por la beca otorgada para la escritura de esta tesis.

Al taller de manufactura en el Instituto de Energías Renovables, en especial a su encargado principal José Jaime Villalobos Gómez, por la manufactura adecuada de piezas que se solicitaron, así como por su pronta respuesta a pesar de las demandas.

Declaración de autenticidad

Por la presente declaro que, salvo cuando se haga referencia específica al trabajo de otras personas, el contenido de esta tesis es original y no se ha presentado total o parcialmente para su consideración para cualquier otro título o grado en esta o cualquier otra Universidad. Esta tesis es resultado de mi propio trabajo y no incluye nada que sea el resultado de algún trabajo realizado en colaboración, salvo que se indique específicamente en el texto.

Gustavo Manterola Villanueva. Temixco, Morelos. México, Noviembre 2018

Índice general

Índice de figuras	XIII
Índice de tablas	XVII
1. Introducción	1
1.1. Recurso solar	1
1.1.1. Energía y medio ambiente	1
1.1.2. Radiación solar	3
1.2. Geometría solar y sistemas de seguimiento	5
1.2.1. El Sol	5
1.2.2. Sistema Sol-Tierra	6
1.2.3. Vector solar	8
1.2.3.1. Ángulos solares	11
1.3. Concentración solar	12
1.3.1. Principio de funcionamiento	12
1.3.2. Sistemas de concentración solar	18
1.3.2.1. Fresnel Lineal	19
1.3.2.2. Torre Central	20
1.3.2.3. Dish Stirling	20
1.3.2.4. Cilíndro parabólico	21
1.3.2.5. Aplicaciones del cilindro parabólico	26
1.3.3. Sistemas de seguimiento	29
1.3.4. Prototipo de canal parabólico	30
2. Sistema de control para el seguimiento solar	33
2.1. Tipos de control empleados	34
2.1.1. Modo Automático	34
2.1.2. Modo manual	35
2.1.3. Modo Libre	36
2.2. Componentes del sistema de control	36
2.2.1. Actuador lineal	36
2.2.2. Tarjeta programable	38

2.2.3.	Controlador o puente H	40
2.3.	Control con acelerómetro	42
2.4.	Control con sensor de efecto Hall	44
2.5.	Control con pulsos del actuador	46
2.6.	Ojo óptico	48
2.7.	Evaluación del sistema de control para el seguimiento	49
2.7.1.	Metodología para la evaluación	49
2.7.2.	Configuración del sistema para la evaluación	50
2.7.2.1.	Superficie para la proyección	50
2.7.2.2.	Cámara CCD	52
2.7.3.	Procesamiento de imágenes	56
2.7.4.	Resultados del sistema de seguimiento	60
3.	Caracterización óptica	65
3.1.	Tipos y metodologías de caracterización óptica	65
3.1.1.	Técnicas de caracterización óptica de baja precisión	66
3.1.2.	Tipo Hartmann	67
3.1.3.	Métodos intrusivos	68
3.1.4.	Observador a distancia	69
3.1.5.	Reflexión de patrones	70
3.1.6.	Reflexión de luz estructurada	71
3.2.	Método de trazado de rayos	72
3.2.1.	Forma solar	73
3.2.1.1.	Sol uniforme	74
3.2.1.2.	Sol Gaussiano	75
3.2.1.3.	Sol estándar	76
3.2.1.4.	Sol Real	76
3.2.2.	Errores ópticos	77
3.2.3.	Metodologías para la solución del trazado	81
3.2.3.1.	Convolución de funciones	81
3.2.3.2.	Método de Monte Carlo	82
3.3.	Metodología para la caracterización óptica	83
3.3.1.	Configuración del sistema	84
3.4.	Modelo de trazado de rayos	86
3.4.1.	Modelo en Tonatiuh	86
3.5.	Resultados de la caracterización óptica	88
4.	Modelado numérico	91
4.1.	Estado del arte	91
4.2.	Configuración del sistema a resolver	93
4.2.1.	Características físicas del sistema	94
4.3.	Modelo matemático	95
4.3.1.	Ecuación de conservación de masa	96
4.3.2.	Ecuación de cantidad de movimiento	96

4.3.3.	Ecuación de balance de energía	97
4.3.4.	Algoritmo de solución	100
4.4.	Acople del trazado de rayos al modelo numérico	102
4.4.1.	Modelo de trazado de rayos	102
4.4.1.1.	Datos de salida del modelado de trazado de rayos	103
4.4.1.2.	Procesamiento de datos del trazado de rayos	104
5.	Experimentación	107
5.1.	Sistema usado	107
5.1.1.	Configuración del sistema	107
5.1.2.	Metodología	108
5.2.	Pruebas realizadas	109
5.2.1.	Absorbedores diferentes	112
5.3.	Validación del modelo numérico	113
6.	Conclusiones	117
A.	Publicaciones y Manuales de apoyo	119
A.1.	Artículos de apoyo	119
A.2.	Manuales	119
	Bibliografía	121

Índice de figuras

1.1. Irradiación solar diaria promedio anual	3
1.2. Intervalo de irradiación solar global diaria promedio mensual en México	4
1.3. Distribución espectral	5
1.4. Esquema del Sol	6
1.5. Sistema Sol-Tierra a lo largo del año (150 millones de km = 1UA)	7
1.6. Variación de la energía incidente sobre la superficie terrestre	7
1.7. Movimiento aparente del Sol en el Ecuador. [1]	8
1.8. Movimiento aparente del Sol en México por debajo del Trópico de Cáncer. [1]	9
1.9. Comportamiento de la ecuación de tiempo durante un año	10
1.10. Ángulos solares	11
1.11. Esquema ideal de un concentrador con ángulo de aceptación	16
1.12. Fresnel Lineal	19
1.13. Torre Central	20
1.14. Dish Stirling	21
1.15. Configuración de un canal parabólico	21
1.16. (A) Sección de un concentrador lineal parabólico, (B) tamaño de la imagen.	23
1.17. Concentración geométrica para un canal parabólico con receptor tubular de perfil circular	24
1.18. Perfil de diseño para canal parabólico	30
1.19. Arreglo del absorbedor	31
2.1. Final de seguimiento solar en ángulo horario de 60°	35
2.2. Actuador usado para el sistema de seguimiento	36
2.3. Simulación de movimiento variando sujeción del actuador	37
2.4. NI myRIO-1900	38
2.5. Controlador VNH5019a	40
2.6. Diagrama general del sistema de control para el seguimiento solar	41
2.7. Disposición del gabinete sobre la estructura del canal	42
2.8. Diagrama de flujo de la rutina para el acelerómetro	43
2.9. Montaje del sensor inductivo sobre el sistema de concentración	44
2.10. Actuador diseñado	44
2.11. Circuito interno del actuador lineal	46

ÍNDICE DE FIGURAS

2.12. Esquema de la lógica del programa con pulsos	47
2.13. Modelo del ojo óptico diseñado	48
2.14. Diseño del blanco Lambertiano	50
2.15. Diseño del blanco Lambertiano	51
2.16. Respuesta de un sensor CCD en comparación con el ojo humano	52
2.17. Eficiencia cuántica de la cámara Manta G-125B	53
2.18. Cámara Manta G-125B	53
2.19. Disposición de la cámara en el sistema	54
2.20. Diseño del soporte de la cámara CCD G-125B	55
2.21. Soporte fabricado para la cámara CCD G-125B	55
2.22. Corrección de perspectiva en las imágenes. A) Antes y B) después de la calibración	56
2.23. Imagen para la evaluación del sistema de seguimiento	57
2.24. Imagen original y su correspondiente después de la discriminación de píxeles	57
2.25. Perfil de mayor nivel de concentración con centroide	58
2.26. Variación de la posición del centroide de la imagen proyectada por el sistema de concentración solar	60
2.27. Deriva en la respuesta de cada transductor empleado en el sistema de seguimiento	61
2.28. Comparación de la respuesta del acelerómetro con y sin la implementa- ción del ojo óptico	62
2.29. Deriva generada por el acelerómetro con y sin la implementación del ojo óptico	63
3.1. Esquema de método de Hartmann clásico	67
3.2. Puntos de referencia sobre un concentrador parabólico para la realización de fotogrametría	68
3.3. Proyección del absorbedor sobre la superficie reflectiva	69
3.4. Esquema del método de reflexión de patrones no estructurados con patrón de colores codificados	70
3.5. Faceta de colector solar plano bajo el análisis de reflexión de luz estruc- turada (Su et al.)	71
3.6. Esquema de funcionamiento básico de los trazadores de rayos	72
3.7. Distribución de Sol uniforme "Pillbox"	74
3.8. Distribución de Sol Gaussiano con $\sigma = 2.5 \text{ mrad}$	75
3.9. Distribución de Sol estándar	76
3.10. Distribución de Sol Real de $\sigma = 6 \text{ mrad}$	77
3.11. Errores de forma	78
3.12. Errores de canteo o de orientación	78
3.13. Errores de superficie de los materiales	79
3.14. Errores provocados por los sistemas de seguimiento	79
3.15. Posiciones de la cámara para la toma de imágenes en la caracterización óptica	84

3.16. Inclinaciones correspondientes al ángulo horario para la toma de imágenes en la caracterización óptica	85
3.17. Arreglo desarrollado para el modelo de trazado de rayos	86
3.18. Perfiles de desbordamiento con diferente número de rayos para la resolución	87
3.19. Perfiles de desbordamiento obtenidos del trazado de rayos	88
3.20. Perfiles de desbordamiento en escala de grises obtenida de la imagen real	89
3.21. Perfiles de desbordamiento para la caracterización óptica	89
4.1. Sección transversal del absorbedor para el modelo numérico	93
4.2. Representación de un volumen de control perteneciente a la pared del tubo absorbedor	98
4.3. Algoritmo de solución del modelo numérico	100
4.4. Modelo de trazado de rayos usado para el acople con el modelado numérico. Elaborado en Tonatiuh [5]	102
4.5. Superficie extendida del absorbedor con su distribución de flujo. Obtenida del software de trazado de rayos Tonatiuh [5].	103
4.6. Ejemplificación de los volúmenes de control en el absorbedor del sistema de concentración solar	104
4.7. Distribución de flujo incidente sobre cada volumen de control	105
4.8. Ajuste para la obtención del perfil de flujo con la radiación como variable dependiente	105
5.1. Sistema de caracterización de rendimiento térmico	107
5.2. Temperatura ambiente durante la prueba de temperatura de entrada de 47°C realizada el 5/Jul/18	110
5.3. Irradiancia solar directa durante la prueba de temperatura de entrada de 47°C realizada el 5/Jul/18	110
5.4. Temperatura de entrada y salida del agua dentro del tubo absorbedor durante la prueba de temperatura de entrada de 47°C realizada el 5/Jul/18	111
5.5. Rendimiento térmico variando el tubo absorbedor en el sistema de concentración solar	112
5.6. Influencia de la radiación solar directa sobre la temperatura de salida del absorbedor	115
5.7. Influencia de la irradiación solar directa en la pérdida de calor	116

Índice de tablas

1.1. Tecnologías solar térmica en procesos industriales [26]	2
1.2. Temperatura requerida en procesos industriales	28
3.1. Software existentes y disponibles para la elaboración de modelos de simulación de trazado de rayos de la mancha solar concentrada	66
3.2. Niveles de descripción del error óptico	80
4.1. Datos de interés sobre los componentes del sistema de concentración considerados para el modelado numérico	94
5.1. Puntos obtenidos en la prueba de temperatura de entrada de $47^{\circ}C$. . .	111
5.2. Datos experimentales elegidos para la validación del modelado numérico	113
5.3. Comparación de temperaturas de salida entre datos experimentales y los calculados por el modelado numérico	114
5.4. Comparación en cuanto a energía aprovechada	116

Introducción

1.1. Recurso solar

1.1.1. Energía y medio ambiente

La energía y el medio ambiente son indispensables para el desarrollo sostenible, los cuales van en relación directa con la demanda de recursos naturales, especialmente el agua, los alimentos y por supuesto los combustibles. De tal manera que ésta demanda ha crecido enormemente a medida que aumenta drásticamente la población y la tasa de consumo. De acuerdo con el banco mundial, la energía forma parte de los principales elementos necesarios para el desarrollo, debido a que sin ella las comunidades viven en oscuridad, los servicios médicos y educativos apenas funcionan y el sector industrial trabaja bajo grandes limitaciones; además la energía juega un papel importante haciendo posibles las inversiones, la innovación tecnológica que de manera directa impactan a la generación de empleo y en el crecimiento de economías enteras. [11]

En gran medida se ha incrementado la atención hacía las energías renovables alrededor de todo el mundo, sobre todo en la parte del desarrollo, esto se debe en gran parte por la necesidad obvia de la sociedad, así como la conciencia sobre el medio ambiente. Sin embargo, existen varias tecnologías sobre las energías renovables, tales como, la solar fotovoltaica, la eólica, la geotermia, mareomotriz y la solar térmica tanto calorífica como de potencia. De acuerdo con la relación en cuanto a capacidad instalada entre todas estas tecnologías en el año 2017 se tenían 472 GW por parte de la solar térmica, siendo así la segunda, solamente por debajo de la eólica con un 540 GW, incluso la tecnología solar fototérmica mostró un crecimiento superior a la sola fotovoltaica, contando esta última con 402 GW. [Solar Heat Worldwide, [11]

1. INTRODUCCIÓN

La capacidad total de los sistemas de concentración de energía solar térmica a nivel mundial en el 2017 fue de aproximadamente 5 GW eléctricos, lo cual está en el rango del 1 % de la capacidad de las tecnologías de calefacción y refrigeración solar. Los sistemas solares térmicos se enfrentan a tiempos difíciles puesto que ha existido una reducción continua de la capacidad anual de captación agregada, la cual disminuyó del 18 % en el período 2010/2011 al 4 % en el período 2016/2017, por lo que resulta alarmante y necesario darle mayor apoyo a estas tecnologías.

Por otra parte el año 2017 fue un año récord para la concentración solar para instalaciones de procesos industriales con 124 nuevos sistemas documentados, que suman un área de colectores de $192,580m^2$, comenzando la operación. Con esto, el total mundial documentado se elevó en 2017 en un 25 % en términos del número de plantas instaladas y en un 46 % en términos del área de colectores instalados. La tabla 1.1, brinda una visión general, por países, del aprovechamiento solar térmico para las plantas de procesos industriales instaladas en 2017.

País	Número de sistemas instalados en 2017	Área total de colectores [m^2]	Tamaño promedio de los sistemas [m^2]
Oman	1	128,000	128,000
México	36	6,411	178
India	36	15,313	425
China	19	11,534	607
Austria	2	1,785	893
Francia	2	2,052	1,026
Afganistán	1	3,260	3,260
Jordan	1	1,254	1,254
Otros	12	2,971	114
Total	124	192,580	
Promedio	1553 m^2		

Tabla 1.1: Tecnologías solar térmica en procesos industriales [26]

Esta tabla nos hace notar que hubo un importante crecimiento en el país, sin embargo, se requiere de áreas mayores debido a que hay muchos sectores en la industria que siguen sin ser acoplados a la energía solar térmica y que podrían ser modificados para disminuir el consumo de combustibles fósiles. Los sectores en el país en los que más se ha implementado la energía solar térmica es en los alimentos, las bebidas y la agricultura, sin embargo, hacen falta la integración de esta tecnología en sectores como el conformado de materiales, el sector textil, el área química, la maquinaria y la automotriz.

1.1.2. Radiación solar

México se localiza geográficamente entre los 14° y 33° de latitud; esta característica resulta ideal para el aprovechamiento de la energía solar, pues la irradiación global media diaria en el territorio nacional, es de alrededor de $5.5kWh/m^2/d$, siendo uno de los países con mayor potencial en aprovechamiento de la energía solar en el mundo. La irradiación promedio diaria cambia a lo largo del territorio mexicano y también depende del mes en que se realice la medición del recurso solar, que puede descender hasta los $3kWh/m^2/d$ y pudiendo alcanzar hasta un nivel de $8.5kWh/m^2/d$, quedando una irradiación global diaria promedio anual mostrada en la Fig. (1.1) sobre toda la república mexicana.



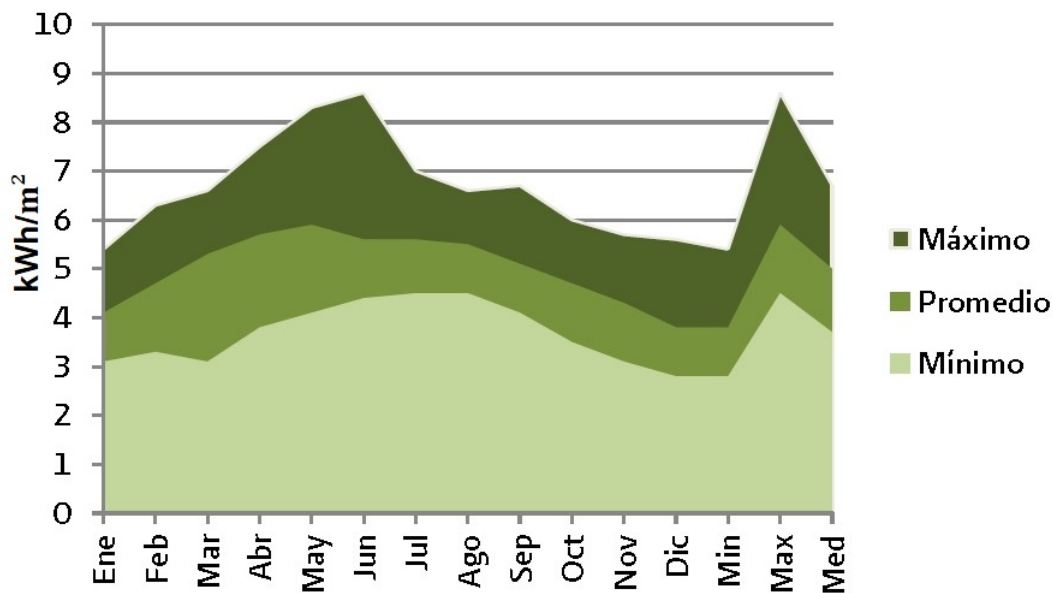
Nota: Para expresar la cantidad de energía recibida se usa la unidad "Kilowatt hora por metro cuadrado por día" (kWh/m^2 -día), que es la cantidad de energía (medida en Kilowatts) que llega a un área de un metro cuadrado en un día

Fuente: Sistema de Información Geográfica para las Energías Renovables en México (SIGER) del Instituto de Investigaciones Eléctricas

Figura 1.1: Irradiación solar diaria promedio anual

El intervalo de irradiación solar global diaria promedio mensual en México se muestra en la gráfica de la Fig. (1.2). Estos datos son proporcionados por la CONUEE.

1. INTRODUCCIÓN



Fuente: SENER con información de la CONUEE.

Figura 1.2: Intervalo de irradiación solar global diaria promedio mensual en México

De acuerdo con la CONUEE la distribución de la insolación; que es el periodo en que la radiación solar calienta la superficie terrestre, donde se contemplaron la cantidad promedio de días despejados y nublados para cada región; se tiene que en el noroeste y norte del país como Sonora, Chihuahua y Baja California presentan la mayor insolación, la cual va disminuyendo hacia la altiplanicie, haciéndose más notoria la reducción en el sureste y en la costa del Golfo de México, esto debido a la gran cantidad de días nublados en esa región. [20]

1.2. Geometría solar y sistemas de seguimiento

1.2.1. El Sol

El Sol, como ya sabemos, es la estrella más grande de nuestro sistema solar; la cual tiene un radio aproximado de $1.39 \times 10^9 m$ y está a una distancia promedio de $1.5 \times 10^{11} m$, con una temperatura efectiva de cuerpo negro de $5778 K$. La naturaleza y existencia del Sol es gracias a la gran cadena de reacciones de fusión nuclear que ocurren en su interior, siendo estos gases contenidos en el mismo gracias al campo gravitacional que provoca que permanezcan contenidos en él, convirtiéndolo en un reactor de fusión continua. Una gran cantidad de reacciones de fusión nuclear se presentan en el interior del Sol, entre las cuales destacan el proceso con Hidrógeno que se combinan para generar Helio.

La energía producida en el interior del Sol tiene una temperatura de millones de grados, donde ese calor es expulsado a través de la zona convectiva hacia la superficie del mismo para posteriormente ser emitido hacia el espacio. Se presentan varios fenómenos sucesivos radiativos y convectivos acompañados de procesos de emisión y absorción de la energía proveniente del Sol. La radiación emitida por el sol tiene una distribución espectral similar a la de un cuerpo negro a $5778 K$, tal como se muestra en la Fig.(1.3). La longitud de onda define el tipo de energía que contiene la radiación emitida, teniendo un comportamiento tal que con una longitud de onda mayor la temperatura disminuye.

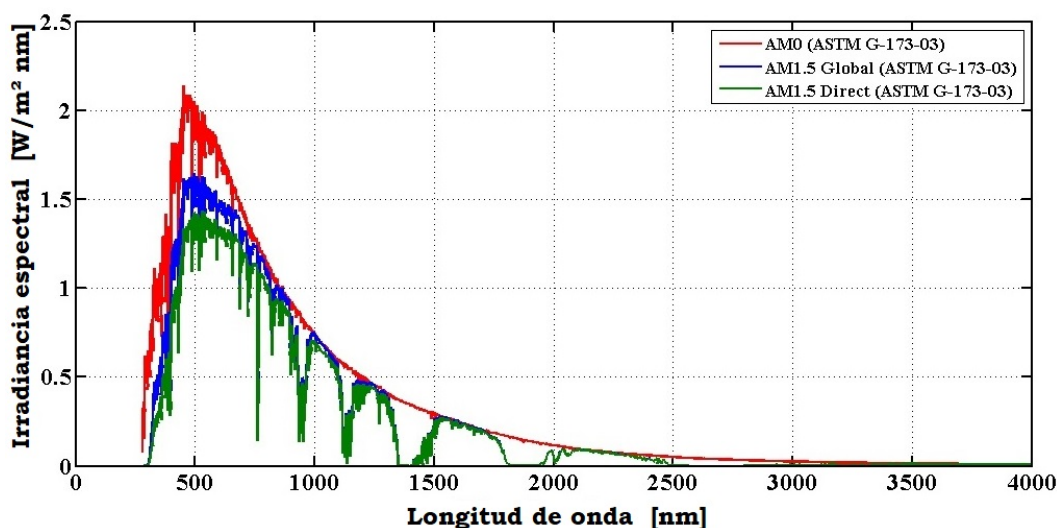


Figura 1.3: Distribución espectral

1. INTRODUCCIÓN

Se muestra en la Fig. (1.4) un esquema del Sol con datos relevantes como que en la región de 0 a 0.23 veces el radio es donde se produce la mayor parte de la energía, con un 90% de esta. La zona convectiva es situada entre el 0.7 veces el radio y la superficie del Sol, que es esta zona donde ocurren los procesos convectivos. La capa externa de la zona convectiva se llama fotosfera que a pesar de que es de baja densidad puede verse bien delimitada y cuenta con la característica que los gases en esta zona son capaces de absorber y emitir un espectro continuo de radiación, siendo de esta manera la fuente de mayor radiación solar.[6]

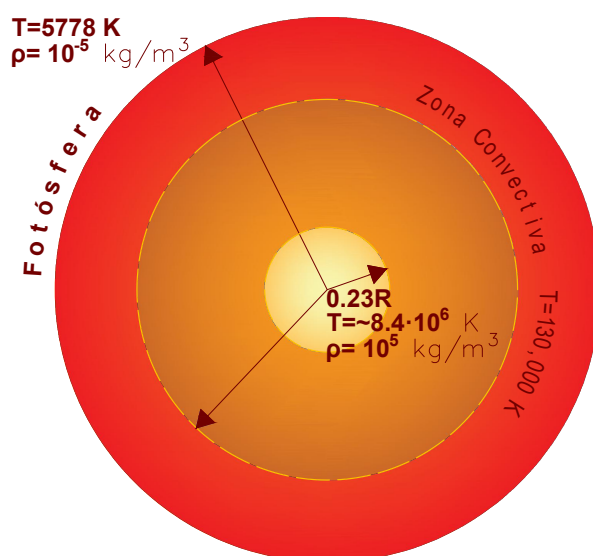


Figura 1.4: Esquema del Sol

1.2.2. Sistema Sol-Tierra

La Tierra gira alrededor del Sol describiendo una órbita elíptica, donde el Sol se ubica en uno de los focos de la elipse, la cual cuenta con una excentricidad media de 0.028, que resulta ser un valor sumamente pequeño. El periodo de giro de la Tierra alrededor del Sol es de 365 días y 6 horas y se le conoce como movimiento de traslación. De igual manera la Tierra gira sobre su propio eje terrestre a un ritmo de una revolución cada 24 horas, generando el fenómeno de los días y las noches que a su vez es conocido como movimiento de rotación. El eje sobre el que gira la Tierra misma se encuentra inclinado $23^{\circ}26'13.7''$ con respecto al plano de la eclíptica, a este ángulo de inclinación se le conoce como declinación solar. Al efectuarse en conjunto los movimientos de traslación y de rotación y con contribución de la declinación solar se generan

las estaciones a lo largo del año, además de provocar que la cantidad de energía solar incidente sobre cada región sea diferente en toda la superficie terrestre, que a su vez no resulta constante durante el año.

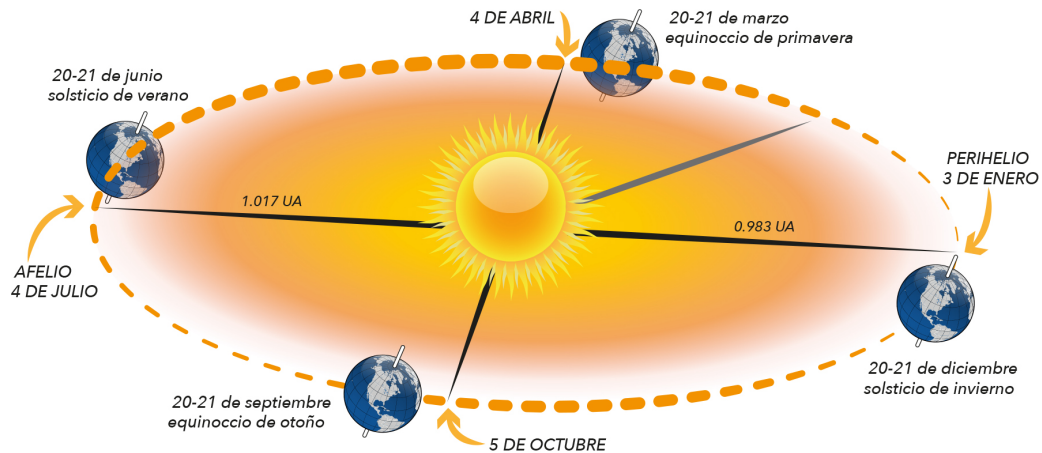


Figura 1.5: Sistema Sol-Tierra a lo largo del año (150 millones de km = 1UA)

Se muestra la configuración del sistema Sol-Tierra en la Fig. (1.5), donde podemos ver que la distancia más lejana de la Tierra hacia el Sol es de 1.017 UA y ocurre el 4 de julio, a lo cual se le conoce como afelio, mientras que en su posición más cercana entre el Sol y la Tierra se le llama perihelio con una distancia de 0.983 UA.[12] Además, de los equinoccios de primavera y de otoño, que ocurren el 20 o 21 de marzo y el 20 o 21 de septiembre respectivamente, estos son días en los que la duración del día y de la noche son iguales. Por otro lado, los solsticios de verano y de invierno son los días en los que hay mayor diferencia entre las duraciones del día y la noche ocurriendo en las fechas mostradas en la figura.

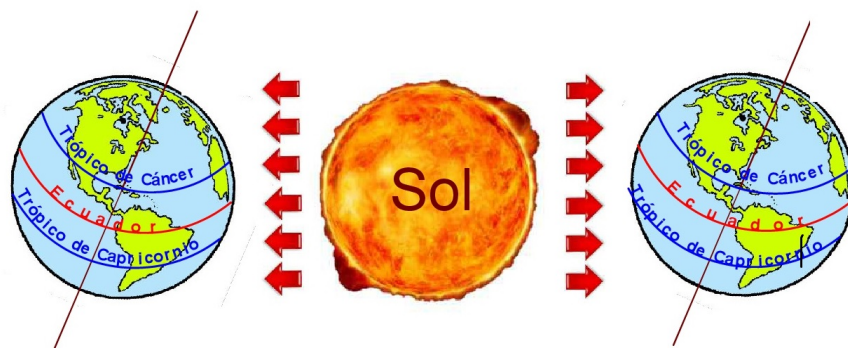


Figura 1.6: Variación de la energía incidente sobre la superficie terrestre

1. INTRODUCCIÓN

Para comprender la variación de la energía incidente sobre la superficie terrestre se tiene la Fig. (1.6) que nos muestra que en el solsticio de invierno para el hemisferio norte los rayos incidentes sobre el Trópico de Capricornio son perpendiculares, mientras que en el solsticio de verano para el mismo hemisferio norte este efecto ya no sucede, puesto que ahora impactarían en el trópico de Cáncer. Además, para latitudes mayores a los trópicos la energía incidente es menor debido a que en ninguna época del año son perpendiculares a la superficie.

1.2.3. Vector solar

El movimiento aparente del Sol visto desde la Tierra describe trayectorias que se repiten año con año, de tal manera que existen parámetros para definir la posición del Sol con respecto a un observador situado sobre la superficie terrestre. Si observamos el movimiento desde el mismo punto a lo largo del año veríamos que el Sol se desplaza de manera continua en el cielo cambiando su trayectoria con los días; de tal manera que, si se realizara la observación en el Ecuador, el Sol se situaría cargado hacia el sur en invierno y hacia el norte en verano.[1] Específicamente, en el Ecuador el ángulo que hace el Sol respecto a la vertical a medio día es igual a la declinación, tal como se muestra en la Fig. (1.7).

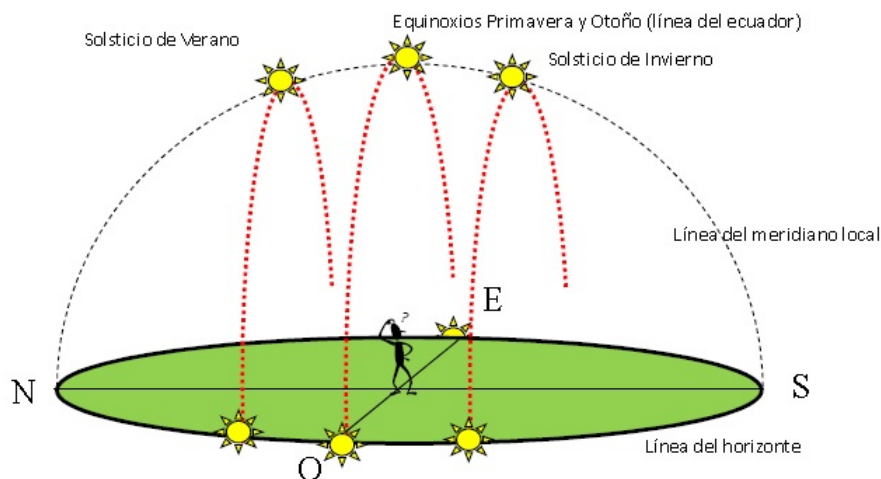


Figura 1.7: Movimiento aparente del Sol en el Ecuador. [1]

Si la latitud en la que se encuentra el observador cambia entonces, dichas trayectorias aparentes del Sol se modificarían con una contribución de la latitud, es decir, si se está en México en una latitud menor al trópico de Cáncer, al medio día solar se vería al Sol cargado más hacia el sur a lo largo del año, pero casi vertical en el solsticio de verano como es posible de ver en la Fig. (1.8).

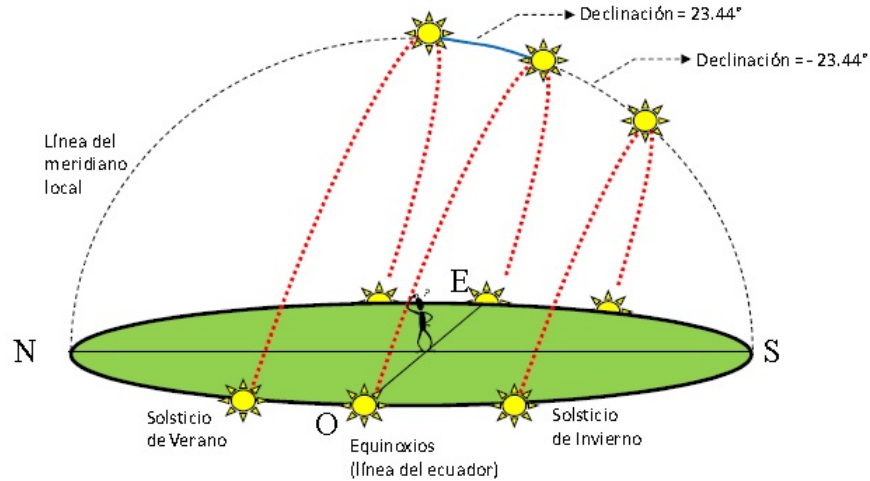


Figura 1.8: Movimiento aparente del Sol en México por debajo del Trópico de Cáncer. [1]

Este cambio de trayectoria del Sol a lo largo del año se puede ver como una variación continua del ángulo de declinación, el cual es descrito por la Ec. (1.1) tanto en grados como en radianes. En donde N es el número de día del año, es decir, un número de entre 1 y 365. Sin embargo, esta expresión no considera el hecho de que hay años con un día más por lo que en esos casos se debe tomar el mismo valor para el 28 y 29 de Febrero. Por tales motivos, esta expresión es solo una aproximación, aunque ya se han desarrollado expresiones más precisas.

$$\delta = 23.45^\circ \sin\left[\left(\frac{360^\circ}{365}\right)(284 + N)\right] = 0.4093 \sin\left[\frac{2\pi}{365}(284 + N)\right] \quad (1.1)$$

Los relojes comunes que usamos están referenciados a un horario estándar definido con respecto a los meridianos de referencia, por esta razón el horario estándar no coincide con el horario solar y es necesario compensar tal diferencia. Como se tiene que la Tierra gira sobre si misma con un periodo de 1 revolución cada 24 horas, entonces se deduce que la velocidad del Sol en el cielo es de $15^\circ/\text{hora}$, o su equivalente de $0.25^\circ/\text{min}$. Esta razón de cambio es útil para hacer la compensación entre la hora estándar y la hora solar.

Existe una segunda diferencia y resulta bastante obvia, puesto que se trata de la consideración para el horario de verano, lo cual significa que en muchos sitios se adelanta una hora, es decir, 60 minutos entre ambos horarios.

1. INTRODUCCIÓN

Finalmente, se presenta un tercer efecto debido a la trayectoria del Sol en el cielo, y esta es que debido a la órbita elíptica que sigue la Tierra la velocidad de traslación no es constante durante el ciclo, es decir, que esta velocidad cambia a lo largo del año. Esto fue descubierto y publicado por Kepler en su libro *Harmonices Mundi*, donde dice que las áreas cubiertas por los radios de las orbitas de los planetas son proporcionales al tiempo que emplean en recorrer el arco de dichas áreas. Todos estos efectos generan diferencias tales como que los días no duran exactamente 24 horas lo que genera que haya días en que la velocidad aparente del Sol en el cielo no siempre es la misma.

Como resultado de todas las consideraciones anteriores se resume en la Ec. (1.2), la cual permite pasar de la hora estándar a la hora solar, siendo esta expresión en minutos. Donde t_{sol} es el tiempo solar medido desde las 00:00 horas, t_{std} es el tiempo estándar que corresponde a la hora estándar del lugar, L_{loc} resulta ser la longitud correspondiente al lugar definido en grados, L_{std} es la longitud del meridiano de referencia del lugar al cual se encuentra definida la hora estándar y por último el parámetro HV es el ajuste por parte del horario de verano.

$$t_{sol} = t_{std} + 4(L_{std} - L_{loc}) + HV + E_t \quad (1.2)$$

Para el término de la ecuación de tiempo (E_t); que es la que genera la compensación de la velocidad variable del Sol en su trayectoria aparente; se tiene la Ec (1.3), que a su vez se apoya de la Ec(1.4). El comportamiento de la ecuación de tiempo se muestra en la gráfica de la Fig.(1.9).

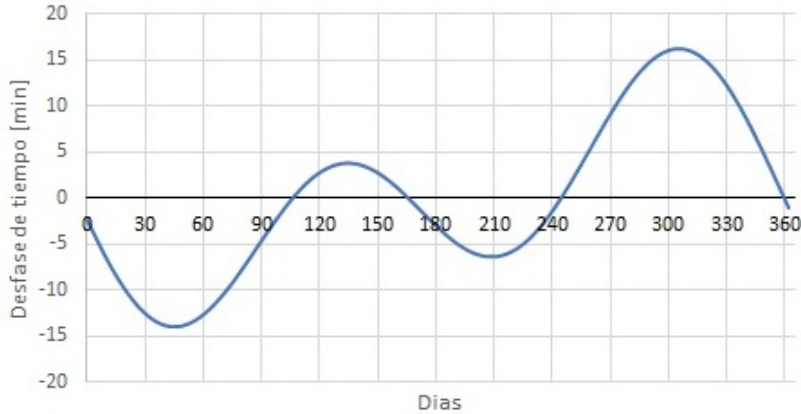


Figura 1.9: Comportamiento de la ecuación de tiempo durante un año

$$E_t = 229.2[7.5 \times 10^{-5} + 0.001868 \cos(B) - 0.03277 \sin(B) - 0.014615 \cos(2B) - 0.04089 \sin(2B)] \quad (1.3)$$

$$B = (N - 1) \frac{180^\circ}{365} = (N - 1) \frac{2\pi}{365} \quad (1.4)$$

1.2.3.1. Ángulos solares

Ya se definió como se mueve el Sol en el cielo, sin embargo, es necesario poder referenciarlo a la superficie terrestre desde un punto en particular. Esto es posible con ciertos parámetros, que en este caso es con la ayuda de dos ángulos llamados ángulo cenital y ángulo azimutal. El ángulo cenital (θ_z) muestra el grado de desviación en el que se encuentra el sol con respecto a la vertical en un momento dado, mientras que el ángulo azimutal (γ_s) mide la desviación de la proyección del sol sobre la superficie con respecto al sur geográfico. Este último se define como negativo desde el amanecer u orto hasta el mediodía solar y se define como positivo después del mediodía solar hasta el ocaso; en otras palabras, el ángulo azimutal va de -90 a 0 del lado este y de 0 a 90 en el lado oeste.

Los ángulos mencionados para el posicionamiento del Sol en un momento determinado se muestran en la Fig. (1.10). Donde se toma un punto fijo como referencia sobre la superficie terrestre, que de acuerdo con el dibujo este punto estaría situado en el hemisferio norte por la posición del Sol mostrada y a la trayectoria ilustrada.

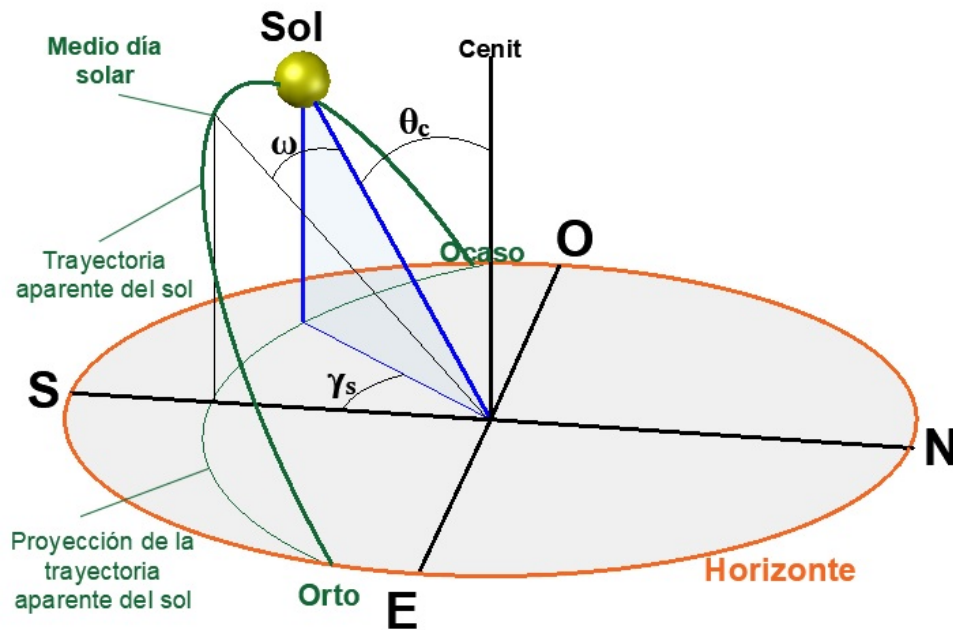


Figura 1.10: Ángulos solares

Siguiendo con la trayectoria aparente del Sol sobre el cielo se tiene un ángulo nuevo, que es el que describe la posición del Sol sobre el plano de su trayectoria aparente. En la Fig. (1.10), se ilustra este ángulo medido desde el mediodía solar con su posición siguiente hacia el oeste. A este ángulo se le conoce como ángulo horario y tiene como

ritmo promedio 15° por hora o 0.25° por minuto, lo cual nos puede permitir relacionar el tiempo solar con la posición de cada día. De acuerdo a lo antes descrito con respecto al ángulo horario, se tiene la Ec. (1.5); que describe el movimiento del Sol como una velocidad constante y con el tiempo solar expresado en minutos.

$$\omega = 0.25^\circ(t_{sol} - 720) = \frac{\pi}{720}(t_{sol} - 720) \quad (1.5)$$

Estas ecuaciones anteriores resultan útiles para comprender el movimiento aparente del Sol en el cielo, por lo que resultan necesarias para los sistemas de seguimiento para un mejor aprovechamiento del recurso solar, que serán abordados en secciones siguientes de este capítulo, así como para el capítulo de seguimiento solar realizado en este proyecto.

1.3. Concentración solar

En esta sección se realiza una introducción a la concentración solar, desde su principio de funcionamiento hasta los tipos de sistemas existentes para posteriormente enfocarnos como caso particular a un sistema de cilindro parabólico para la generación de calor de proceso, que es el tipo de tecnología que se emplea en este trabajo. Esto se realiza considerando aspectos importantes sobre el funcionamiento y la descripción de los diferentes sistemas, con el fin de dejar en claro que todos estos sistemas comparten el principio, mas no los componentes y características de cada sistema puesto que van en función de las temperaturas deseadas a alcanzar en el aprovechamiento.

1.3.1. Principio de funcionamiento

Los sistemas de concentración solar tienen como función principal el hacer incidir la energía captada en un área determinada sobre una de menor dimensión haciendo uso de diferentes configuraciones y elementos del sistema, todo esto con el fin de incrementar el flujo de energía y entonces así poder aprovechar dicha energía que de manera directa no sería posible. A esta relación entre las áreas de captación y la de absorción se le conoce como concentración geométrica que es un cociente entre ambas áreas, quedando definida como en la ecuación (1.6), este parámetro es meramente de referencia pues existen otros factores que influyen en el aprovechamiento de la energía.

$$C_g = \frac{A_c}{A_r} \quad (1.6)$$

Suponiendo que se logra redirigir toda la energía incidente como la potencia solar captada (P_s) sobre el área de apertura, el flujo sobre el receptor estaría definida como la relación entre la energía captada y el área de recepción en el absorbedor del sistema, esto se muestra en la ecuación (1.7) que si se relaciona con la concentración geométrica queda en una sencilla relación de n veces la radiación recibida (G).

$$q = \frac{P_s}{A_r} = \frac{A_c}{A_r} G = C_g G \quad (1.7)$$

Esta expresión es haciendo la suposición de que fuera posible el redirigir toda la energía captada hacia el absorbedor, sin embargo, en la realidad esto es algo muy difícil de lograr por cuestión de materiales. Entre los factores de mayor impacto sobre el redireccionamiento de la energía son la reflectancia (ρ), la transmitancia (τ) y el desbordamiento (γ) que presenta el material empleado para la parte reflectiva del sistema de concentración solar.

La reflectancia es la capacidad de las superficies de reflejar la luz y que se encuentra definida como la relación entre el flujo luminoso reflejado y el flujo luminoso incidente, dando lugar a un rango de cero a uno; por otra parte la transmitancia es aquella capacidad de los materiales de transmitir la luz, que de igual manera es la relación entre el flujo luminoso transmitido y el flujo luminoso incidente; mientras que el desbordamiento va en sentido de que la radiación incidente sobre el material no es reflejada en una sola dirección, sino que es redirigida en diferentes direcciones, de tal manera que no llegan al receptor. Por tanto, el flujo incidente sobre el receptor se puede expresar con la ecuación (1.8) que ya incluye a todos los factores antes mencionados que afectan al aprovechamiento de la energía captada.

$$q = \rho\gamma C_g G \quad (1.8)$$

En sentido estricto debe de considerarse la densidad de flujo de tal manera que no sea el promedio de esta, sino una distribución de irradiancia incidente sobre el receptor, por lo que la concentración en el receptor podría considerarse localizada, es decir que cada punto sobre el receptor cuente con una irradiancia distinta a la de sus alrededores. Por tal motivo, la relación puede ser expresada como el cociente entre la irradiancia concentrada sobre la irradiancia incidente. Esto se muestra en la ecuación (1.9), donde u es cualquier punto sobre el receptor.

$$C_f(\vec{u}) = \frac{q(\vec{u})}{(\rho\gamma G)} \quad (1.9)$$

1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo con las expresiones anteriores de concentración geométrica ninguna de ellas nos da algún tipo de limitante en cuanto a la razón de concentración, es decir, si se contara con un área de receptor sumamente pequeña entonces sería posible hacer crecer a la razón de concentración tanto como se deseara, incluso haciéndola tender a infinito. Pero tal efecto en la realidad no es posible y por tal motivo se presenta el límite termodinámico de concentración que nos define los máximos niveles de concentración posibles a alcanzar. Esto se logra al considerar el intercambio radiativo existente entre dos superficies negras con sus áreas correspondientes A_1 y A_2 sin la necesidad de considerar su geometría. Suponiendo las temperaturas de cada una de las áreas como T_{A1} y T_{A2} respectivamente, la existencia de vacío entre estas dos superficies y que la temperatura del resto del universo corresponda al cero absoluto, entonces se tendría que la potencia radiada para cada superficie sería expresada como se muestra en las Ecs. (1.10 y 1.11), descritas de acuerdo con la Ley de Stefan-Boltzman.

$$Q_1 = \sigma A_1 T_{A1}^4 \quad (1.10)$$

$$Q_2 = \sigma A_2 T_{A2}^4 \quad (1.11)$$

Si se define un factor para la configuración geométrica como $F_{1 \rightarrow 2}$, que representa la fracción de radiación que es emitida por la superficie uno y que llega sobre la superficie dos. De igual manera en sentido contrario, es decir, la radiación emitida por la superficie dos hacia la uno, definida como $F_{2 \rightarrow 1}$. Por lo que las Ecs. (1.10 y 1.11) pueden ser reescritas como las Ecs. (1.12 y 1.13).

$$Q_{1 \rightarrow 2} = \sigma F_{1 \rightarrow 2} A_1 T_{A1}^4 \quad (1.12)$$

$$Q_{2 \rightarrow 1} = \sigma F_{2 \rightarrow 1} A_2 T_{A2}^4 \quad (1.13)$$

Considerando que las temperaturas de ambas superficies son idénticas, entonces por la segunda ley de termodinámica la transferencia neta de radiación sería como la Ec. (1.14) igual a cero, por la no existencia de un delta de temperatura entre ambas superficies.

$$Q_{1 \leftrightarrow 2} = Q_{1 \rightarrow 2} - Q_{2 \rightarrow 1} = 0 \quad (1.14)$$

De tal igualdad a cero se puede proceder al desarrollo matemático considerando a las temperaturas de ambas superficies como iguales y dejando finamente en claro que esta relación obtenida entre los factores de radiación emitida de una superficie sobre otra por su área correspondiente es igual en los dos sentidos, tal y como se coloca en la Ec. (1.15). A esta ecuación se le conoce como la relación de reciprocidad de flujo radiativo entre dos superficies.

$$A_1 F_{1 \rightarrow 2} = A_2 F_{2 \rightarrow 1} \quad (1.15)$$

Si ahora se considera la configuración básica para un concentrador, entonces se tendría que el flujo radiativo de un concentrador idealizado sería la relación entre el emisor y el área de apertura, así como la relación entre el emisor y el receptor del concentrador. En este caso la fuente o emisor de la radiación es el Sol, por lo que al aplicar la relación de reciprocidad se tienen las siguientes relaciones mostradas en la Ec. (1.16) y la Ec.(1.17).

$$A_{Sol} F_{Sol \rightarrow Abs} = A_{Abs} F_{Abs \rightarrow Sol} \quad (1.16)$$

$$A_{Sol} F_{Sol \rightarrow R} = A_R F_{R \rightarrow Sol} \quad (1.17)$$

Sustituyendo en la ecuación de relación de concentración se tiene la expresión de la Ec. (1.18), que es desarrollada considerando los términos antes descritos para un concentrador, quedando como:

$$C_g = \frac{A_{Abs}}{A_r} = \frac{F_{R \rightarrow Sol} F_{Sol \rightarrow Abs}}{F_{Abs \rightarrow Sol} F_{Sol \rightarrow R}} \quad (1.18)$$

Para un concentrador que funcionara de manera ideal se tendría que toda la energía que pasa por la apertura llegaría a incidir sobre el receptor, por lo cual se toma que la fracción de energía que sale del Sol y llega a la apertura debe de ser exactamente igual que la energía que sale del Sol y llega hasta el receptor, esto se muestra con la siguiente igualdad 1.19.

$$F_{Sol \rightarrow R} = F_{Sol \rightarrow Abs} \quad (1.19)$$

1. INTRODUCCIÓN

De acuerdo con la igualdad de la Ec. (1.19) se puede simplificar la expresión de la razón de concentración, quedando la Ec. (1.20).

$$C_g = \frac{A_{Abs}}{A_r} = \frac{F_{R \rightarrow Sol}}{F_{Abs \rightarrow Sol}} \quad (1.20)$$

Siguiendo con el desarrollo para la relación máxima de concentración se tiene que, para el numerador de la relación anterior, es decir, el factor de radiación emitida por el receptor hacia el Sol siempre será menor o igual a la unidad, por lo que la concentración máxima puede ser expresada de la siguiente manera, correspondiendo a la Ec. (1.21).

$$C_g \leq C_{max} = \frac{1}{F_{Abs \rightarrow Sol}} = \frac{1}{F_{A \rightarrow S}} \quad (1.21)$$

Para el siguiente paso es necesario tomar en cuenta el esquema de la Fig. (1.11), donde se muestra el ángulo de aceptación que es el que nos describe al factor de configuración geométrica desde la apertura hasta la fuente de radiación solar.

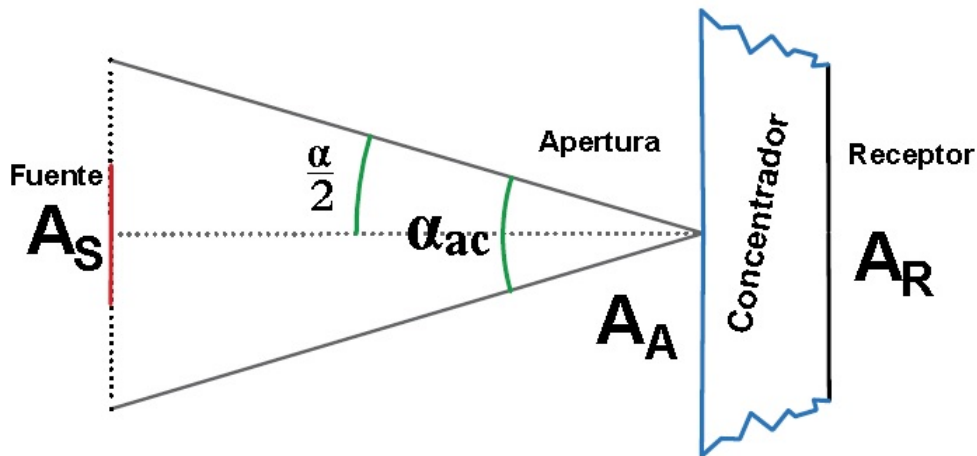


Figura 1.11: Esquema ideal de un concentrador con ángulo de aceptación

Con esto entonces se tiene que el factor de configuración geométrica del Sol de la apertura sobre le Sol quedaría expresado como se muestra en la Ec. (1.22), que a su vez cambia la expresión para la concentración máxima, dejándola en función del ángulo de aceptación expresada en la Ec. (1.23).

$$F_{Abs \rightarrow Sol} = \sin\left(\frac{\alpha_{ac}}{2}\right) \quad (1.22)$$

$$C_{max(\alpha_{ac})} = \frac{1}{\sin\left(\frac{\alpha_{ac}}{2}\right)} \quad (1.23)$$

De acuerdo con la relación anterior que es desarrollada para solo dos dimensiones y considerando que el disco solar al ser visto por un observador desde la superficie de la Tierra subtiende un ángulo de aceptación de 32 segundos, el cual corresponde a 0.533° aproximadamente, por lo que, la concentración máxima para dos dimensiones se tendría lo siguiente.

$$C_{max}(0.533^\circ) = 214.85 \quad (1.24)$$

De aquí que, las razones de concentración máximas para los concentradores de dos dimensiones pueden estar dentro del rango de 1 a 215 soles.

1.3.2. Sistemas de concentración solar

Los sistemas de concentración solar, como ya se explicó, tienen como finalidad incrementar el flujo de radiación sobre un receptor que sea capaz de aprovechar la energía captada, que de acuerdo con los campos posibles de aplicación, se requiere poder usarla como una fuente directa de calor para su posterior transformación en energía mecánica o eléctrica.

Existen una gran variedad de procesos y sistemas que en general trabajan a diferentes condiciones y que pueden ser resumidos a un solo parámetro de importancia como una temperatura de trabajo o de funcionamiento. Debido a esto a lo largo de la historia se han desarrollado diferentes configuraciones de sistemas de concentración que favorecieran al mejor aprovechamiento de la energía, así como el alcance de altas temperaturas.

Para la clasificación de los sistemas de concentración solar existen diversas maneras de agruparlos, como puede ser si son sistemas reflectores o refractores; si forman imagen o no; con respecto a su tipo de enfoque ya sea lineal o puntual o en otras palabras, bidimensional o tridimensional; con o sin seguimiento; pero en esta ocasión nos interesa más una clasificación en sentido de los rangos de operación en los que pueden ser empleados estos sistemas. Siendo así se tienen tres rangos en cuanto a su temperatura de operación como son los de baja, los de media y los sistemas de alta temperatura.

Sistemas de baja temperatura: Son aquellos sistemas que permiten obtener temperaturas dentro del rango de 40 a 80°C , siendo estos sistemas usados para aplicaciones domésticas, agrícolas o de secado, puesto que no requieren de una gran instalación ni de un sistema de seguimiento solar.

Sistemas de media temperatura: Tienen la capacidad de proveer temperaturas de operación de entre los 80°C hasta las 400°C , estos pueden ser empleados en procesos industriales con fluidos térmicos, desalinización, refrigeración solar o incluso en la cocción de alimentos. En esta sección se encuentran los CPC y los canales parabólicos.

Sistemas de alta temperatura: son tecnologías en las cuales el flujo de salida puede alcanzar temperaturas superiores a los 400°C y llegar hasta los 2000°C . Las aplicaciones pueden ser la generación de energía eléctrica con ayuda de algún ciclo termodinámico o procesos químicos, siendo estos sistemas como los discos parabólicos, los heliostatos o lo de torre central, los concentradores Fresnel y canales parabólicos de gran nivel de concentración.

Dentro de estos tres rangos de temperatura se pueden encontrar diferentes tecnologías para la obtención de la energía concentrada, las cuales son presentadas a continuación. Dejando al final de estas a la tecnología que nos interesa para el desarrollo

de este proyecto. Las cuatro tecnologías principales en la concentración solar son: el Fresnel lineal, la de Torre central, el Dish Stirling y el canal parabólico; los cuales se explican a continuación.

1.3.2.1. Fresnel Lineal

Estos concentradores son una tecnología de foco lineal, donde el foco de estos dispositivos se encuentra en una estructura fija elevada, la cual es radiada por tiras de espejos largas y estrechas colocadas por debajo del foco, cada una de ellas inclinada y curvada, se ejemplifica en la Fig. (1.12). Estos sistemas solamente requieren de sistema de seguimiento de un solo eje con el fin de concentrar la radiación solar sobre el tubo absorbedor, este sistema genera un movimiento relativo pero idéntico de todos los espejos para el seguimiento, mientras el receptor permanece fijo. Las plantas de tecnología Fresnel presentan un desempeño alrededor del 70% respecto a la de canal parabólico, sin embargo, este menor rendimiento está sobre compensado por la menor inversión y menores costos de operación y mantenimiento del campo de colectores. Por supuesto, el sistema de canal parabólico tiene la ventaja de estar experimental y comercialmente validado.

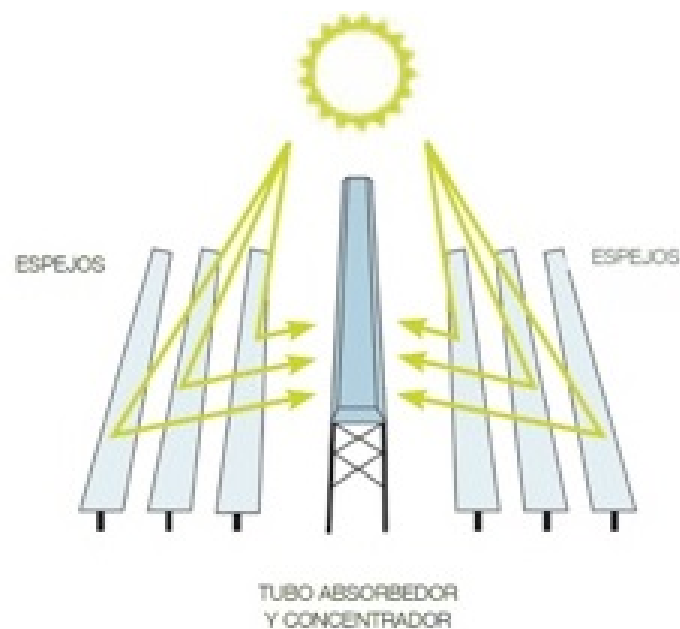


Figura 1.12: Fresnel Lineal

1.3.2.2. Torre Central

Esta tecnología se encuentra basada en la configuración de su absorbedor sobre una torre elevada que es donde incide la radiación reflejada por parte de cientos o miles de superficies reflectivas llamadas heliostatos. Estos heliostatos se encuentran distribuidos alrededor de la torre y cuentan con un seguimiento con la finalidad de redirigir la radiación recibida sobre ellos hacia el absorbedor. En estos sistemas se usan diferentes fluidos de trabajo para el aprovechamiento de la energía térmica concentrada, de tal manera que este fluido es bombeado desde un tanque de almacenamiento frío, pasando a través del receptor que es donde se calienta para así posteriormente avanzar hacia su almacenamiento. Es necesario mencionar que esta tecnología es la más usada para la generación de energía eléctrica usando la concentración solar. Esta configuración se muestra en la Fig.(1.13), mostrada a continuación.

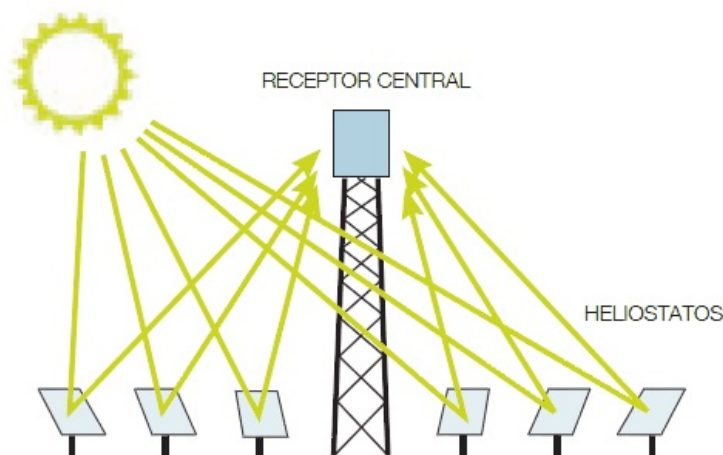


Figura 1.13: Torre Central

1.3.2.3. Dish Stirling

Esta tecnología consiste en un disco compuesto de material reflectante, donde su geometría consta de un sólido de revolución con un perfil parabólico, con el objetivo de lograr reflejar la energía incidente sobre dicho disco, para entonces redirigirla hacia un receptor de tamaño reducido localizado en el foco del paraboloide, esto se ejemplifica en la Fig. (1.14).

En estas configuraciones en ocasiones resulta complicado el conseguir la superficie reflectiva por lo que en ocasiones se aproxima su forma con múltiples espejos de forma esférica montados sobre una estructura. En cuanto al seguimiento en estos sistemas se requiere de sistemas de dos ejes, es decir, que pueda modificar su ángulo acimutal como su ángulo cenital.

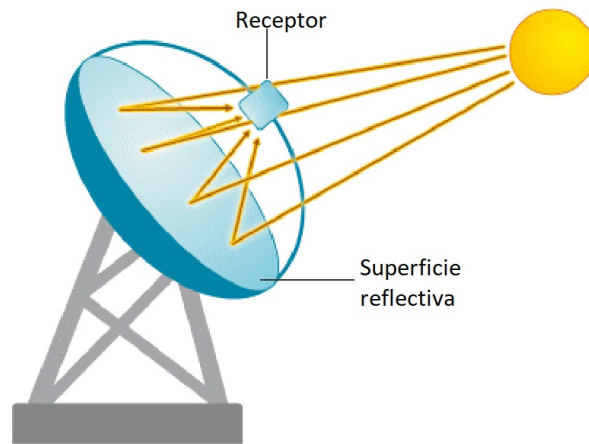


Figura 1.14: Dish Stirling

1.3.2.4. Cilindro parabólico

Los concentradores solares lineales de sección parabólica, también llamados de canal parabólico o cilindro parabólico, son sistemas que trabajan con la radiación directa y que cuentan esencialmente con tres componentes; y son la parte reflectiva en el área de captación; el absorbedor, que es el elemento donde se realiza la concentración y a su vez el aprovechamiento de la energía; y una cubierta transparente que tiene como objetivo la reducción de pérdidas convectivas.

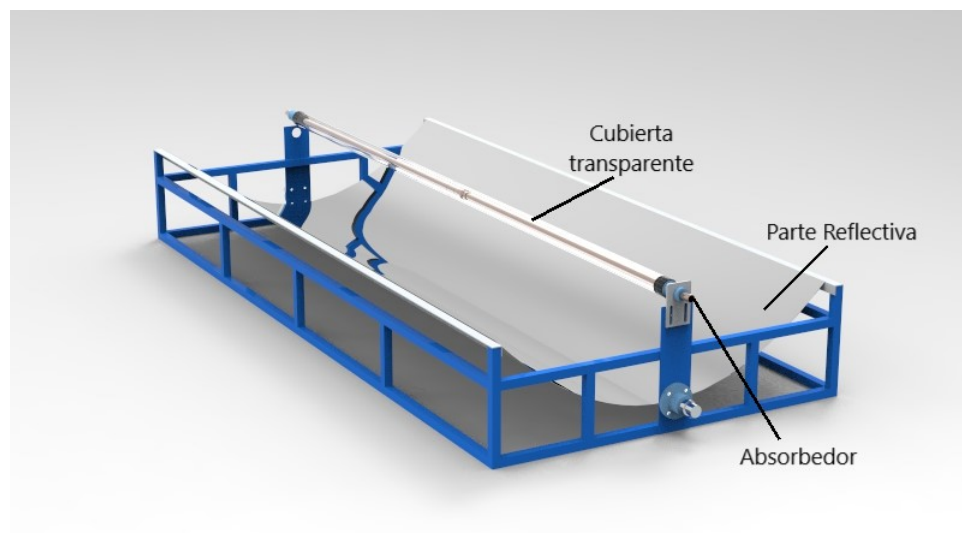


Figura 1.15: Configuración de un canal parabólico

1. INTRODUCCIÓN

Cada uno de estos elementos cumple una tarea muy específica y se muestran en la Fig.(1.15), siendo tal que el perfil parabólico generado con un material reflectivo es el que genera la concentración solar, que por propiedades de la geometría misma y de manera ideal redirige toda la energía incidente en forma de rayos hacia el foco de la parábola. Esta superficie reflectiva se sitúa sobre una estructura rígida que a su vez sirve para la colocación del absorbedor, además requieren de un sistema de seguimiento solar, que puede ser de dos formas posibles; montura este-oeste o norte-sur, ajuste periódico durante el año o ajuste horario respectivamente; pero siempre con un solo grado de libertad. En el foco de la parábola se sitúa al absorbedor, siendo este diseñado de tal manera que pueda soportar las condiciones a las que será sometido y que además permita el aprovechamiento de la energía, tratando de favorecer la transferencia de calor. En cuanto a la cubierta transparente se tiene que su función es reducir las pérdidas por efectos convectivos, por lo que, con esta cubierta se trata de aislar al absorbedor del medio.

Este último tipo de tecnología se desarrollará un poco más sobre su funcionamiento debido a que es el tipo de concentrador solar empleado para el desarrollo de este proyecto. Por tal motivo es necesario comprender sobre la forma en que se definen varios parámetros de funcionamiento, tales como conocer el ángulo de borde en el que se debe de truncar a la parábola, y la definición del absorbedor tratando de obtener un mejor funcionamiento.

De acuerdo con su funcionamiento óptico se tiene la Fig. (1.16), donde es posible explicar cómo incide la energía sobre la superficie reflectiva del perfil parabólico, siendo tal que, desde una vista transversal del concentrador es posible ver el perfil de la parábola, donde se muestra la incidencia de la radiación solar directa con una anchura angular de 0.53° ($32'$) sobre el punto B en la figura. El punto B situado sobre la parábola forma el ángulo de borde del perfil parabólico (ϕ_r). Este ángulo es descrito por los puntos AFB, además se tiene que el punto B define la distancia máxima del punto focal (F) a la superficie FB y se denota como r_r .

En la Fig. (1.16B) es posible observar la proyección de la imagen reflejada proveniente de la superficie reflectiva de donde es posible deducir el diámetro del receptor cilíndrico que sería capaz de interceptar los rayos reflejados de manera ideal pues se considera una superficie perfecta y bien alineada. Para dicho cálculo se tiene la expresión de la Ec.(1.25), la cual se encuentra en función de la distancia máxima del foco a la superficie del perfil parabólico y del seno del ángulo de borde.

$$D = 2r_r \text{sen}\left(\frac{\theta_s}{2}\right) \quad (1.25)$$

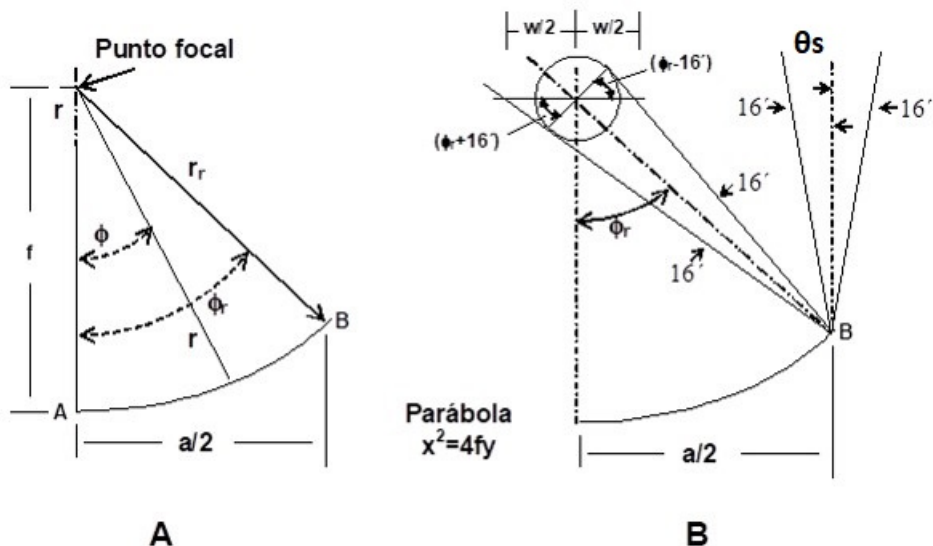


Figura 1.16: (A) Sección de un concentrador lineal parabólico, (B) tamaño de la imagen.

De la ecuación que describe el perfil parabólico se observa que la dimensión del foco es un valor de suma importancia para la construcción del mismo. Por lo que, si se expresa a cada punto perteneciente a la superficie en pares coordenados de un plano XY se tiene las siguientes expresiones mostradas en la Ec. (1.26) y en la Ec. (1.27).

$$x = r \operatorname{sen}(\phi) \quad (1.26)$$

$$y = f - r \operatorname{cos}(\phi) \quad (1.27)$$

Al sustituir y al reducir las expresiones anteriores en la ecuación de la parábola se obtiene la siguiente expresión mostrada en la Ec. (1.28) que nos dice que cuando ϕ varía desde 0 hasta el valor de ϕ_r , la distancia r aumenta desde el valor de f hasta el valor de r_r , por lo que, a su vez el tamaño teórico de la imagen reflejada aumenta. Por tal motivo, es posible decir que existe un tamaño finito y disperso de la imagen solar cuando el concentrador es geoméricamente perfecto.

Al sustituir y al reducir las expresiones anteriores en la ecuación de la parábola se obtiene la siguiente expresión mostrada en la Ec. (1.28) que nos dice que cuando ϕ varía desde 0 hasta el valor de ϕ_r , la distancia r aumenta desde el valor de f hasta el valor de r_r , por lo que, a su vez el tamaño teórico de la imagen reflejada aumenta. Por

1. INTRODUCCIÓN

tal motivo, es posible decir que existe un tamaño finito y disperso de la imagen solar cuando el concentrador es geoméricamente perfecto.

$$r = \frac{2f}{1 + \cos(\phi)} \quad (1.28)$$

De acuerdo con todo lo anterior se tiene que la distancia focal es de suma importancia en la determinación del tamaño de la imagen reflejada, así como la apertura del perfil parabólico, puesto que esta dimensión define el ángulo de borde y el área de captación. Por lo tanto, la concentración del flujo radiativo sobre el absorbedor debe ser función de la razón de a/f . Calculando la concentración máxima para un concentrador de perfil parabólico y con un receptor tubular de sección circular con las variables presentadas en la Fig. (1.16), se tiene la expresión siguiente.

$$C_{g,D} = \frac{a}{A_D} = \frac{a}{\pi D} = \frac{\text{sen}(\phi_r)}{\pi \text{sen}(\theta_s/2)} \quad (1.29)$$

Esta relación entre el ángulo de borde y la concentración geométrica nos permite conocer un nivel máximo para su concentración correspondiente, y esto es posible de apreciar al calcular la concentración geométrica correspondiente a cada ángulo de borde, tal y como se muestra en la Fig. (1.17). Donde es posible ver que el funcionamiento para un mayor nivel de concentración se presenta con un ángulo de borde para un canal parabólico con un absorbedor tubular de sección circular es en 90° , dando una concentración geométrica de 68.8 soles. Todo esto considerando un concentrador de perfil parabólico perfectamente trazado y alineado.

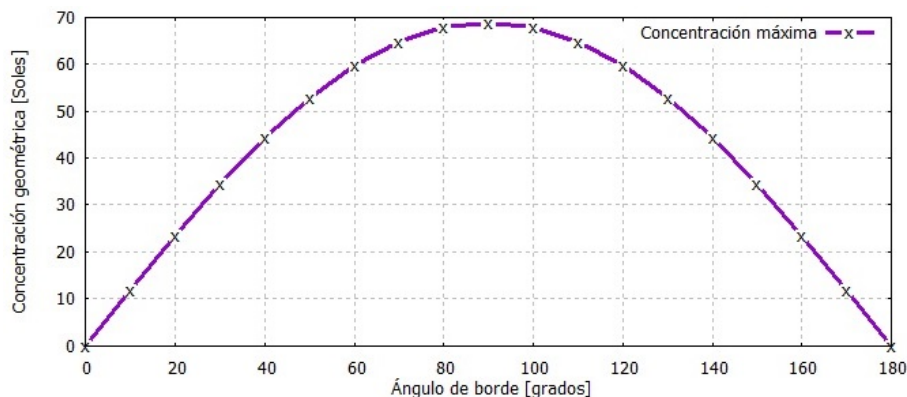


Figura 1.17: Concentración geométrica para un canal parabólico con receptor tubular de perfil circular

Por tales motivos, el prototipo usado en este proyecto es uno con un ángulo de borde de 90° , para tratar de usar de mejor manera la superficie reflectiva y considerando un absorbedor de perfil circular con unas dimensiones mayores al diámetro teórico, ya que ese diámetro teórico funcionaría si se tuviera un concentrador perfectamente alineado y construido; lo cual resulta complicado lograr de manera real; pero que además, el material reflectivo no generara desbordamiento de la imagen por los defectos superficiales de la misma. El prototipo usado se presenta en una sección más adelante, especificando sus principales parámetros de diseño y de funcionamiento.

1.3.2.5. Aplicaciones del cilindro parabólico

La tecnología de concentración usando canal parabólico se puede clasificar de acuerdo a su fin de dos maneras posibles, la generación de electricidad y la producción de calor de proceso. Dentro de estas dos grandes áreas se encuentran otras que, si se consideran en cuanto a su aplicación, se tendrían cinco tipos. Estos cinco sectores son los sistemas para el calentamiento de aire, los procesos de desalinización, los sistemas de refrigeración, los procesos industriales y la generación de energía en centrales de potencia.

Calentamiento de aire Para el calentamiento de aire se presentan tres tipos llamados sistemas activos, híbridos y pasivos, estos últimos con o sin sistemas de almacenamiento. El más avanzado de ellos es el pasivo con sistema de almacenamiento y utiliza dos métodos, que son llamados el de cama de roca (rock bed) y otro donde se usan materiales de cambio de fase. [?]

Desalinización El proceso de desalinización es aquel en donde se convierte agua de mar en agua dulce mediante procesos o métodos de osmosis inversa. Esto se logra al usar diferentes fluidos para la generación del intercambio de calor, pero se ha encontrado que los de mejor rendimiento es el agua misma y el tolueno. El uso de los colectores solares de canal parabólico en un proceso de desalinización lo convierte en más económico y más rentable que en uno que opera normalmente con numerosas redes de electricidad. La planta más grande de desalinización de agua se encuentra instalada en la India con un costo aproximado de 72,875 millones de dólares (1.47 billones de pesos), logrando producir 100 millones de litros de agua por día. [13]

Aire acondicionado y refrigeración La energía solar también presenta una gran utilización en sistemas de aire acondicionado y refrigeración, puesto que, en el aire acondicionado, el proceso de deshumidificación tiene que hacerse para reducir la temperatura del aire por debajo del punto de rocío y poder recalentar el aire para mantener el nivel de confort deseado. Por tanto, se han realizado estudios usando canal parabólico mostrando que resultan más eficientes que con el uso de otras tecnologías como los de tubos de calor (heat pipe). [13]

Generación de energía eléctrica Para las aplicaciones del canal parabólico en sistemas de generación de energía se tiene que son utilizados en muchos países principalmente debido a su alta relación de concentración y la capacidad de alta temperatura, ya que se requiere una gran cantidad de vapor a alta presión para la generación de energía.

Uno de los principales desafíos de integrar la electricidad generada por sistemas de canal parabólico a la red eléctrica existente es suministrar la carga de manera eficiente, ya que generalmente el pico de la demanda de electricidad no coincide con las horas más soleadas del día. El almacenamiento de energía térmica surge como una solución conveniente para este problema, ya que es capaz de provocar hasta 6 h de generación después de la puesta del Sol.

En los primeros años, la generación de energía se hizo usando al agua como fluido de trabajo para la generación de vapor, pero en los últimos años muchos investigadores han encontrado diferentes fluidos de trabajo como el aceite térmico o las sales fundidas hechas de nitratos, las cuales se utilizan como una mejor alternativa de agua, debido a que presentan una mejor tasa de transferencia de calor.

Industria El lograr implementar la energía solar en la industria genera el mayor cambio, puesto que el consumo de electricidad en este sector es el más grande. Algunos procesos industriales como el secado, la esterilización, la cocción, la limpieza o el desengrase y la pasteurización, entre otros, requieren de la energía térmica en diferentes rangos de operación. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (AIE), en el año 2015 se notificaron 120 sistemas térmicos solares existentes en operación para la generación de calor de proceso en todo el mundo, sumando una capacidad total de aproximadamente $88MW$ ($125,000m^2$). (International Energy Agency – IEA,2015)

La temperatura requerida para diferentes procesos industriales en los que se emplea la energía solar se presenta en la tabla (1.2), dejando en claro que las temperaturas requeridas son por debajo de los $260^{\circ}C$. Esto permite que la tecnología de canal parabólico sea implementada en tales procesos, puesto que con los colectores de este tipo se han podido alcanzar niveles de hasta los $400^{\circ}C$. Por lo tanto, la energía solar con cilindro parabólico es la más adecuada para aplicaciones de procesos industriales. Además, para el análisis se han realizado modelos , desarrollando el modelado y la simulación sobre el funcionamiento de una planta solar cilindro parabólica para el calentamiento de sustancias de trabajo en procesos industriales. Donde para fines de validación se han utilizado técnicas de simulación computacional, que más adelante en este trabajo también es abordado con un modelo propio que cuenta con el acople de un trazador de rayos.

1. INTRODUCCIÓN

Industria	Procesos	Temperatura requerida [°C]
Láctea	Presurización	60-80
	Esterilización	100-120
	Secado	120-180
	Concentrado	60-80
	Agua de alimentación	60-90
Enlatados	Esterilización	110-120
	Pasteurización	60-80
	Cocción	60-90
	Blanqueamiento	60-90
Textil	Entintado y blanqueamiento	60-90
	Secado y desengrasado	100-130
	Fijado	160-180
	Prensado	80-100
Papelería	Cocción y secado	60-80
	Agua de alimentación	60-90
	Blanqueamiento	130-150
Química	Jabones	200-260
	Caucho sintético	150-200
	Calentamiento	120-180 60-90
Carnicera	Lavado y esterilizado	60-90
	Cocción	90-100
Bebidas	Lavado y esterilización	60-80
	Pasteurización	60-70
Harinas	Esterilización	60-80
Maderera	Termo difusión	80-100
	Secado	60-100
	Pre calentamiento de agua	60-90
	preparación de pulpas	120-170
Construcción	Curado	60-140
Plástica	Preparación	120-140
	Destilación	140-150
	Separación	200-220
	Extensión	140-160
	Secado	180-200
	Mezclado	120-140

Tabla 1.2: Temperatura requerida en procesos industriales

1.3.3. Sistemas de seguimiento

Para que los sistemas de concentración solar puedan tener un mejor aprovechamiento de la radiación solar se han desarrollado e implementado sistemas de seguimiento solar, los cuales tienen como finalidad aumentar la energía recolectada, así como una radiación máxima instantánea. Esto se logra manteniendo al sistema en una posición perpendicular a la radiación solar durante las horas del día. Existen diferentes tipos de sistemas de seguimiento, que pueden ser clasificados en cuanto a su principio de funcionamiento, siendo estos dos los pasivos y los activos, donde estos últimos a su vez se dividen en dos tipos, siendo los de lazo abierto y los de lazo cerrado. Las características de cada uno de estos tipos de sistemas de seguimiento se explican a continuación:

Sistemas de seguimiento pasivos Los sistemas de seguimiento pasivos usan como principio de funcionamiento la expansión térmica de los materiales, que consiste en inducir un movimiento en el sistema por medio de una comparación entre volúmenes de material, es decir, se parte de un equilibrio y conforme un lado se calienta este se expande y el otro lado se contrae, generando un giro del sistema. Este tipo de sistemas resultan ser baratos, pero de baja precisión. La precisión en el seguimiento es posible de mejorar por medio de un sistema de seguimiento activo, lo que representa la implementación de un sistema de control y el uso de algún tipo de actuador.

Sistemas de seguimiento activos En los sistemas activos es posible clasificarlos en dos tipos, los de lazo abierto y los de lazo cerrado, siendo que los primeros tienen como base algoritmos para predecir la posición del Sol, usando como datos de entrada la fecha, la hora, la latitud y longitud del lugar. Por otra parte, los sistemas de lazo cerrado cuentan con algún tipo de sensor de detección de la luz solar, con lo cual es posible posicionar el sistema de manera perpendicular a los rayos solares. Este tipo de sensores en ocasiones resultan ser de un costo considerable lo cual incrementa el costo total del sistema.

Los sistemas de seguimiento también se pueden clasificar de acuerdo al movimiento o tipo de montura empleada en el sistema; existiendo seguimientos de este a oeste y de norte a sur, siendo tal que de este a oeste es un ajuste a lo largo del día, y el de seguimiento norte a sur es a lo largo del año haciendo un ajuste mensual. Estos dos tipos de seguimientos cuentan con sus propias relaciones para el ajuste del mecanismo, sin embargo, todas se refieren al cálculo del vector solar con respecto al lugar donde se sitúa el sistema sobre la superficie terrestre.

1.3.4. Prototipo de canal parabólico

El prototipo usado fue previamente diseñado bajo los parámetros de un ángulo de borde de 90° , que como ya se mostró es donde se obtiene el mejor nivel de concentración. Se diseñó pensando en emplear láminas del material reflectivo de dimensiones comerciales, siendo una placa con las dimensiones de 2440×1220 milímetros, que bajo la restricción de cumplir con un ángulo de borde de 90° se obligaba a una construcción con una distancia focal de 265 milímetros. Estas dimensiones provocan una apertura de 1069.2 milímetros. Generando un área de apertura de $2.58m^2$, que es el área útil para la captación de la radiación. En la Fig. (1.18) se muestra el perfil de la parábola considerada para el diseño.

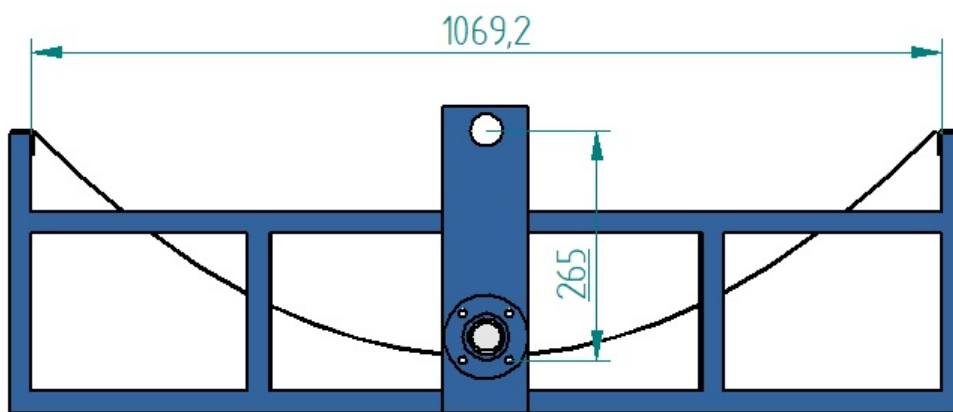


Figura 1.18: Perfil de diseño para canal parabólico

Si se realiza el cálculo del diámetro para el absorbedor con la expresión de la Ec. (1.25) se obtiene su dimensión con los datos ya especificados para este prototipo, tal y como se muestra en la expresión de la Ec. (1.31), dejando en claro que debería ser una superficie muy pequeña y que esta resultaría adecuada si se contara con una construcción que garantice el perfecto alineamiento y la no existencia de desbordamiento.

$$D = 2r_r \text{sen}\left(\frac{\theta_s}{2}\right) \quad (1.30)$$

$$D = 2(0.53m) \text{sen}\frac{0.533^\circ}{2} = 0.0049m \quad (1.31)$$

Como no es posible el tener un sistema sin desbordamiento, entonces se definió un tubo absorbedor de cobre de $\frac{3}{4}$ de pulgada (19mm). Donde este absorbedor está hecho con un tubo de cobre tipo M recubierto con una superficie selectiva que favorece la absorción de la energía térmica. Prosiguiendo con estos parámetros para sus componentes se llega a que el colector cuenta con un factor de concentración geométrica de 15 soles.

Se generó un arreglo con el fin de evitar las pérdidas convectivas sobre el absorbedor, colocando un tubo de vidrio de borosilicato concéntrico al absorbedor de cobre, siendo este borosilicato de 56 milímetros de diámetro, por lo cual fue necesaria la implementación de unos acoples entre estos dos tubos para lograr que queden concéntricos. Estos acoples fueron diseñados de tal manera que funcionaran como sellos para hacer menores las pérdidas por convección y pensando en un futuro hacer pruebas con vacío en el ánulo de esta configuración para aislar el absorbedor del medio. Por tales motivos fue necesario considerar las expansiones térmicas correspondientes de cada material, logrando asegurar la integridad del sistema ya en funcionamiento.

En la Fig.(1.19) se ilustra la configuración del absorbedor con su cubierta para reducir pérdidas convectivas, así como los acoples en conjunto mostrando la correcta definición del material y de las dimensiones para no comprometer el funcionamiento de ninguno de los componentes.

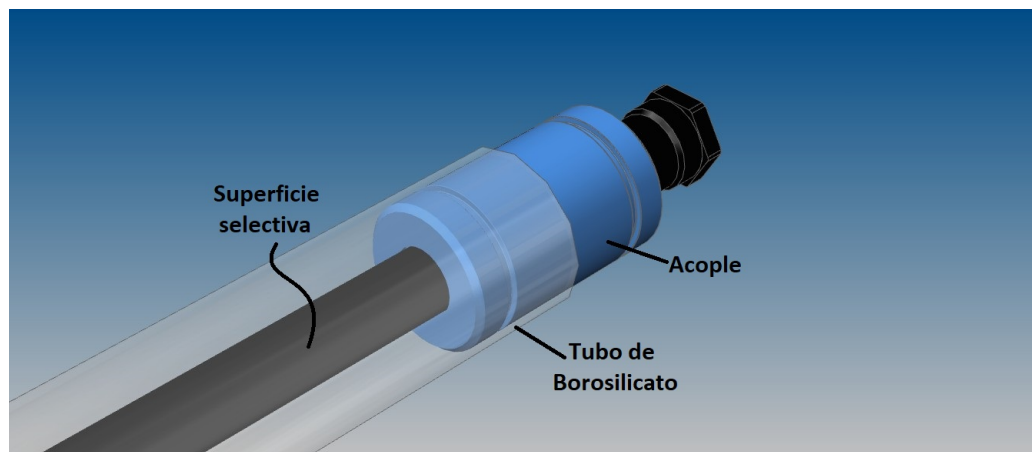


Figura 1.19: Arreglo del absorbedor

Sistema de control para el seguimiento solar

En este capítulo se abordan los temas relacionados al control para el sistema de seguimiento y todo lo relacionado a la evaluación de la respuesta del mismo con cada uno de los transductores empleados, esto con el objetivo de poder realizar una comparación entre sus respuestas y así poder elegir al más adecuado en cuanto a su funcionamiento. Además, se hace la comparación del mejor transductor para el seguimiento con y sin el funcionamiento de un ojo óptico con un grado de libertad, tratando de hacer ver la factibilidad de usar este dispositivo extra en conjunto con los transductores propuestos.

Por otra parte, en cuanto al sistema de control desarrollado, en secciones siguientes se muestran las características y posibilidades de este, sus componentes, la configuración del sistema mismo, así como las particularidades de cada una de las diferentes opciones generadas y que dan un diferente funcionamiento al sistema de seguimiento solar. Se describen las diferentes rutinas del programa generado, así como la lógica que cada una de estas sigue. Además, se abordan temas sobre algunos componentes necesarios para el funcionamiento de los diferentes sensores o del sistema completo y su acople con el programa para lograr efectuar el control del sistema de seguimiento solar.

Respecto al sistema para la evaluación del seguimiento, el cual se describe en secciones siguientes, se hace describiendo las características con las que cuenta, dando la justificación para realizarlo de tal manera, y dejando en claro que este sistema también es ocupado para la caracterización óptica del concentrador solar; la cual es un capítulo a parte en este trabajo y que se presenta después de este.

2.1. Tipos de control empleados

En esta sección se describe de manera detallada las diferentes formas desarrolladas en este proyecto para la realización del seguimiento solar. Es necesario decir que, estas distintas maneras comparten los mismos componentes para la generación del movimiento, así como el software usado (LabVIEW 2016) y la tarjeta programable empleada, cambiando únicamente el transductor de la posición real del canal y obviamente el código usado para cada uno de estos sistemas que trabajan por separado. Sin embargo, a pesar de que las rutinas pueden trabajar por separado se acoplaron en un mismo programa dando la opción de que el operario pueda decidir a placer cual rutina y por ende cual transductor usar en un momento determinado.

Las diferentes formas desarrolladas para el seguimiento solar fueron tres; siendo una con un acelerómetro de tres ejes, una segunda con un sensor electromagnético de efecto Hall y por último el conteo de los pulsos del actuador. Estos tres métodos se explican en secciones siguientes de este capítulo, así como la implementación de un ojo óptico con un grado de libertad para mejorar la respuesta del sistema de seguimiento.

En cuanto al programa para el control del canal parabólico, se realizó de tal manera que fuera posible operarlo de tres diferentes formas, por lo cual se dejó disponible la libre elección entre un modo automático, un modo manual y un modo libre, siendo posible pasar de un modo a otro sin necesidad de interrumpir la rutina anterior en la que se encontraba. Es necesario decir que, en cada uno de los tres modos de funcionamiento mencionados es posible elegir el transductor con el que se desea trabajar, así como la posibilidad de elegir si trabajar con o sin el ojo óptico. En los tres modos se puede establecer una tolerancia en grados para el sistema de posicionamiento del canal y la definición del ciclo de trabajo para el actuador con una señal de modulación de ancho de pulsos (Pulse Width Modulation, PWM), la cual define la velocidad de carrera del actuador lineal.

2.1.1. Modo Automático

El modo automático parte de hacer el cálculo del vector solar teniendo como parámetros de entrada las coordenadas geográficas del lugar donde se encuentra el sistema, la tolerancia que se desea para el seguimiento, el ciclo de trabajo de la señal PWM, y la posibilidad de definir la hora y fecha; aunque por default se toman del servidor logrando con esto una buena sincronía del sistema con la hora estándar.

En este modo automático se definió como parámetro de funcionamiento al ángulo horario para el arranque del seguimiento, el fin de carrera y el regreso a su posición de abatimiento. Se comienza con el canal en reposo correspondiente a una inclinación de abatimiento de -110° , esperando al amanecer que es correspondiente a un ángulo

horario de -90° , una vez que el ángulo horario calculado indica los -90° el sistema da inicio a la carrera para la realización del seguimiento solar y mantenerlo siguiendo hasta los 60° , los cuales corresponden aproximadamente de las 16:20 horas a las 16:50 horas a lo largo de todo el año (sin considerar el horario de verano), dando un funcionamiento con la opción de aprovechar las horas de mayor radiación solar. El comportamiento de fin de carrera diario se puede apreciar en la gráfica de la Fig. (2.1).

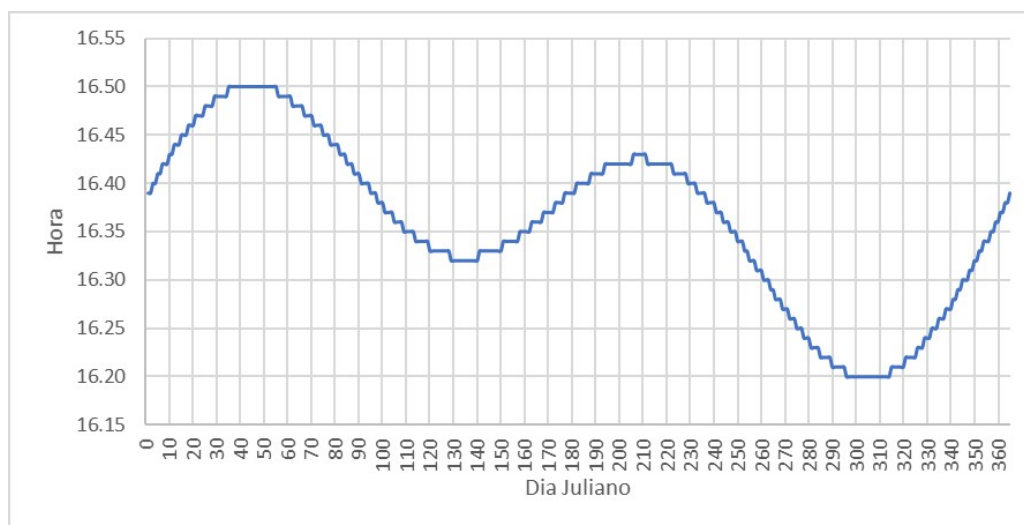


Figura 2.1: Final de seguimiento solar en ángulo horario de 60°

Posteriormente de que el canal parabólico llega al final de carrera, este comienza una subrutina de reposicionamiento, en la cual es posible establecer una cierta hora en la que se comience su recorrido hacia el abatimiento y así llegar al periodo de espera para un nuevo día de operación, el cual se ejecutaría de la misma manera pero con sus parámetros correspondientes del día siguiente. De acuerdo con todo lo ya explicado del modo automático, el sistema podría operar todo el año sin necesidad de algún ajuste o de un operador.

2.1.2. Modo manual

En este modo de operación para el movimiento del sistema de canal parabólico, es posible controlarlo con un deslizador que define únicamente el sentido de giro del canal, por lo que este modo puede usarse con una velocidad constante sin la opción de corroborar la posición del canal con el cálculo del vector solar. Este efecto nos daría menor precisión en el seguimiento solar, por lo que este modo es más pensando en una posible falla en el sistema en un momento dado, haciendo posible su manejo a voluntad del usuario y así asegurar la integridad del sistema en lo que se realiza la corrección de cualquier anomalía.

2. SISTEMA DE CONTROL PARA EL SEGUIMIENTO SOLAR

2.1.3. Modo Libre

En este modo de operación del sistema de control para el movimiento del canal parabólico, es posible ir definiendo un ángulo deseado en el que se requiere situar al canal parabólico con una cierta tolerancia, que puede ser definida por el mismo usuario. Esta manera de controlar el sistema da la opción de hacer un seguimiento con reposicionamiento por lapsos que el mismo usuario puede definir, así como la velocidad de movimiento.

2.2. Componentes del sistema de control

A continuación se describen los componentes esenciales ocupados en el sistema de control del canal parabólico, tratando de dejar en claro los principales parámetros de funcionamiento de cada uno, así como la definición de las razones o ventajas de estos componentes para su elección.

2.2.1. Actuador lineal

De acuerdo con el prototipo con el que se contaba (presentado en el capítulo anterior), se tuvo que hacer un análisis sobre cómo se produciría el movimiento con los componentes que se contaban, que en este caso el elemento principal es un actuador lineal de 900mm de carrera con modelo SA9024C900 de Joyce Dayton mostrado en la Fig. (2.2).

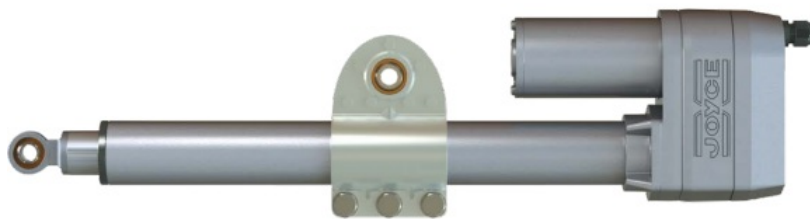


Figura 2.2: Actuador usado para el sistema de seguimiento

Este actuador fue elegido por las ventajas que ofrece en cuanto a la buena respuesta y poca variación en la velocidad de desplazamiento aún al variar la carga desde los 0N hasta los 9000N, presentando así una velocidad de viaje casi constante alrededor de los $5 \frac{mm}{s}$. Además, se tiene que para este actuador se presenta un bajo consumo de energía que oscila entre los 1.5 y 3 amperes trabajando a 24V.

Para conocer los puntos de fijación adecuados para el montaje de este actuador sobre la estructura del canal parabólico, se realizaron iteraciones para simular el movimiento con ayuda de un modelo realizado en GeoGebra. Esta modelo de simulación se realizó con el fin de efectuar el movimiento deseado con el actuador, buscando poder cumplir con un recorrido adecuado para el aprovechamiento de las horas de sol; poder cumplir con una cierta inclinación de abatimiento para su periodo de reposo pensando en la protección contra lluvias, impactos y la carga por vientos; así como las restricciones estructurales del canal sobre en donde era posible posicionar los extremos del actuador. Se muestra en la Fig. (2.3) la configuración usada en dicha simulación de movimiento, donde es posible ver los deslizadores para cada uno de los puntos de fijación y el deslizador para la modificación del ángulo de inclinación del canal parabólico, el cual simula y genera el movimiento en el sistema completo de canal parabólico.

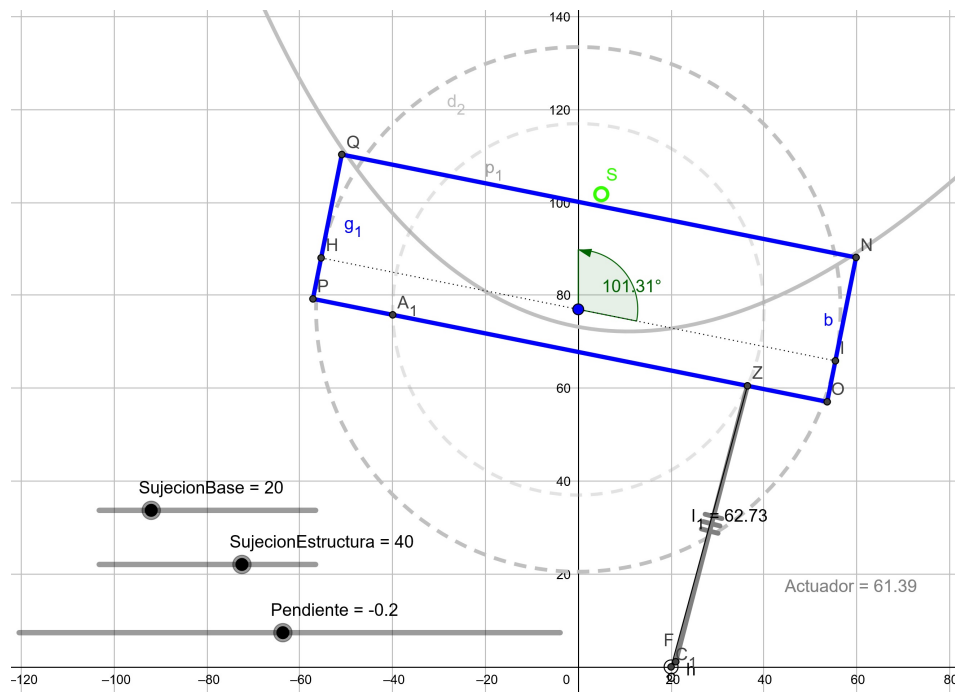


Figura 2.3: Simulación de movimiento variando sujeción del actuador

Una vez definidos los puntos de fijación, se logró un rango de giro de 170° , el cual va de -110° hasta los 60° , viendo restringido este rango por cuestiones de interferencias mecánicas entre los mismos componentes. Con esta configuración también se logró un mayor desplazamiento del actuador lineal, lo cual genera una mejor precisión en el giro del canal parabólico debido a una relación mayor entre el desplazamiento del actuador y el ángulo de giro, es decir, que con un desplazamiento similar del actuador se puede tener un menor giro.

2.2.2. Tarjeta programable

La tarjeta programable usada es una NI myRIO-1900 como la de la Fig. (2.4), la cual es un dispositivo muy completo por la gran cantidad de canales de entrada y de salida que ofrece, tanto análogos como digitales, así como terminales de alimentación a 5V y a 3.3V, todos estos con sus referencias a tierra o potencial cero.



Figura 2.4: NI myRIO-1900

Este dispositivo, además, cuenta con un acelerómetro integrado de tres ejes, capacidad de conexión inalámbrica, conexiones USB y una alimentación a 127V. De acuerdo con todas las características antes mencionadas se buscó usar la mayor parte de sus funciones, por tal motivo el control se hace de manera inalámbrica con una red privada entre el canal parabólico y una computadora con el código de control.

Se eligió esta tarjeta programable debido a las grandes ventajas que ofrece en comparación con otras como el Arduino o las Raspberry, pues el myRIO es un sistema embebido, lo cual significa que esta puede ser programada para el desarrollo de tareas específicas en tiempo real. Además, el myRIO emplea un sistema operativo propio y en tiempo real basado en Linux, dándole la ventaja de poder trabajar con tareas en paralelo lo cual resulta mas complicado en otras tarjetas programables, incluso es posible conectar una cámara web por medio de USB para la adquisición directa de imagen o su procesamiento en ese mismo instante.

Uno de los puntos más fuertes de la tarjeta de National Instruments es que el FPGA (matriz de puertas programables) le permite ejecutar adquisición, filtrado de datos, entrada y salida de señales lógicas y digitales de muy alta velocidad estando en el orden de velocidades de reloj de 40Mhz, dejando por detrás a sus competidores. Además, esta tarjeta ya cuenta con una terminal WiFi integrada y un acelerómetro, que en otras tarjetas es necesario implementarles componentes extras para brindar tales efectos.

2. SISTEMA DE CONTROL PARA EL SEGUIMIENTO SOLAR

2.2.3. Controlador o puente H

Para poder hacer la conexión entre la tarjeta programable y el actuador; más específicamente entre la tarjeta myRIO con el motor de corriente directa del actuador; es necesario el uso de un puente H. Este puente H o controlador es el encargado de poder suministrar la potencia para el motor, obedeciendo las órdenes del control en cuanto a la polaridad de sus terminales, provocando así una elongación o contracción en la longitud del actuador lineal y por consiguiente el sentido de giro del canal parabólico. Este efecto nos permite la realimentación de la posición instantánea del canal y así poder compararla con la requerida para un correcto seguimiento, dando la posibilidad de mejorar la respuesta del sistema. Es necesario decir que sin este elemento no se podrían ejercer el cambio repentino de la polaridad para el motor del actuador, lo cual provocaría el no poder trabajar con una tolerancia tan pequeña como la que se usó en el proyecto, pues la misma inercia del sistema hace que se requiera de este efecto de estar pasando de giro positivo a negativo con el fin de tener mejor precisión en el posicionamiento del sistema.

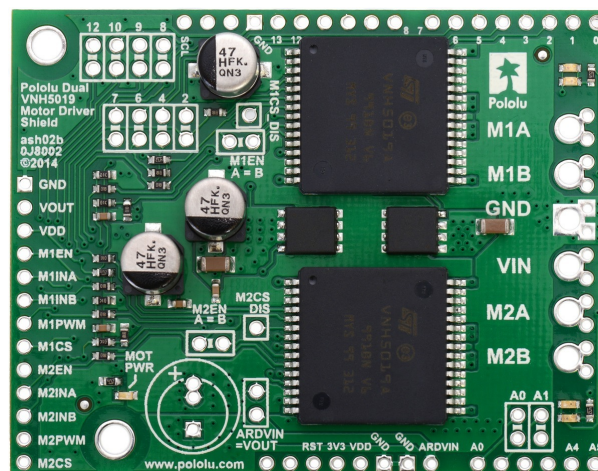


Figura 2.5: Controlador VN5019a

El controlador usado es un VN5019a, el cual se muestra en la Fig. (2.5), donde es posible apreciar que este puente H puede ser usado para el accionar de 2 motores de corriente directa de manera independiente. Este controlador viene sobre una tarjeta diseñada para trabajar con un Arduino UNO pero se realizaron las modificaciones necesarias para este proyecto, usando solo uno de los canales con los que cuenta, por lo que podría pensarse en que un control podría servir para dos sistemas que trabajen en paralelo.

Este controlador ofrece grandes ventajas para el control del motor, tales como un amplio rango de trabajo en el voltaje de alimentación, yendo de los 5.5V a los 24V con una corriente máxima de 30 amperes por cada motor, acoplándose perfecto a los

componentes con los que se contaba; otra ventaja es la operación en bajas frecuencias para las señales PWM, encargadas de definir el ciclo de trabajo del motor, ya que permite señales PWM de hasta $20kHz$, lo cual resulta ser una señal ultrasónica, que a su vez se traduce en un funcionamiento más silencioso del motor.

Con los componentes antes descritos se presenta el diagrama de la Fig. (2.6), donde se ilustra de manera general la conexión entre estos elementos. Para la parte del transductor se reemplaza de manera correspondiente al sensor a usar en cada una de las maneras de control para el seguimiento, las cuales se abordan más adelante.

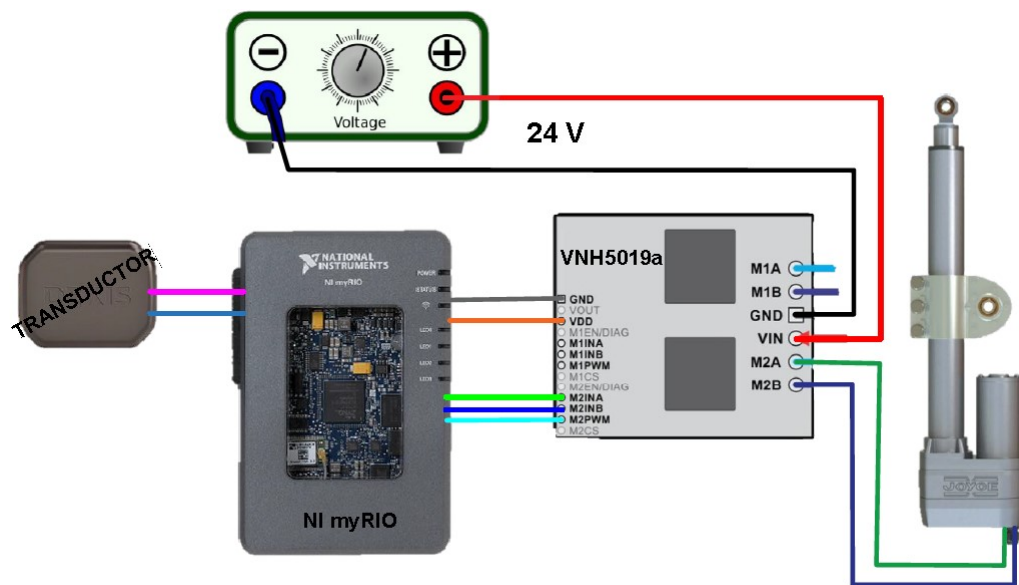


Figura 2.6: Diagrama general del sistema de control para el seguimiento solar

2.3. Control con acelerómetro

El transductor usado en este caso es el acelerómetro que viene incluido en la misma tarjeta programable usada en este proyecto, por lo cual es relativamente sencillo su manejo, puesto que no se necesita de conexiones extras, sino que solamente requiere de la implementación en el código para el control.

Para poder conocer la posición real del canal se instaló a la tarjeta programable junto con toda la circuitería necesaria en un gabinete sobre la estructura del canal de manera vertical, de tal manera que el acelerómetro quedó orientado como se muestra en la Fig. (2.7).

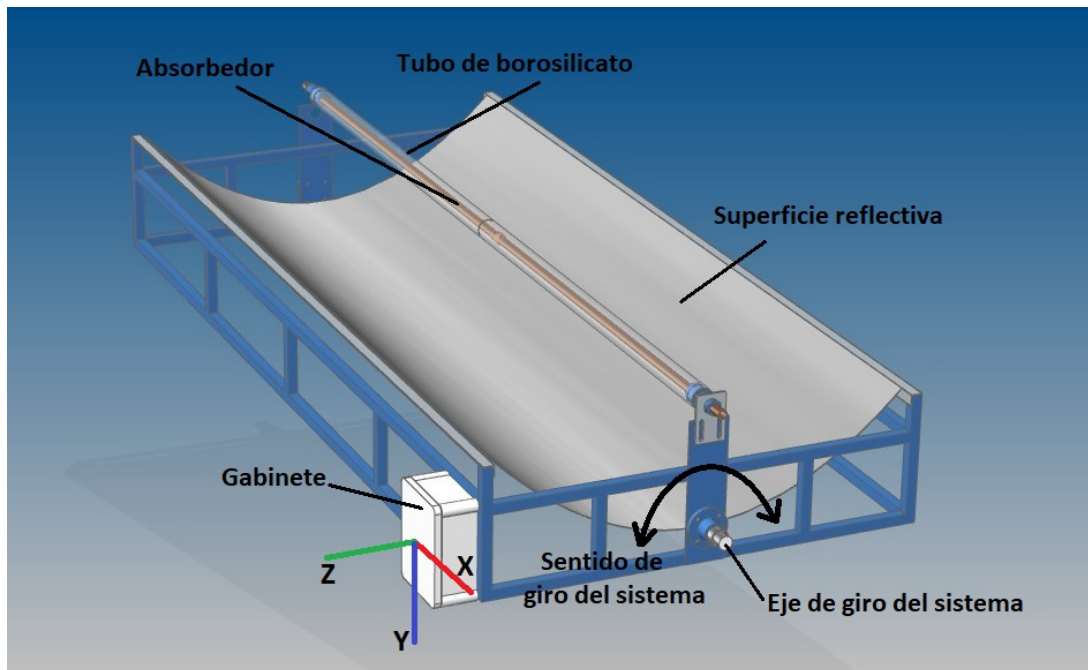


Figura 2.7: Disposición del gabinete sobre la estructura del canal

De acuerdo con este montaje solo era necesario conocer la posición en dos de los tres ejes que emplea el acelerómetro, siendo estos el eje “Y” y el eje “Z”, por lo que con la relación de estas dos posiciones es posible conocer el ángulo de inclinación del canal. La relación solo es el ángulo tangente de la relación de la coordenada en “Z” sobre la de la coordenada en el eje “Y”. Posteriormente la respuesta de este transductor fue calibrada y revisada en repetidas ocasiones de diferentes maneras para poder tener lecturas confiables sobre la inclinación del canal parabólico.

El diagrama sobre la lógica de la rutina para el control con acelerómetro se muestra en el esquema de la Fig. (2.8), mostrada a continuación.

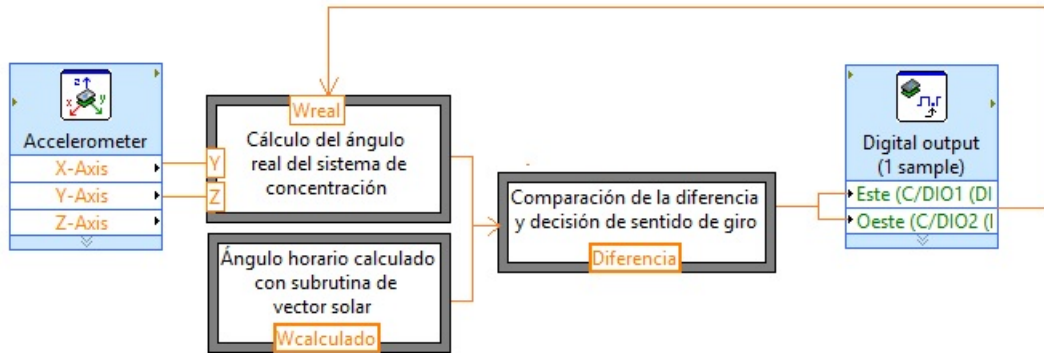


Figura 2.8: Diagrama de flujo de la rutina para el acelerómetro

Una vez teniendo el ángulo de inclinación del canal de manera instantánea proveniente del acelerómetro se hace la comparación con el ángulo horario calculado por el mismo programa en la subrutina de vector solar. En la comparación se considera una tolerancia entre el ángulo calculado y el real, la cual fue establecida en $\pm 0.005^\circ$. La diferencia entre ángulo real y calculado determina la polaridad de las terminales de salida de la tarjeta myRIO hacia el motor, que son las que determinan el sentido de giro del sistema para su correcto posicionamiento dentro del rango que permite la tolerancia.

2.4. Control con sensor de efecto Hall

Para este transductor se hizo uso de un sensor de posicionamiento angular inductivo, de la marca Pepperl+Fuch. El cual fue posicionado sobre el eje de giro del cilindro parabólico tal y como se muestra en la imagen de la Fig. (2.9); para así poder censar la posición del sistema, obviamente después de una exhaustiva calibración del mismo.

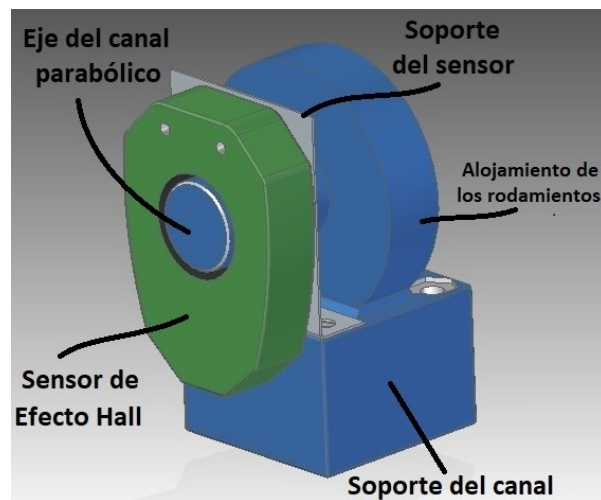


Figura 2.9: Montaje del sensor inductivo sobre el sistema de concentración

Este sensor cuenta con su propio indicador, pero no se contaba con él en el desarrollo del proyecto. Por lo que, fue necesario diseñarle uno obedeciendo a los requerimientos del fabricante con el objetivo de respetar la respuesta inductiva del sensor. El indicador de posición diseñado es un cilindro impreso en 3D en Poliacido Láctico (PLA); tal y como se muestra en la Fig. (2.10).

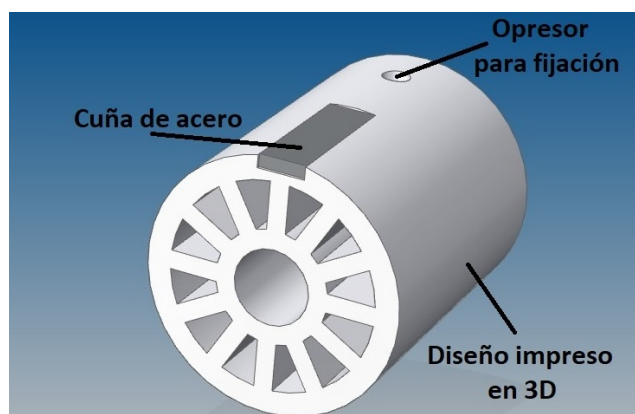


Figura 2.10: Actuador diseñado

Este prototipo fue fijado sobre al eje del canal parabólico con ayuda de un opresor de dimensiones calculadas para evitar el juego mecánico. Para este diseño el elemento más importante era la cuña de material ferromagnético encargada de indicar la posición del sistema y así generar la respuesta en el sensor, por lo cual se respetaron las dimensiones necesarias, así como el tipo de acero para evitar modificaciones en la respuesta. De acuerdo con lo anterior este indicador de posición cuenta con una cuña de acero manufacturada en un acero estructural S235JR+AR (ASTM A-238 tipo C), que es un acero con bajo contenido de carbono con un 0.17% como máximo, siendo entonces un acero para aplicaciones de baja y media tensión dando un buen comportamiento magnético.

Este sensor de posición angular puede trabajar de 0 a 30V, por lo cual se trabajó a 24V, quedando a modo de los demás componentes del sistema que ya se han mencionado con anterioridad. Este sensor tiene la posibilidad de sensar desde un rango de 45° hasta uno de 360°, lo cual nos daba posibilidad de tener lecturas sobre todo el rango establecido desde el principio con una amplitud de 170°, yendo desde los -110° hasta los 60°. Además, cuenta con dos switches reprogramables, los cuales fueron usados para la definición de los límites de funcionamiento del sistema, dejándolos como el switch uno a la posición de abatimiento del sistema y al switch dos como indicador del final de cerrera correspondiente a los 60° en el ángulo horario para cada día. La precisión de este sensor especificada por el fabricante es de $\pm 0.25^\circ$, lo cual representaría un minuto de adelanto o atraso en el seguimiento del sol que es el movimiento a analizar.

La respuesta de este sensor son lecturas de corriente con un comportamiento lineal, por lo que se acopló a un conversor de corriente a voltaje para así obtener las lecturas directas de voltaje en el programa de control. Este efecto generó un rango lineal de 0 a 3 volts debido al tipo de convertidor usado. Por tal motivo, se volvió sencillo el conocer la posición del sistema con este sensor después de hacer una relación entre el ángulo y el voltaje de las lecturas.

2.5. Control con pulsos del actuador

Para el control del sistema de concentración considerando la tercera forma desarrollada para conocer la posición del canal parabólico, se usó el conteo de los pulsos del motor con el que cuenta el actuador lineal instalado. Estos pulsos no son mas que la apertura y cierre de un switch que hace un ciclo de 71 aperturas para un desplazamiento de dos pulgadas en el actuador. Este interruptor de apertura y cierre viene disponible en el actuador como tal, por lo cual, no fue necesaria la implementación de otro componente para su conteo.

El circuito interno del actuador se muestra en la Fig. (2.11), donde es posible ver que, el interruptor donde se deseaban hacer las cuentas es el mismo para la extensión y retracción del actuador, lo cual generaba un conflicto en el momento que tuviera que retroalimentar la correcta posición del canal. Este efecto se vería como que el código no sería capaz de identificar si las cuentas deben ser ascendentes o descendentes y, por tanto, no llegaría a un correcto posicionamiento. Para eliminar tal defecto se realimentó con la polaridad de las terminales del motor, donde si es posible identificar la combinación de estos para un giro del sistema hacia el este o hacia el oeste.

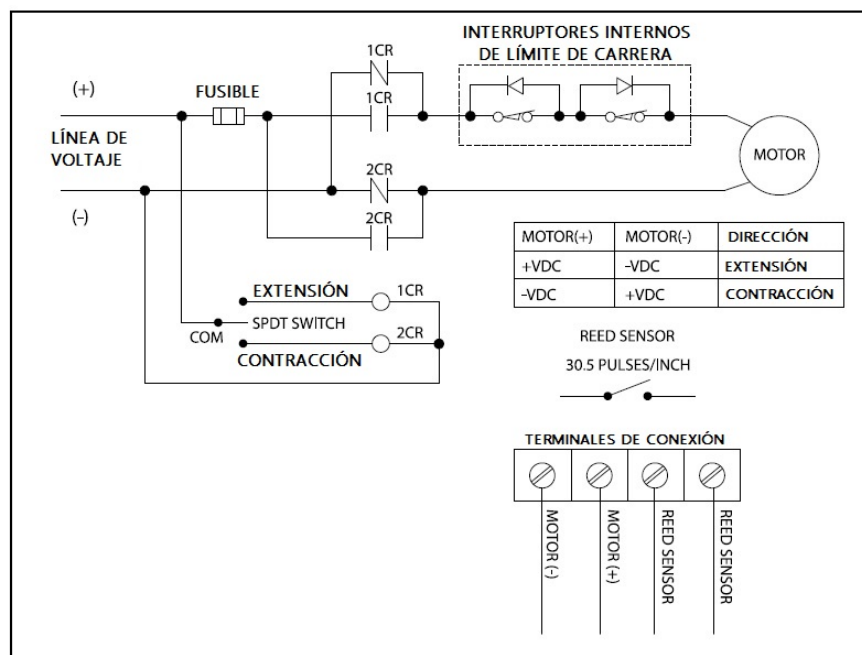


Figura 2.11: Circuito interno del actuador lineal

Dichos cambios se consideraron y se contemplaron para el desarrollo de esta forma de control con el fin de tener un confiable posicionamiento. La lógica del programa se presenta en la Fig. (2.12), dejando en claro la toma de información para el sentido de giro del canal y así decidir si hacer resta o suma en el conteo.

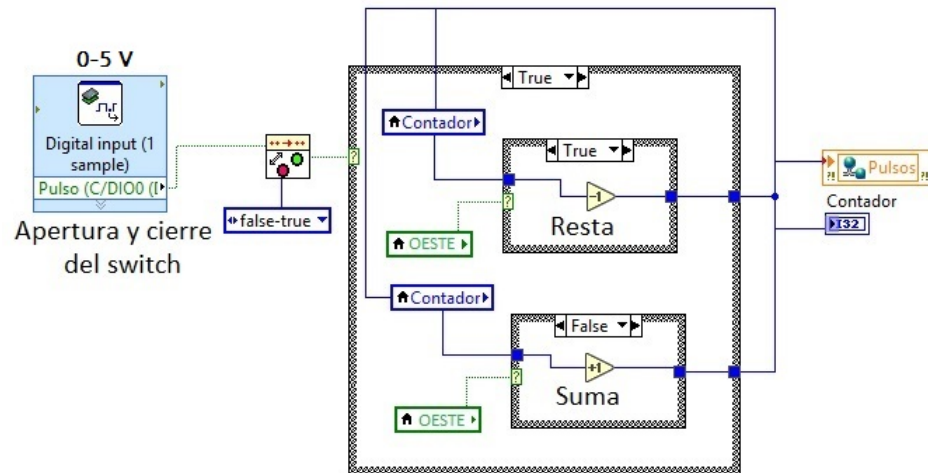


Figura 2.12: Esquema de la lógica del programa con pulsos

En el esquema se puede ver que la señal de entrada es un canal digital trabajando a 5V y 0V; por tal motivo se maneja como una variable con solo dos posibles valores y se toma a uno como verdadero y al otro como falso para la realización del conteo o no. Después si el valor de la señal proveniente del switch es verdadero, entonces se decide con el valor verdadero o falso del giro hacia el sentido oeste si se suma o se resta la unidad a los pulsos dejando un nuevo valor para esa variable y otorgando la lectura de los pulsos contabilizados.

2.6. Ojo óptico

Teniendo los tres sensores para la posible retroalimentación de la posición del sistema de concentración de canal parabólico se implementó una mirilla u ojo óptico con un grado de libertad. Este ojo óptico está conformado por un par de fotorresistencias (LDR, light-dependent resistor), que hacen una comparación de luminosidad para el reacondicionamiento de la posición, de tal manera que, este dispositivo fuera capaz de hacer menor la deriva en la respuesta del sistema de seguimiento en cualquiera de las tres maneras de control ya implementadas.

Este nuevo dispositivo de corrección fue desarrollado pensando en que fuera capaz de ser usado en cualquier parte de la superficie terrestre. Por tal motivo, cuenta con la posibilidad de ajustar su ángulo de inclinación que va de acuerdo con la latitud del lugar. Además, este dispositivo contempla el efecto de la nublosidad que se pueda presentar durante el funcionamiento del mismo. Esto se logra con un control sobre las lecturas tomadas en cuanto a la luminosidad que reciben las fotorresistencias, descartando lecturas de baja luminosidad.

La diferencia entre las dos fotorresistencias es sumada al ángulo en el que debe de posicionarse el sistema, por lo que, se corrige la posición del mismo contemplando las lecturas de este ojo óptico, logrando así reducir la deriva entre la posición requerida para un correcto seguimiento y la posición real del canal parabólico. Se muestra en la Fig. (2.13) el modelo de ojo óptico usado mostrando algunas de sus principales características.

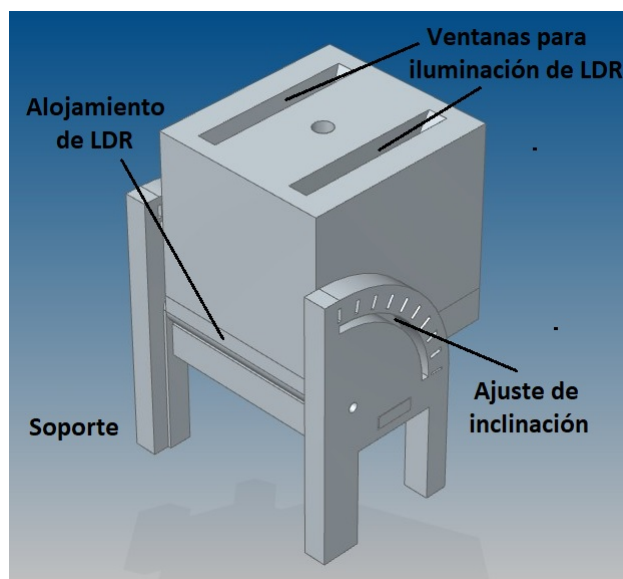


Figura 2.13: Modelo del ojo óptico diseñado

2.7. Evaluación del sistema de control para el seguimiento

La forma de evaluar la respuesta de los diferentes transductores en el sistema de seguimiento radica esencialmente en el principio básico de que, si se tiene un correcto posicionamiento del canal parabólico para cada instante, entonces la imagen proyectada por el colector siempre sería incidente sobre el eje focal del cilindro parabólico. De acuerdo con esto, para conocer si el sistema presenta un buen seguimiento bastaría con medir el desfase entre la imagen proyectada con el eje focal del sistema. Sin embargo, observar este efecto sobre el absorbedor resulta no ser tan sencillo al ser una superficie curva, por lo que se decidió proyectar la imagen sobre una superficie plana y a esta a su vez ubicarla sobre el eje de simetría del perfil parabólico, haciendo coincidir al eje focal con el plano.

Esta superficie plana se diseñó con el objetivo de poder apreciar de buena manera a la imagen proyectada, por tal motivo se decidió que fuera una superficie Lambertiana, que debido a sus características ópticas permite la reflexión de la radiación incidente de manera uniforme en todas las direcciones. Además, con ayuda de esta superficie plana; ahora blanco Lambertiano; es posible apreciar en la imagen el desbordamiento en la radiación, por lo que resulta ser útil también para la caracterización óptica del sistema de concentración solar. Cabe mencionar que dicho desbordamiento en la imagen proyectada o radiación incidente sobre el plano es generado por diferentes factores, tales como las propiedades ópticas del material que conforma la superficie reflectiva, otra parte generada por efectos de la atmósfera y por la naturaleza misma de la radiación solar. El diseño de este blanco Lambertiano y la configuración del sistema para la evaluación se describe más adelante, dando un mayor detalle sobre las características de estos.

2.7.1. Metodología para la evaluación

Considerando el principio básico del correcto posicionamiento del sistema de concentración solar, se tiene que la posición ideal de la proyección de la imagen reflejada por el sistema de concentración debe ser incidente sobre el eje focal. De acuerdo con esto, para conocer la respuesta del sistema de control se necesitaba poder apreciar la imagen proyectada e ir recopilando datos sobre la variación en su posición respecto al eje focal del cilindro parabólico. Debido a esto, para la realización de dicha recopilación de datos se decidió usar una cámara de dispositivo de carga acoplada (CCD, charge-coupled device), debido a ciertas cualidades que favorecen a la recopilación de este tipo de información sobre dicha imagen. Estas cualidades y características que ofrece la tecnología de una cámara CCD se explican más adelante.

2. SISTEMA DE CONTROL PARA EL SEGUIMIENTO SOLAR

Teniendo en cuenta que se emplearía una cámara de ese tipo se definió la toma de una imagen no de manera instantánea sino una imagen cada cinco minutos durante las horas de mejor radiación solar, con el fin de tener buenos niveles de luminosidad en la imagen proyectada. Este periodo abarcó desde dos horas antes del medio día solar y dos horas posteriores del medio día solar, que también resultan ser las horas de mayor interés del sistema para el aprovechamiento del recurso solar.

2.7.2. Configuración del sistema para la evaluación

La evaluación de la respuesta de los diferentes transductores empleados se realizó con el control en modo automático, con la metodología y el sistema que a continuación se describen, así como sus componentes. Comenzando por la descripción del sistema diseñado para la evaluación, y describiendo cada uno de los elementos que lo conforman, para entonces posteriormente adentrarnos en la metodología seguida para la evaluación de la respuesta de cada transductor en el sistema. En cada una de estas secciones se describen los componentes usados y su tipo de funcionamiento, así como la correspondiente justificación de cada uno de estos.

2.7.2.1. Superficie para la proyección

El diseño y la construcción del blanco Lambertiano se realizó en una placa de acero al carbono, con dimensiones de 250x2440 milímetros, colocada sobre una estructura a base de perfil de aluminio, que a su vez fue contemplada para que pudiera tener la posibilidad del ajuste lineal en los tres ejes y entonces así poder hacer un buen posicionamiento del blanco sobre el eje focal. El diseño del blanco Lambertiano se muestra en la Fig. (2.14).

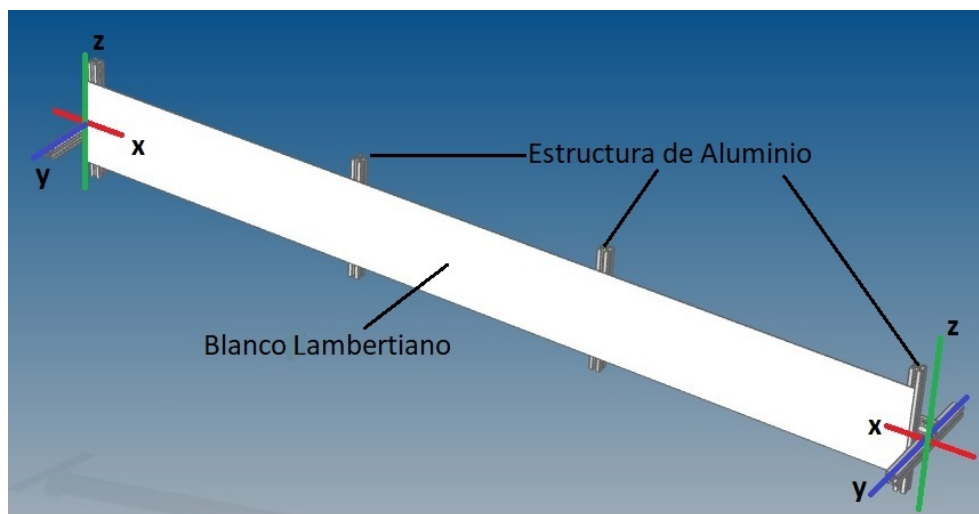


Figura 2.14: Diseño del blanco Lambertiano

2.7 Evaluación del sistema de control para el seguimiento

Haciendo uso de la opción de ajuste del sistema de evaluación, se posicionó de manera precisa sobre la mitad de la apertura del cilindro parabólico, lugar que corresponde al centro del absorbedor y que también es correspondiente al eje focal del sistema. Para el correcto posicionamiento del blanco sobre el eje focal se generaron dos posicionadores de centros, los cuales fueron colocados sobre los soportes del tubo absorbedor, y a estos se les colocó un hilo tiralíneas lo suficientemente tenso, visualizando el centro del tubo absorbedor que a su vez es correspondiente al eje focal. Teniendo la referencia del eje focal fue posible hacer el ajuste de la posición del blanco Lambertiano asegurando su correcta ubicación.

Este arreglo para la evaluación del sistema de seguimiento fue acoplado y fijado a la estructura del canal parabólico tal y como se muestra en la imagen de la Fig. (2.15). Esto con el objetivo de que no se presentaran deformaciones en la superficie del blanco durante el funcionamiento del sistema de seguimiento. La imagen mostrada corresponde a la construcción ya realizada y posicionada adecuadamente, siendo así como se realizó la evaluación del sistema de seguimiento.



Figura 2.15: Diseño del blanco Lambertiano

2.7.2.2. Cámara CCD

La elección de una cámara de este tipo es principalmente que cuenta con una mayor eficiencia cuántica, es decir, que tiene un mayor rango o número de fotoelectrones generados en cada pixel por cada fotón de luz que choca o incide sobre la superficie, que en otras palabras sería que la eficiencia cuántica solo nos dice el porcentaje de luz que puede ser detectada, en este caso por un sensor CCD. La respuesta de este sensor se muestra en la gráfica de la Fig.(2.16), dejando en claro que tiene un mayor espectro de percepción así como una mayor sensibilidad a la luz que el ojo humano y que las fotografías convencionales.

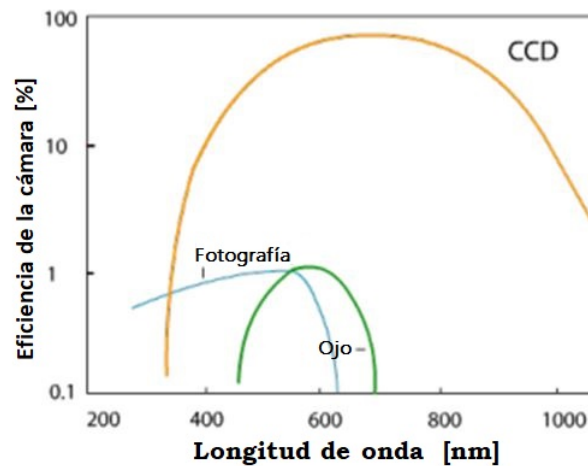


Figura 2.16: Respuesta de un sensor CCD en comparación con el ojo humano

Las cámaras que trabajan con un sensor CCD tienen un circuito integrado, el cual cuenta con una superficie fotosensible situada en una de sus caras. Esta superficie se encuentra dividida en pequeñas cuadrículas de aproximadamente entre 10 y 30 micras, siendo correspondientes a la cantidad de pixeles en la cámara. Esta cuadrícula consta de condensadores rectangulares y tienen la capacidad de detectar la luz incidente sobre cada una de ellas, para entonces así convertirlas en un voltaje correspondiente a la luz recibida. Para la traducción de estos datos en algo más fácil de apreciar, se realiza un barrido de los voltajes correspondientes con la luz percibida y se procede a la digitalización de la imagen, es decir, cada uno de los pixeles se convierte en números binarios para así ser transmitidos a una computadora y mostrar la imagen en la pantalla. La imagen obtenida y digitalizada cuenta con un gran contenido de información sobre cada uno de los pixeles de la imagen, guardando información detallada sobre su posición y sus niveles de luminosidad, por lo que existe una relación bien especificada entre cada pixel y sus fronteras, así como la relación con los elementos que rodean a cada elemento de la cuadrícula de condensadores rectangulares.

La cámara empleada para la recopilación de imágenes es una cámara de la marca Allied Vision de la línea Manta con modelo G-125B que tiene la capacidad de reproducir hasta 31 cuadros por segundo y con una configuración monocromática, lo cual es de gran utilidad para el tipo de imágenes a recopilar, procesar y analizar. La respuesta en cuanto a eficiencia cuántica de esta cámara en particular se muestra en la gráfica de Fig. (2.17), mientras que la cámara se presenta en la imagen de la Fig. (2.18).

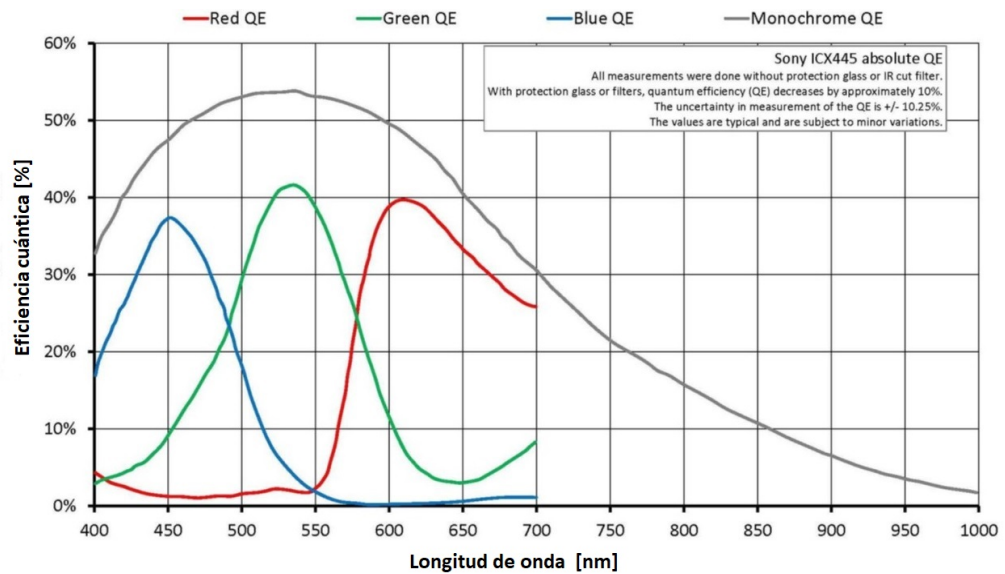


Figura 2.17: Eficiencia cuántica de la cámara Manta G-125B



Figura 2.18: Cámara Manta G-125B

2. SISTEMA DE CONTROL PARA EL SEGUIMIENTO SOLAR

Esta cámara cuenta con su propio software, sin embargo, se usó otro de la marca JAI por las herramientas para la modificación de parámetros de funcionamiento de la cámara misma, tales como el tiempo de exposición y la ganancia en tiempo real, logrando modificar el contraste y la nitidez de la imagen captada. Debido a los altos niveles de luminosidad se tuvieron que implementar filtros solares hasta encontrar la configuración adecuada en la toma de imágenes logrando tener una mejor escala de grises que resulta ser mejor para el procesamiento de las imágenes.

Esta cámara tuvo que ser ubicada a cierta distancia del blanco Lambertiano con el objetivo de poder tener una buena visión del mismo, por lo que se situó a 1.25 metros del eje focal, tal y como se muestra en la Fig. (2.19), dejando así el enfoque de la cámara como una variable de ajuste manual en el mismo lente de la cámara ya con sus filtros colocados.

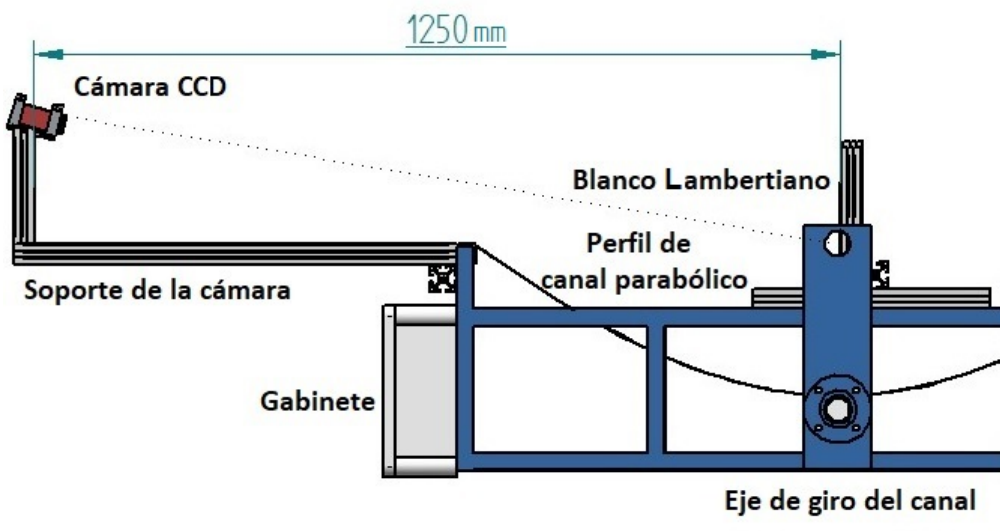


Figura 2.19: Disposición de la cámara en el sistema

La montura de la cámara fue situada de tal manera que permitiera hacer un barrido completo del desbordamiento de la imagen proyectada por la superficie reflectiva del concentrador solar sobre el blanco Lambertiano. Por tal motivo, la cámara tuvo que ser situada con un ángulo de inclinación respecto al blanco Lambertiano, es decir, no se dejó perpendicular al plano Lambertiano tal y como se aprecia en la Fig. (2.19). Este efecto genera una distorsión en la imagen por el cambio de perspectiva, sin embargo, las imágenes se recalibran con ayuda de software para el procesamiento de las mismas; por lo que deja de ser factor la distorsión de la imagen por no tener perpendicularidad con el plano Lambertiano, permitiendo así un correcto procesamiento de las imágenes tomadas.

La existencia de un ángulo de inclinación respecto al blanco Lambertiano obligó a tener la necesidad de diseñar una montura para este elemento, con la cual pudiera cumplir esa función de inclinación. Debido a esto se decidió situarla sobre una rótula comercial con ayuda de una base diseñada y fabricada con impresión 3D. El diseño de la base para la cámara se realizó considerando varios factores, principalmente el acople de dos elementos que en un inicio no eran compatibles y obviamente sin comprometer el funcionamiento de la cámara CCD. De acuerdo con esto, el diseño fue realizado considerando la disipación de calor de la cámara, así como la no existencia de juego mecánico o efectos de cambio de temperatura en la estructura de la base misma. La base diseñada se muestra en la Fig. (2.20), mostrando el armado y el ensamble de la configuración final. Mientras que en la Fig. (2.21), se muestra el modelo real ya terminado y listo para su colocación sobre la estructura del canal parabólico.

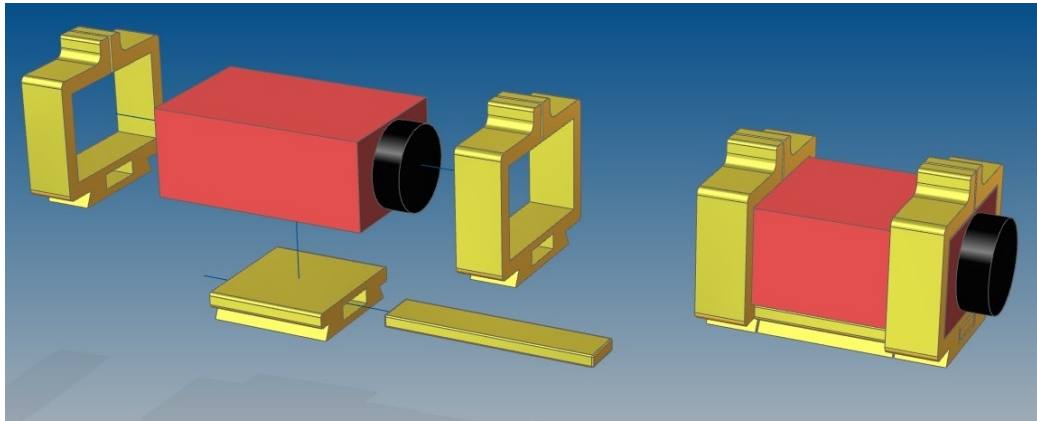


Figura 2.20: Diseño del soporte de la cámara CCD G-125B



Figura 2.21: Soporte fabricado para la cámara CCD G-125B

2.7.3. Procesamiento de imágenes

Para el procesamiento de las imágenes recopiladas se utilizó el software de National Instruments llamado Vision Assistant con la versión 2014, en el cual es posible hacer la calibración sobre la perspectiva con una sola rutina para todas las imágenes cargadas. Esta calibración nos deja las imágenes como si las estuviéramos viendo de manera perpendicular al plano de la superficie del blanco Lambertiano y listas para su procesamiento. En la Fig. (2.22), se muestra una imagen de ejemplo sobre el antes y después de la calibración empleada para la corrección de perspectiva de la imagen tomada.

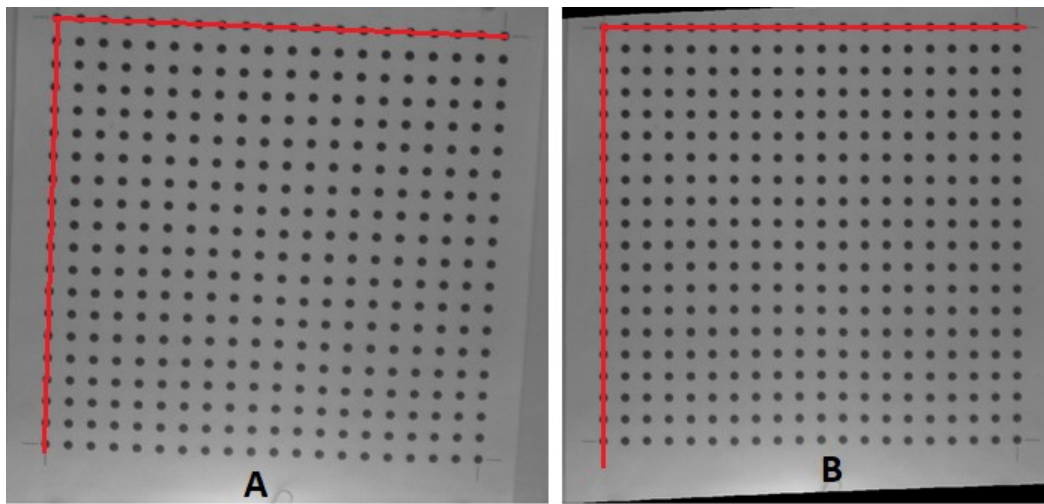


Figura 2.22: Corrección de perspectiva en las imágenes. A) Antes y B) después de la calibración

Esta calibración para las imágenes realizada con software, además de corregir la perspectiva de la cámara con respecto al plano, también muestra la corrección del ángulo de inclinación de la cámara, dejándonos una correcta alineación de las imágenes tomadas con su reacomodo de píxeles con su información correspondiente.

Una vez que se tuvo la calibración correspondiente para las imágenes tomadas, se procedió a cargar las mismas al programa para su procesamiento. Las imágenes muestran la proyección de la radiación solar del sistema de concentración, por lo que fueron tomadas sobre el blanco Lambertiano. Estas imágenes se recopilaron con ayuda de varios filtros posicionados sobre el lente de la cámara, así como la modificación con software de los parámetros de funcionamiento de la misma, tales como el tiempo de exposición y la ganancia, con el fin de lograr obtener imágenes dentro del rango necesario para su análisis. Por consiguiente, se obtuvieron imágenes como la de la Fig.(2.23), la cual es favorable para su procesamiento puesto que no satura los niveles en escala de grises y resulta posible estudiar las zonas de interés.

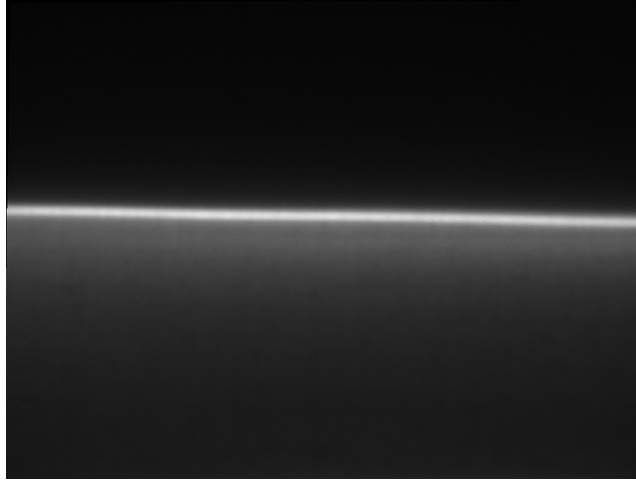


Figura 2.23: Imagen para la evaluación del sistema de seguimiento

Teniendo las imágenes con la corrección de perspectiva y los niveles adecuados en escala de grises, entonces se procedió en hacer una discriminación sobre los píxeles de acuerdo a su nivel de luminosidad o a su grado escala de grises, dejando fuera del análisis a los que contaban con nivel menor a uno establecido. Esto debido a que, la mayor brillantez en la imagen corresponde al área de máxima concentración solar y que a su vez resulta ser la zona de la imagen que se desea hacer incidente sobre el absorbedor, o en este caso sobre el eje focal del perfil parabólico. Una muestra de la discriminación en los píxeles se muestra en la imagen de la Fig.(2.24), donde es posible apreciar a la imagen original con su correspondiente después de la discriminación de píxeles de baja luminosidad por lo que nos quedamos con una sola franja que representa el mayor nivel de radiación en la imagen proyectada por el concentrador solar.

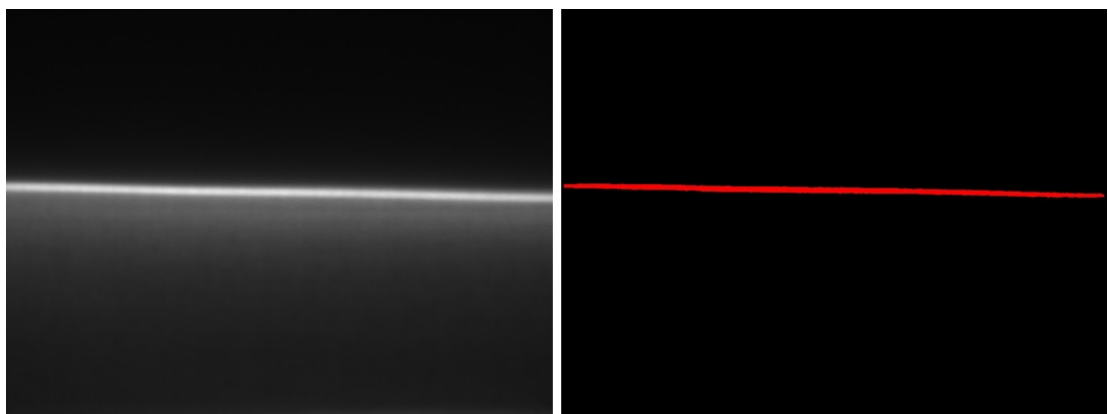


Figura 2.24: Imagen original y su correspondiente después de la discriminación de píxeles

2. SISTEMA DE CONTROL PARA EL SEGUIMIENTO SOLAR

Una vez tomando en cuenta solamente a los pixeles de mayor luminosidad se procedió a que el software calculara el centroide de cada una de las imágenes, obteniendo así una referencia en coordenadas para la mancha de luminosidad, esta imagen es mostrada en la Fig.(2.25). Este centroide muestra variación en ambos ejes al pasar de una imagen a otra, es decir, presenta variación en el eje X y en el eje Y. Sin embargo solo se tomó la variación en el eje Y, correspondiente a la posición vertical y por tanto la que muestra la variación con respecto al eje focal que es nuestra referencia.

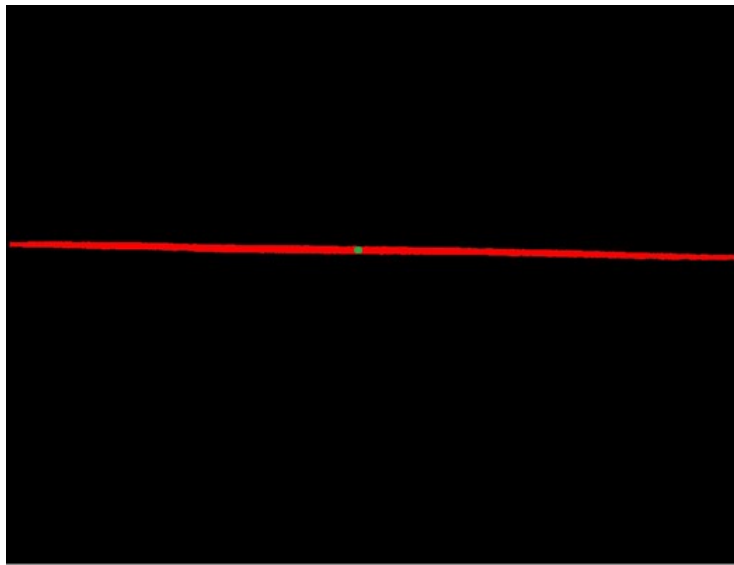


Figura 2.25: Perfil de mayor nivel de concentración con centroide

Posteriormente haciendo la corrida de todas las imágenes, se obtienen las coordenadas del centroide de cada imagen tomada, respetando el orden en que fueron tomadas por lo que se mantiene una secuencia para la variación de la posición de la imagen proyectada. Como paso final se realiza la comparación de la ubicación de los centroides de cada una de las imágenes con el centroide de referencia, que es el que indica la posición del eje focal. Por tal motivo, fue posible conocer el comportamiento del sistema en lapsos de cinco minutos a lo largo de las horas de mayor radiación solar.

Este proceso se realizó para cada uno de los transductores empleados en el sistema de seguimiento, por lo que, se conoció la respuesta del comportamiento de cada uno de estos. Estos resultados se analizaron y entonces fue posible elegir al transductor que permite un mejor funcionamiento del sistema. Este mejor funcionamiento consiste en presentar menor variación o menor deriva respecto al eje focal, el cual es la posición ideal incidente para la proyección de la radiación solar concentrada.

Una vez que se encontró cual transductor otorga una menor deriva se hizo la misma metodología de toma de imágenes para el sistema de seguimiento usando ese sensor y con la implementación del ojo óptico para entonces así poder apreciar la contribución de este complemento óptico de ajuste. Los resultados de todas las pruebas realizadas se muestran en la siguiente sección, donde se muestran los comportamientos del sistema correspondiente a cada transductor.

2.7.4. Resultados del sistema de seguimiento

En esta sección se muestran los resultados obtenidos sobre la respuesta de cada transductor empleado para el sistema de seguimiento solar. En consecuencia, es posible analizar el comportamiento completo del sistema de seguimiento con cada una de las tres diferentes opciones usadas en la realimentación sobre la posición real del sistema. De acuerdo con esto, se consideran las tres posibilidades en cuanto al transductor a usar en el sistema de control; la opción con el uso del acelerómetro; la realimentación de la posición real con un sensor electromagnético de efecto Hall; y el conteo de los pulsos provenientes del motor con el que cuenta el actuador.

La metodología seguida, así como los elementos usados para la evaluación de los sistemas de seguimiento ya ha sido explicada en secciones previas a esta de resultados, por lo que, ahora solo se muestran datos obtenidos sobre la posición de la imagen proyectada sobre el blanco Lambertiano y con los cuales fue posible calcular la deriva que presenta cada uno de los transductores de acuerdo con una referencia tomada, que en este caso es el eje focal del canal parabólico.

Se comienza por presentar los datos obtenidos de posición correspondiente a las coordenadas del centroide de cada una de las imágenes tomadas, con el fin de conocer la posición del sistema de concentración solar en determinado instante con respecto a la referencia establecida. Se presentan las dispersiones de puntos en la Fig. (2.26), donde cada punto representa la coordenada Y de la posición del centroide de la imagen proyectada sobre el blanco Lambertiano en un determinado instante.

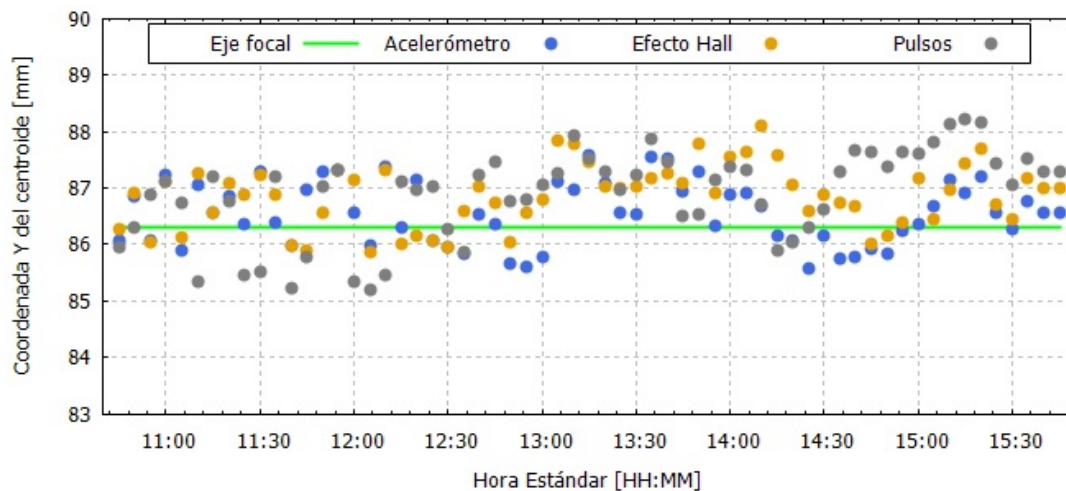


Figura 2.26: Variación de la posición del centroide de la imagen proyectada por el sistema de concentración solar

Se muestran los datos recopilados para los tres transductores empleados para el seguimiento solar, dejando en claro la diferente respuesta de estos en el sistema de seguimiento. En esta dispersión de puntos se puede observar la variación de la proyección de la imagen, quedando por encima o por debajo del eje focal del canal parabólico, la cual es la posición ideal y por tanto de referencia.

En esta dispersión de puntos mostrada en la Fig. (2.26), no es tan sencillo observar la variación en el desfase para la posición real con la posición ideal del sistema, por lo que es necesario realizar el cálculo de la deriva de cada uno de estos transductores. Esta deriva es calculada como el valor absoluto de la diferencia entre la posición capturada con la referencia establecida, es decir, representa la separación entre la posición de cada instante y la posición ideal de referencia. Por tal motivo, se llega a las curvas que describen la variación de la deriva para cada sensor durante el periodo de funcionamiento establecido. En estas curvas que son presentadas en la Fig. (2.27), resulta posible apreciar una diferencia más notoria en su funcionamiento y entonces así poder elegir a uno de estos como el de mejor desempeño.

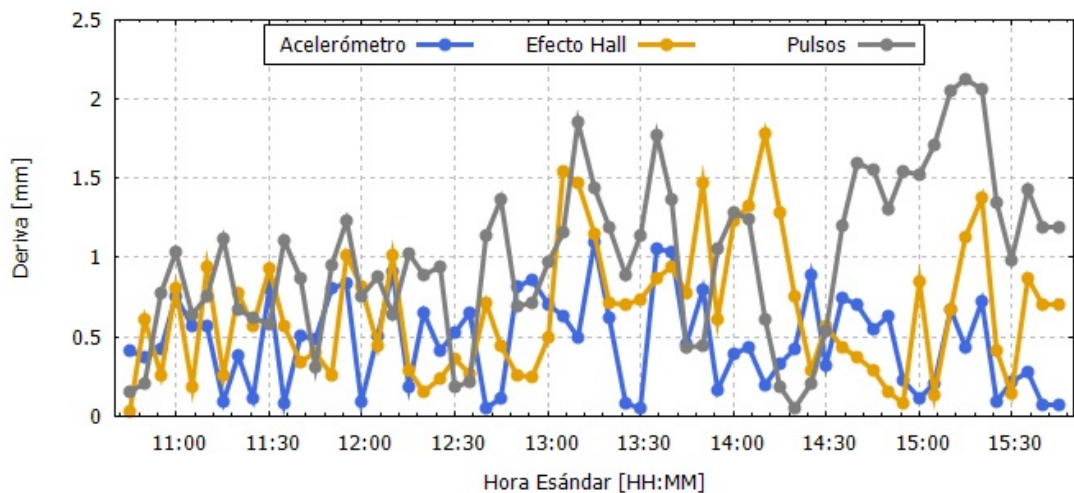


Figura 2.27: Deriva en la respuesta de cada transductor empleado en el sistema de seguimiento

Con base en los resultados obtenidos se hizo el análisis correspondiente para cada una de las respuestas por parte de los transductores, con lo que fue posible definir que el de mejor desempeño mostrado es el acelerómetro. Este transductor presentó una media menor a la de las otras dos maneras de controlar el sistema de seguimiento. Además, presentó un comportamiento más consistente y de mayor constancia en cuanto a su variación respecto a la referencia.

2. SISTEMA DE CONTROL PARA EL SEGUIMIENTO SOLAR

De acuerdo con todo lo antes explicado, posteriormente de conocer al transductor que presenta mejor respuesta se le hace la implementación del ojo óptico con un grado de libertad, esperando mejorar la respuesta del sistema de seguimiento al disminuir su deriva y así asegurar una mejor proyección de la imagen sobre el eje focal. Por tal motivo, a continuación se muestran los resultados obtenidos sobre la respuesta del sistema de seguimiento trabajando con el acelerómetro y con el ojo óptico como elemento de corrección óptica.

De igual manera se presenta primero la dispersión de puntos sobre las coordenadas del centroide obtenido con el procesamiento de las imágenes en la Fig. (2.28), donde es posible notar una menor dispersión en los puntos con respecto al eje focal de referencia, así como una ligera tendencia a mantenerse por encima del mismo.

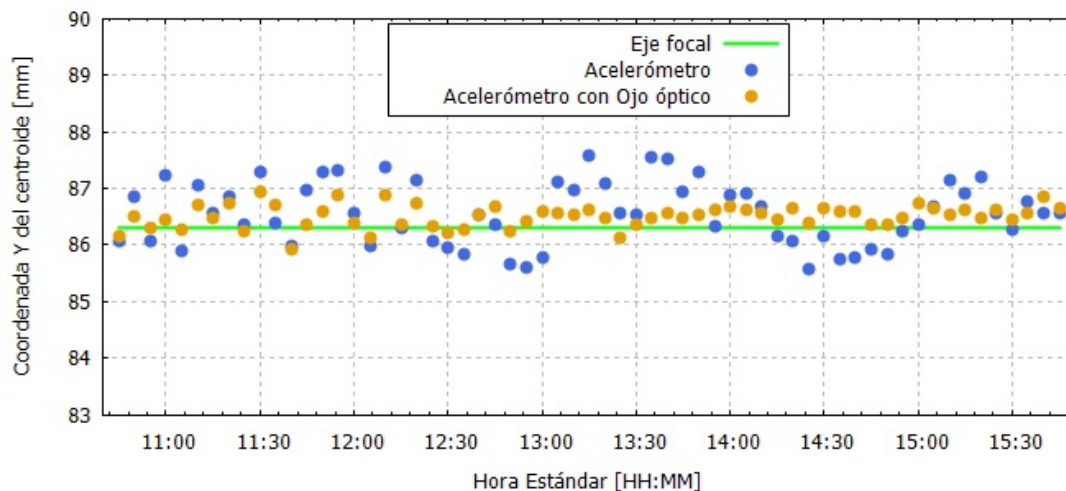


Figura 2.28: Comparación de la respuesta del acelerómetro con y sin la implementación del ojo óptico

Posteriormente se hizo el cálculo de la deriva de la misma manera que en el análisis previo a la implementación del ojo óptico, es decir, se calculó como la diferencia entre la posición del centroide obtenido y la referencia del eje focal. Por lo que, se obtiene el conjunto de datos con los que se generan las curvas de la Fig. (2.29), que se muestra a continuación.

Con ayuda de la gráfica es posible apreciar que la implementación del ojo óptico ayuda a la disminución de la deriva, pasando de una deriva de promedio de 0.47 mm a una deriva promedio de 0.25 mm, es decir a casi la mitad. Lo cual, para fines prácticos resulta ser una deriva sumamente pequeña, dando la posibilidad de decir que se desarrolló un buen sistema de seguimiento. Además, resulta tener poca variación en su

sistema de seguimiento así como una retroalimentación regulada con la señal PWM, donde esta es la que define el ciclo de trabajo para el motor, haciendo un movimiento más suave y no se presenta gran influencia de la inercia del sistema de concentración solar en el sistema de seguimiento solar.

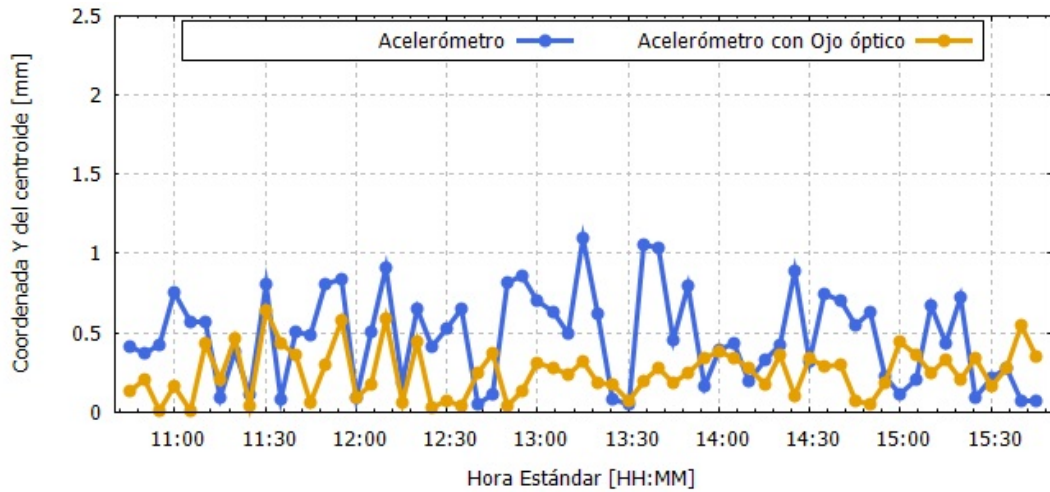


Figura 2.29: Deriva generada por el acelerómetro con y sin la implementación del ojo óptico

Caracterización óptica

3.1. Tipos y metodologías de caracterización óptica

La caracterización óptica resulta no ser una actividad trivial puesto que existen muchos factores que se deben de cuidar para la realización de dicha tarea. Estos factores son principalmente el tamaño de las construcciones, así como de cada componente; además, existe la necesidad de un buen manejo de todos los componentes del sistema de concentración solar, puesto que en muchas ocasiones son materiales de elevado costo y delicados, por lo que, deben ser manejados con un gran cuidado para no alterar sus propiedades ópticas. Aunado a todo esto, las superficies a analizar en muchas ocasiones; si no es que en todas; se encuentran colocadas o fijadas sobre estructuras de soporte con tornillería, lo cual ya genera diferencias entre el modelo teórico y el real por cuestiones de manufactura, causando así errores sobre la óptica del sistema.

Las metodologías existentes tienen que ser capaces de aplicarse desde entornos controlados hasta aplicaciones industriales, por lo que resulta necesario que estas metodologías sean de buena precisión, de bajo costo y sobre todo que tengan la facilidad de implementarse tanto en sistemas pequeños como en los de mayor escala.

A lo largo de la historia se han desarrollado metodologías para la caracterización óptica, las cuales han ido evolucionando con la ayuda de la implementación de herramientas tecnológicas cada vez más avanzadas que brindan mejores resultados a dicha tarea. De las principales herramientas que apoyan a la caracterización óptica son los sistemas de cómputo y las nuevas tecnologías para la adquisición de imágenes con información detallada, permitiendo con esto la realización de mediciones más precisas y la obtención de datos sobre las superficies de una manera más detallada.

3. CARACTERIZACIÓN ÓPTICA

3.1.1. Técnicas de caracterización óptica de baja precisión

Las primeras metodologías desarrolladas partieron de los métodos para la óptica formadora de imagen, es decir, fueron diseñadas para cuantificar la desviación correspondiente a la imagen de muestra con respecto a la imagen ideal que debería obtenerse en el sistema. Sin embargo, en los concentradores solares la tarea principal no es la formación de imagen, sino el incremento del flujo radiativo. Por tal motivo, se tuvieron que modificar dichas metodologías, siendo una de las primeras desarrollada por Speyer [27], que empleo una técnica para la evaluación directa del factor de concentración. Esta técnica básicamente consiste en exponer papel fotográfico sobre la región de concentración para entonces medir la densidad de luz sobre el mismo y comparando con otro papel fotográfico expuesto a la radiación directa.

Otra de las primeras técnicas y más básicas es la modelación con trazadores de rayos, la cual genera un análisis del flujo que finalmente incide sobre el absorbedor en el que se desea concentrar la radiación solar. Existen varios trazadores de rayos que fueron desarrollados aproximadamente en los años 1970, debido al proyecto de una torre central en Estados Unidos llamada Solar One ubicada en el desierto de Mojave. En una revisión sobre los trazadores de rayos existentes realizada por García [4], se dice que estos han sido modificados con respecto a sus originales, pero en baja medida. Esta variedad de software para trazado de rayos se muestra en la Tabla (3.1).

Metodología	Autor	Tecnología	Método
SolTrace	NREL	Todos	Monte Carlo
Tonatiuh	CENER	Todos	Monte Carlo
STRAL	DLR	Helióstato	Monte Carlo
HFLCAL	DLR	Helióstato	Convolución
Tonalli	UNAM	Horno Solar	Convolución

Tabla 3.1: Software existentes y disponibles para la elaboración de modelos de simulación de trazado de rayos de la mancha solar concentrada

El trazado de rayos básicamente modela la interacción de los rayos que provienen de una cierta fuente; en este caso el Sol; y que resultan ser incidentes sobre el absorbedor donde se desea realizar la concentración. Las metodologías de modelación para la solución en los trazadores de rayos se explican en una sección posterior en este trabajo. En cuanto a la caracterización óptica con modelos de trazado de rayos, se tiene que una vez teniendo los rayos incidentes sobre el absorbedor se genera una serie de imágenes correspondiente a las distribuciones de irradiancia del lugar para entonces iterar variando los parámetros del material reflectivo hasta lograr ajustarlo a la distribución real en el sistema. Esto ayudaría a poder definir un error global del sistema.

3.1.2. Tipo Hartmann

Este tipo de pruebas se encuentra sustentado básicamente en la observación de los rayos de luz que son reflejados sobre un espejo en diferentes direcciones, buscando detectar las desviaciones que la superficie reflectiva ocasiona. Se genera una malla de rayos láser y se hace un muestreo sobre el espejo a emplear para posteriormente evaluar la desviación que se presenta respecto a las direcciones ideales.

Existe una prueba llamada prueba clásica de Hartmann [15] que se basa en el uso de una pantalla con orificios dispersos en su extensión, donde esta es situada frente a la superficie reflectiva que está siendo analizada. Se muestra en la Fig. (3.1) un esquema básico de este método. Posteriormente se hace pasar un haz de luz con ayuda de lámparas generando así una malla discreta de puntos sobre el absorbedor. La malla de puntos generada es posible de comparar con la malla original con la que debería de coincidir si se tuviera una óptica perfecta en el sistema de concentración solar.

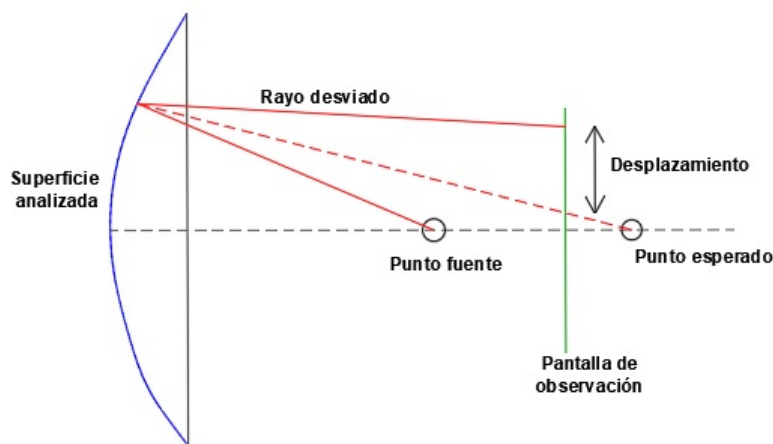


Figura 3.1: Esquema de método de Hartmann clásico

También se desarrollaron técnicas con rayos láser, los cuales se pueden encontrar en diferentes configuraciones. Una de estas se basa en la proyección del láser sobre la superficie reflectiva para entonces poder comparar el rayo reflejado con la trayectoria ideal, la cual es obtenida mediante las leyes de reflexión de la luz. Finalmente, los datos son procesados mediante un ajuste elaborado por el método de mínimos cuadrados a una superficie tridimensional teórica para entonces así poder obtener la desviación que genera la superficie. Existen más técnicas de caracterización que emplean láseres, sin embargo, lo que cambian son las configuraciones, pero el principio de funcionamiento básico es más o menos el mismo.

3. CARACTERIZACIÓN ÓPTICA

3.1.3. Métodos intrusivos

Esta es una técnica de medición en la que se obtienen las propiedades geométricas de un determinado objeto mediante la obtención de imágenes teniendo una medición patrón de calibración del arreglo. Este tipo de análisis para la caracterización óptica de concentradores solares resulta ser aplicable solamente a sistemas de baja y mediana escala como canales parabólicos o discos parabólicos, debido a la necesidad del llenado de marcas de referencia sobre toda la superficie reflectiva.

Un ejemplo de esta técnica se empleó en un análisis de un canal parabólico. Este análisis fue realizado por Pottler [14], donde utiliza este principio colocando un patrón de puntos de referencia sobre la superficie de material especular para después hacer la toma de imágenes desde diferentes orientaciones con respecto a la superficie que está bajo análisis. Al tener el patrón de puntos original y contar con las imágenes tomadas del sistema es posible conocer las propiedades geométricas del mismo debido a la variación del patrón, es decir, se evalúan las separaciones que se generan entre los puntos y establece las deformaciones de la superficie reflectiva. Un ejemplo de malla de puntos de referencia como la que se coloca sobre la superficie reflectiva se muestra en la Fig. (3.2).

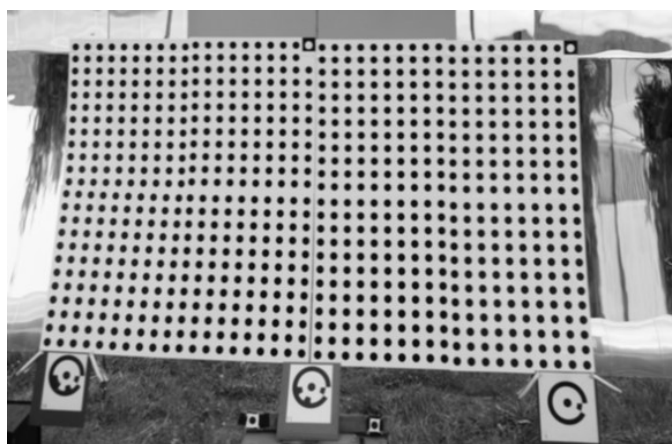


Figura 3.2: Puntos de referencia sobre un concentrador parabólico para la realización de fotogrametría

Existen factores importantes que hay contemplar para la implementación de esta técnica, siendo estos tales como que se debe de contar con una cámara de alta resolución y que sea capaz de modificar su contraste, puesto que se requiere poder observar claramente a cada uno de los puntos. Además, de la elección de un software apropiado para el procesamiento de las imágenes como pueden ser Autodesk, Image Modeler o Photo Sketch; debido a que cada uno de estos podría prestarse mejor para un estudio en particular.

3.1.4. Observador a distancia

Este método fue diseñado por Stynes [8], para la caracterización de sistemas concentración solar de cilindro parabólico. Este método se basa en la reflexión producida por el tubo absorbedor sobre la superficie reflectiva del sistema, de tal manera que, si se posiciona el observador a una cierta distancia en la misma dirección que la incidencia de los rayos, este podrá observar la imagen del tubo absorbedor proyectada sobre la superficie de material reflectivo. Este proceso se realiza a diferentes distancias hasta lograr cubrir el área de apertura del colector con la imagen proyectada del tubo absorbedor, ya que a mayor distancia la imagen se aprecia más grande, logrando así apreciar donde la imagen no corresponde a la esperada. Este efecto se puede apreciar en la imagen de la Fig. (3.3), donde se ve que la imagen del absorbedor sobre la superficie reflectiva se ve distorsionada.

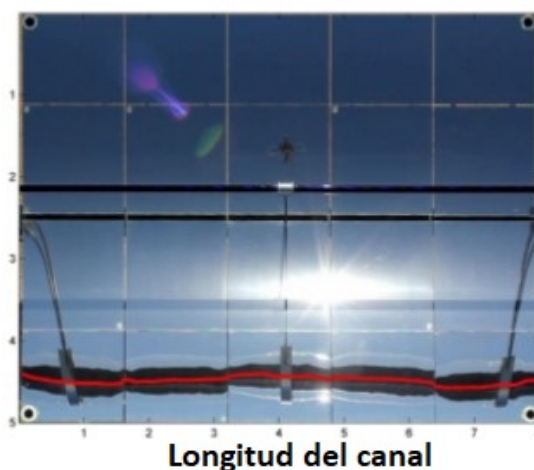


Figura 3.3: Proyección del absorbedor sobre la superficie reflectiva

Mejorando este tipo de caracterización se sustituye al observador por una cámara digital y se realiza el mismo procedimiento, es decir, se va variando la distancia de observación. Posteriormente se realiza un análisis de las imágenes con ayuda de software para la obtención cuantitativa del factor de interceptación del sistema, que no es más que el porcentaje de rayos que impactan sobre el absorbedor.

Esta técnica parece sencilla, pero presenta algunos inconvenientes entre los cuales están el hecho de que en muchas ocasiones para lograr cubrir el área de apertura del colector con la imagen proyectada del absorbedor se requiere de una distancia de observación demasiado grande, lo cual resulta no ser tan factible en instalaciones donde no se cuenta con el espacio para tal tarea. Otra dificultad de este método es la necesidad de una cámara capaz de brindar imágenes confiables desde distancias grandes, lo cual repercute de manera directa en el costo.

3.1.5. Reflexión de patrones

En este tipo de método se hace uso de pantallas planas que sirven como objetivos (targets). Estas pantallas planas se encuentran cubiertas de marcas correspondientes a diferentes patrones geométricos, con el fin de poder reflejar estas sobre la superficie specular y ser analizadas con ayuda de cámaras digitales CCD. La diferencia entre los patrones originales o de referencia y los obtenidos con las imágenes recopiladas establecen los errores o defectos con los que cuenta la superficie. Posteriormente se modificó esta técnica al sustituir los patrones de figuras por patrones de figuras, pero en diferentes colores, lo cual facilitaba el proceso de análisis por la mejor identificación de los mismos. Estas dos técnicas antes descritas fueron desarrolladas por Moreno Oliva [19] y por Beltrán y Díaz [22] respectivamente, este segundo se puede visualizar en la Fig. (3.4).

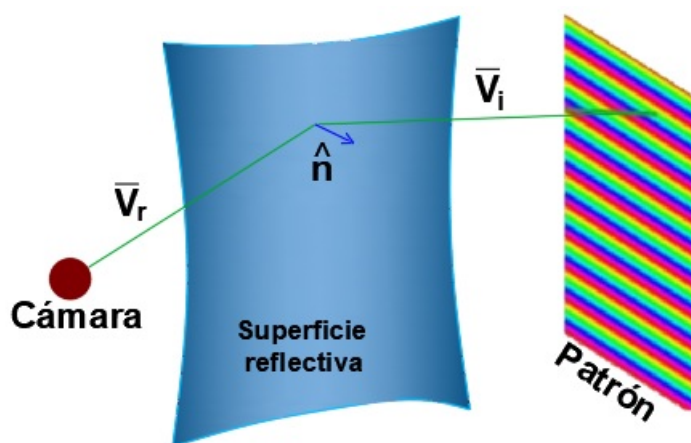


Figura 3.4: Esquema del método de reflexión de patrones no estructurados con patrón de colores codificados

Otra técnica que puede ser considerada como de reflexión de patrones estructurados es una en la que se colocan barras de colores impresas sobre una placa plana que funciona como blanco. Entonces la proyección de estas barras sobre la superficie reflectiva se observarán franjas distorsionadas, dejando con eso evidencia sobre los defectos de la superficie. Este ejercicio se realiza tanto con barras o franjas horizontales como verticales para así lograr tener una mejor descripción de la superficie en cuestión. Cabe mencionar que este método tiene serias complicaciones debido a que el blanco con las franjas de colores tiene que posicionarse muy cerca o incluso en el foco del sistema y la cámara CCD a una gran distancia del mismo, con lo cual en ocasiones resulta complicado por las interferencias de objetos que se podrían llegar a presentar.

3.1.6. Reflexión de luz estructurada

Esta técnica tiene más o menos la misma lógica que el método anterior de patrones estructurados, solo que en este se emplea una placa con una configuración en forma de rejilla, es decir, cuenta con orificios rectangulares alargados. Esta rejilla es colocada entre la superficie reflectiva y un emisor de luz, por lo que, se generan zonas iluminadas y sombreadas sobre la superficie reflectiva de manera alternada. Estos perfiles generados por la rejilla son censados por una cámara CCD haciendo un barrido de toda la superficie reflectiva, teniendo así una distribución de luminosidad y de sombras sobre la misma, dando la posibilidad de conocer los defectos que presenta la superficie especular.

Este procedimiento en ocasiones es repetido con diferentes configuraciones de la rejilla, generando una mejor descripción de la superficie. Existen hasta modelos en los que la rejilla es constituida por un perfil sinusoidal. Todas las imágenes obtenidas son procesadas con distintos softwares que tienen la capacidad de cuantificar el error óptico de pendiente en cada una de las zonas, por lo que la información obtenida ahora es de manera localizada.

Hay varios autores que modifican esta técnica para la implementación en otro tipo de sistemas como los discos parabólicos que son de foco puntual, así como a helióstatos con la reflexión de los patrones sobre un blanco Lambertiano colocado en el lugar del receptor.

Un ejemplo de las franjas que se obtienen sobre la superficie reflectiva se presenta en la imagen de la Fig. (3.5), que se muestra a continuación, dejándonos notar las irregularidades que presenta la superficie del material especular.



Figura 3.5: Faceta de colector solar plano bajo el análisis de reflexión de luz estructurada (Su et al.)

3.2. Método de trazado de rayos

Los algoritmos de trazado de rayos modelan la interacción directa de la radiación incidente sobre un sistema de concentración solar. Esta interacción se realiza bajo la consideración de que la radiación solar llega sobre la superficie reflectiva en forma de rayos, es decir, que la energía incidente impacta sobre la superficie especular siguiendo trayectorias rectas. Después de que los rayos incidentes y provenientes de una fuente; en este caso provenientes del Sol; impactan sobre la superficie reflectiva del sistema, este rayo es reflejado y sigue una trayectoria recta, la cual es definida bajo las leyes de reflexión y refracción de la luz, así como por las propiedades físicas y ópticas de dicha superficie en esa determinada zona. Estas variaciones de dirección del rayo incidente al impactar sobre superficies de material reflectivo pueden ser consecutivas hasta donde se desee, pero siempre se termina al impactar sobre un absorbedor en el sistema.

En los programas de trazado de rayos es necesaria la definición de la densidad de flujo luminoso que impactará sobre la superficie reflectiva de geometría y propiedades conocidas. Este flujo como ya se dijo es considerada como la proveniente del Sol, por lo que a cada rayo que sea simulado se le asigna un cierto de valor de contenido energético correspondiente con la densidad de flujo definida por el usuario. Este contenido energético en cada rayo solar puede ir disminuyendo su magnitud con cada interacción con superficies de material reflectivo, debido a los índices de reflexión y transmitancia con los que se define a cada uno de los materiales especulares. Un esquema rápido del funcionamiento del trazado de rayos se muestra en le Fig. (3.6).

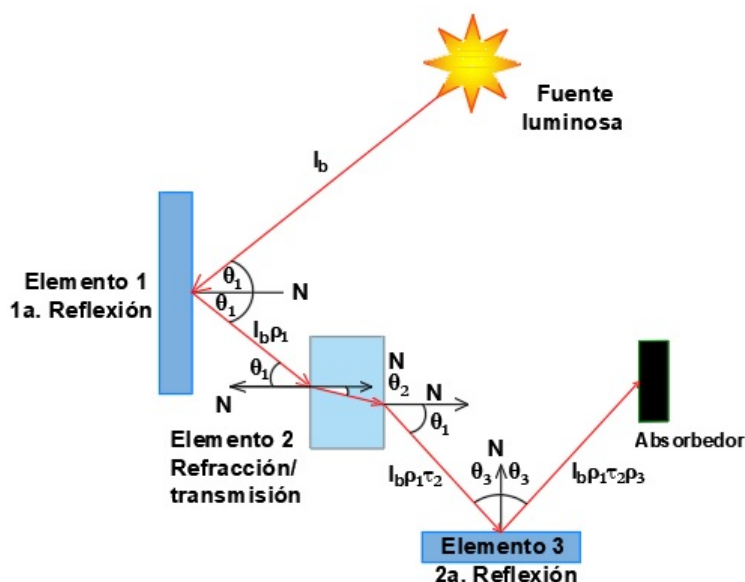


Figura 3.6: Esquema de funcionamiento básico de los trazadores de rayos

Como se observa en la imagen de la Fig. (3.6), el rayo inicial que proviene de la fuente luminosa y radiativa tiene una cierta magnitud en cuanto a su densidad de flujo radiativo (I_b), este rayo incide sobre el primer elemento reflectivo con un cierto ángulo (θ_1) y sale de este elemento con un ángulo que puede ser igual o no al de entrada, de tal manera que la magnitud de densidad de flujo se ve afectada y disminuida de acuerdo con el valor de reflectividad de este primer elemento reflectivo (ρ_1). Posteriormente el rayo continúa con su trayectoria hasta ser interceptado por el segundo elemento, que en este caso es un elemento con una cierta transmitancia e índice de refracción. Al pasar a través de este segundo elemento de la configuración, se tiene que la densidad de flujo se ve reducida por la transmitancia de este elemento (τ_2). Ya como último paso en la configuración mostrada en esta imagen, se tiene que el rayo con la densidad de flujo saliente del segundo elemento incide sobre el tercero de estos, el cual resulta ser un elemento reflectivo. Por tal motivo, la interacción es bajo las leyes de reflexión de la luz provocando así su redireccionamiento hacia el absorbedor, no sin antes ser todavía más reducido el flujo radiativo por la reflectancia de este tercer elemento (ρ_3) por el cual paso el rayo original. Quedando al final un rayo incidente sobre el absorbedor con una determinada densidad de flujo (I_f), que obedece a la expresión de la Ec. (3.1).

$$I_f = I_b \rho_1 \tau_2 \rho_3 \quad (3.1)$$

Al considerar como fuente luminosa extendida al Sol y puesto que no es un elemento puntual, es decir, que no presenta la misma densidad en todos sus puntos, entonces es necesaria una distribución de flujo radiativo que defina la densidad de flujo de cada rayo saliente de la fuente, a esta distribución se le llama forma solar. Con esta distribución es posible asignar un valor de densidad de flujo radiativo a cada uno de los rayos, por lo que el tener un mayor número de rayos ayuda a tener una mejor aproximación a la distribución de intensidades que resulta sobre cada superficie en la que impactan o incide el conjunto de rayos.

3.2.1. Forma solar

La forma solar es la distribución que define la intensidad de radiación con la que cuentan los rayos que emite el Sol en función de su ángulo de cono solar con respecto al centro del disco solar. La forma solar resulta no ser constante con el tiempo y también es dependiente del lugar geográfico sobre la superficie terrestre, debido a que se ve afectada por las condiciones climáticas. La forma solar comúnmente se define en cuatro perfiles distintos que van desde una ideal hasta los perfiles de una forma real. Estas cuatro diferentes formas son llamados: Sol uniforme, Sol Gaussiano, Sol estándar y Sol Real; los cuales se explican a continuación con mayor detalle.

3. CARACTERIZACIÓN ÓPTICA

3.2.1.1. Sol uniforme

Como ya se ha explicado en el primer capítulo de este trabajo, se tiene que debido a la distancia promedio del Sol respecto a la Tierra ($1.496 \times 10^2 \text{ km}$), por el radio promedio del Sol ($6.95 \times 10^5 \text{ km}$) y por la geometría de ambos cuerpos se tiene que el cono solar muestra un semi ángulo (Δ_S) de 4.65 mrad . Además, se tiene que este semi ángulo provoca que no se reciban a los rayos de manera perpendicular a la superficie y paralelos entre ellos, se reciben estrechos conos de luz con un radio angular correspondiente al semi ángulo del cono solar. Por lo que, el ángulo sólido subtendido por el Sol se calcula como muestra la Ec. (3.2).

$$\Omega_S = \pi(\Delta_S)^2 = 6.79 \times 10^{-5} [\text{sr}] \quad (3.2)$$

La definición de esta forma solar se basa en la consideración de que se toma al Sol como una fuente de esférica de radiación difusa, lo cual si fuese cierto se tendría que en todos los puntos sobre el disco solar emitirían la misma densidad de flujo radiativo, es decir, que emitiría la misma energía en toda la extensión del disco solar. Este tipo de distribución también llamada Pillbox correspondería a la de la Fig. (3.7).

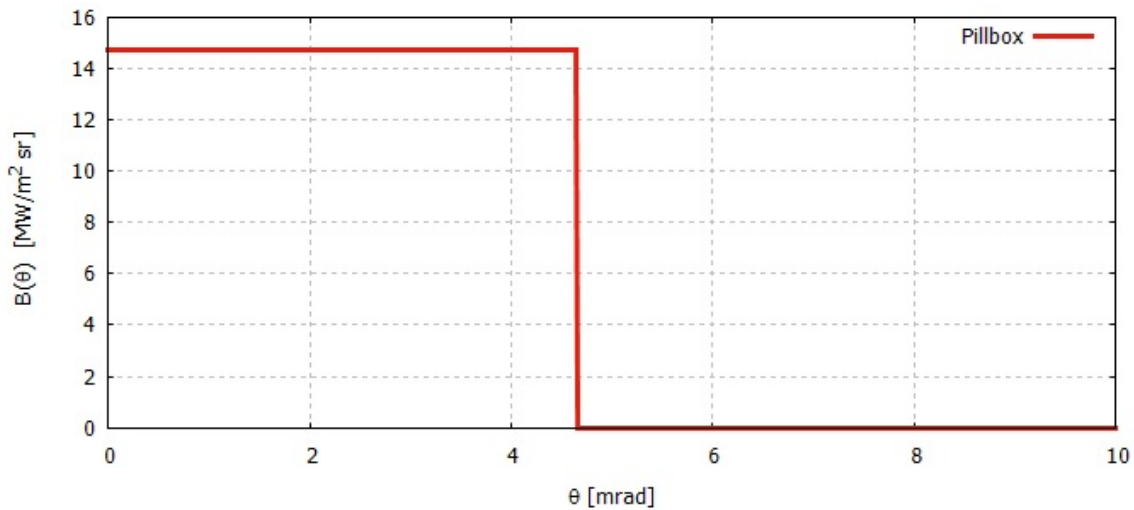


Figura 3.7: Distribución de Sol uniforme "Pillbox"

La intensidad de la radiación es definida como el flujo radiativo por unidad de ángulo sólido, por tanto, si se considera una radiación directa de 1000 W/m^2 , entonces se tendría una intensidad de Sol uniforme de $14.7 \times 10^7 \text{ W/m sr}$, correspondiente a la gráfica anterior.

3.2.1.2. Sol Gaussiano

En esta forma solar se considera que se tiene una distribución sobre el disco solar de tal manera que corresponde a una distribución aleatoria de tendencia central, es decir, obedece a una distribución normal, donde la desviación estándar se ajusta al radio angular solar. De acuerdo con esto se tiene que la distribución se describe de acuerdo a la expresión de la Ec. (3.3) mostrada a continuación.

$$S_g(\theta) = \frac{1}{2\pi\sigma^2} \exp\left(-\frac{\theta^2}{2\sigma^2}\right) \quad (3.3)$$

En la expresión anterior se tiene que S_g es el perfil de Sol Gaussiano, σ es la desviación estándar y θ es el radio angular del cono solar. El perfil de densidad de flujo correspondiente a este tipo de distribución se muestra en la curva de la Fig. (3.8), donde cabe mencionar que esta pertenece a tener un radio angular solar de 2.5 mrad.

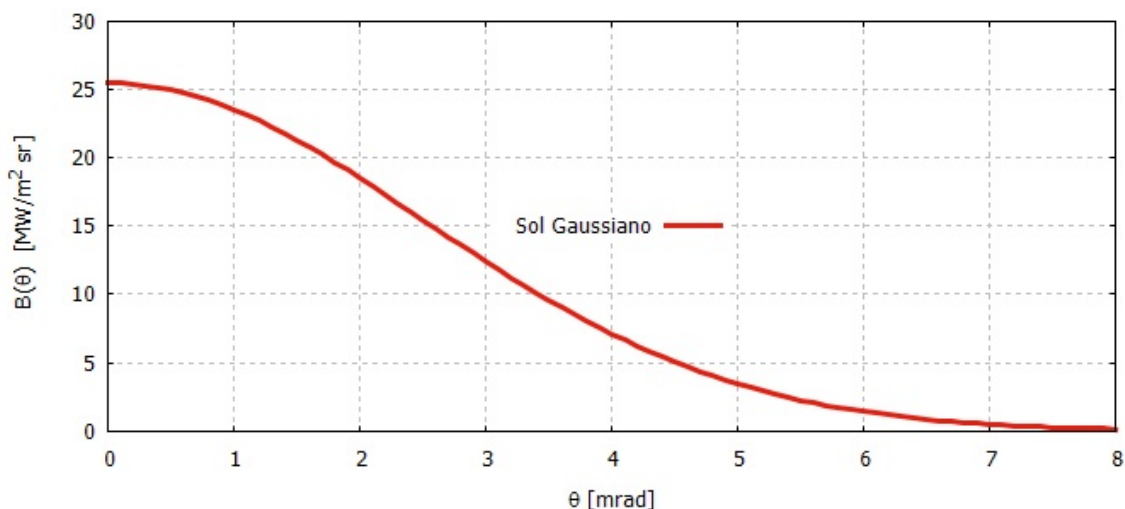


Figura 3.8: Distribución de Sol Gaussiano con $\sigma = 2.5$ mrad

El emplear una distribución normal resulta presentar ventajas facilitando la obtención de resultados analíticos y para la resolución del modelado de trazado de rayos permite una interacción más rápida en cuanto a la generación de números aleatorios o en la convolución que resultan ser más fáciles de generar y manejar. Sin embargo, la distribución Gaussiana está lejos de representar un forma fiel de la distribución en el disco solar puesto que pierde detalle debido a su expresión basada en una función exponencial.

3. CARACTERIZACIÓN ÓPTICA

3.2.1.3. Sol estándar

El perfil de distribución solar estándar corresponde a un promedio cuadrático proveniente de observaciones hechas en un estudio realizado a finales de 1970 e inicios de 1980, considerando 11 sitios en Estados Unidos (Buie D. et al. 2003), esto fue posible con ayuda del telescopio circunsolar Lawrence Berkeley Laboratories. Este perfil es ilustrado con la curva de la Fig. (3.9).

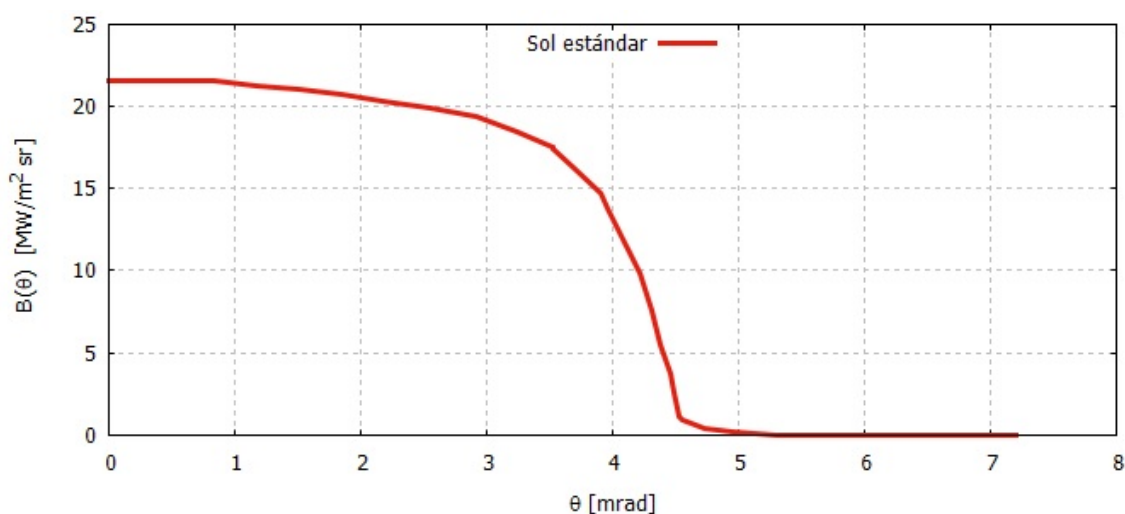


Figura 3.9: Distribución de Sol estándar

Esta forma solar también es conocida como la forma de un Sol con las orillas oscuras, esto debido a que la mayor brillantez se encuentra en un rango que va de los 0 hasta los 4 miliradianes, para después presentar una caída pronunciada en cuanto al flujo radiativo hasta llegar a la casi nula contribución para los ángulos mayores a 4.65 miliradianes. En particular se tiene que la curva presentada en la Fig. (3.9), corresponde a la curva normalizada para una irradiancia de 1000 W/m^2 .

3.2.1.4. Sol Real

Esta forma solar se encuentra descrita mediante medidas experimentales de la irradiancia angular solar. Que por lo general son realizadas con ayuda de la toma de fotografías del disco solar al obtener su nivel de luminosidad con la digitalización de la imagen, para entonces posteriormente poder generar una base de datos de luminosidad correspondiente a la posición de tal pixel con respecto al centro del mismo disco solar. Es necesario tener en cuenta que estos datos pueden verse alterados por las condiciones atmosféricas de cada región en la que se realicen dichas mediciones.

El efecto de la atmósfera sobre este tipo de forma solar se traduce en algo llamado radiación circunsolar. Esta no es más que la radiación reflejada por partículas en la atmósfera, de tal manera que una parte es dispersada para después incidir sobre regiones alrededor del disco solar formando una especie de aureola. Esta radiación circunsolar (CSR) se cuantifica de acuerdo a una razón entre la irradiancia circunsolar en la región (I_{CS}) sobre la suma de esta irradiancia misma más la irradiancia en la región del disco solar (I_{Sol}). Esta se presenta en la Ec. (3.4) y representa la proporción de radiación incidente de manera circunsolar respecto al total de irradiancia directa.

$$CSR = \frac{I_{CS}}{I_{CS} + I_{Sol}} \quad (3.4)$$

Un perfil de este tipo de forma solar se presenta con la curva de la Fig. (3.10), la cual corresponde a una de 6 mili radianes.

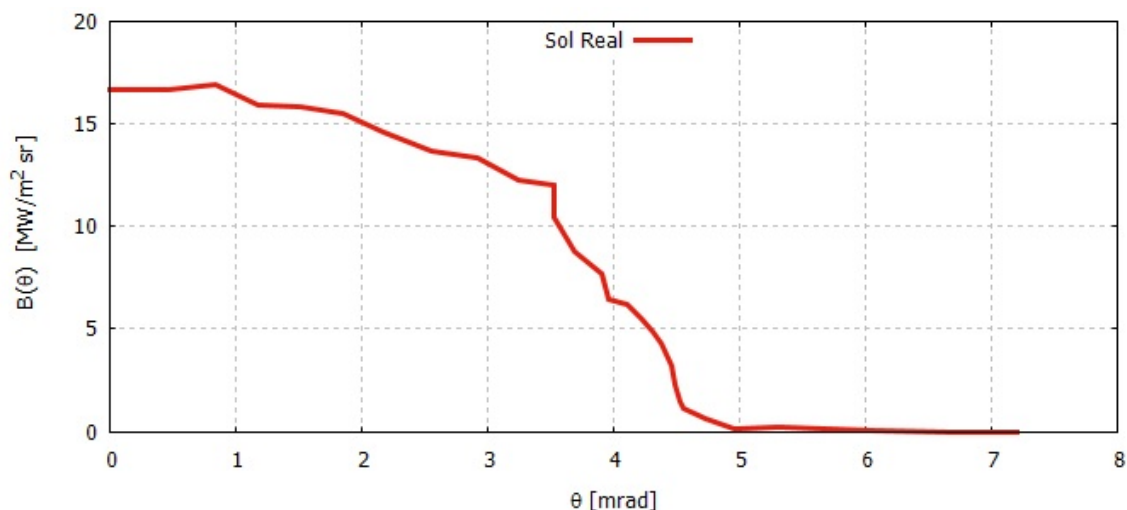


Figura 3.10: Distribución de Sol Real de $\sigma = 6 \text{ mrad}$

3.2.2. Errores ópticos

La geometría y la calidad de la superficie reflectiva de un sistema de concentración solar definen el nivel de concentración que es posible alcanzar en cada uno de los diferentes tipos de tecnologías existentes. Además, estos son factores directos causantes de la distribución de flujo radiativo resultante e incidente sobre el absorbedor del sistema de concentración. Por otra parte, se tiene que existe una relación directa entre la calidad de las superficies reflectivas con su costo, por lo que en ocasiones se tiene que sacrificar la precisión óptica por cuestiones de presupuesto. A continuación, se explican y se ejemplifican los efectos que generan reflexión imperfecta de la radiación solar de un concentrador.

3. CARACTERIZACIÓN ÓPTICA

Como primer factor se tiene que en general las curvas ideales de diseño para un colector solar no son obtenidas en un modelo real, esto debido a la existencia de una desviación causada por los procesos de manufactura. Esta desviación entre la curva real y la ideal, llamado error de forma se ilustra en la Fig. (3.11) y genera errores o desviaciones en la reflexión de los rayos incidentes sobre la superficie reflectiva del sistema de concentración solar, provocando así una caída en los niveles de concentración esperados con el diseño.

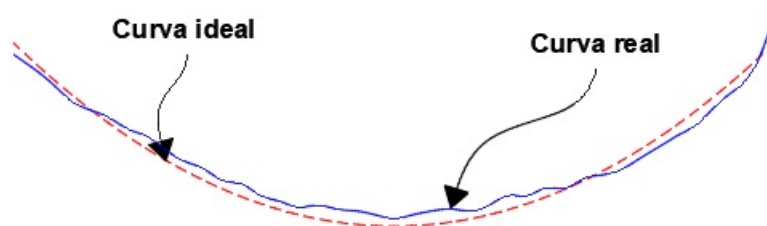


Figura 3.11: Errores de forma

Para los sistemas en donde se utilizan arreglos de numerosas facetas individuales se presentan otro tipo de errores que resultan ser aún más grandes, estos errores son debido a la existencia de problemas de canteo, es decir, existen desviaciones en la orientación de cada una de las facetas respecto a sus direcciones nominales correspondientes. En la Fig. (3.12), se ejemplifica este efecto del mal canteo de algunas facetas pertenecientes a un arreglo.

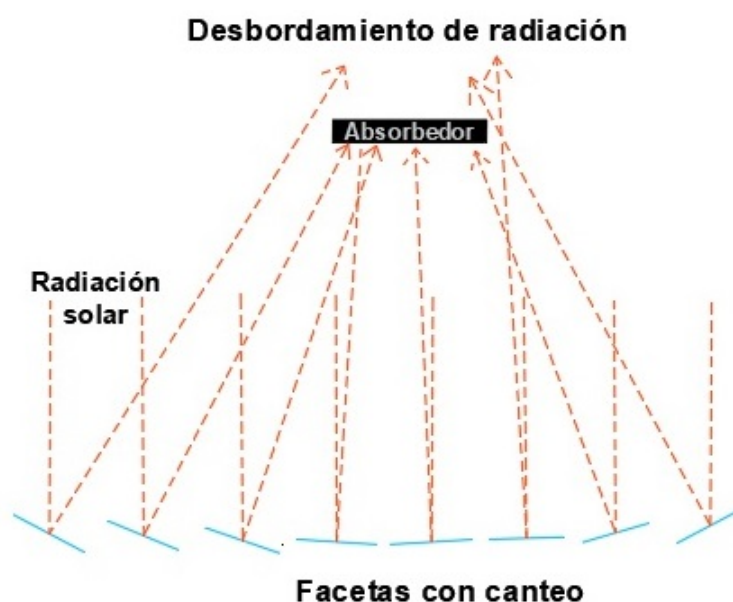


Figura 3.12: Errores de canteo o de orientación

Por otra parte, se tiene que los materiales empleados para la zona reflectiva resultan presentar o tener un cierto nivel de rugosidad, causando así que la reflexión de la energía incidente no resulte ser ideal y se genere una dispersión de la misma. Esta rugosidad es llamada error especular y resulta ser casi inevitable, puesto que aún al darle el mejor acabado superficial al material este no dejará de presentar la rugosidad a una escala microscópica. En la imagen de la Fig. (3.13) se ilustra de manera conceptual las irregularidades de la superficie de un material reflectivo.

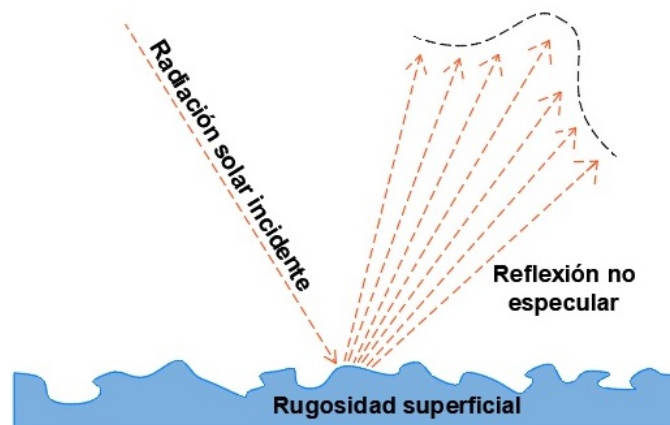


Figura 3.13: Errores de superficie de los materiales

Se tiene otro tipo de error existente en los sistemas que cuentan con seguimiento solar y se trata de ilustrar en la Fig. (3.14). Este error también genera reflexión imperfecta y consiste en que al realizar el movimiento del sistema de concentración solar no es posible asegurar un perfecto alineamiento con el Sol. Esto debido a varios factores como que las relaciones matemáticas usadas en la geometría solar son solamente buenas aproximaciones; otra razón es que los sensores ópticos presentan alguna cierta incertidumbre en sus mediciones. También, se tiene el hecho de que los sistemas de concentración solar presentan una cierta inercia con la que hay que lidiar cuando se encuentra en movimiento, así como cargas por viento, problemas en el control o en los elementos que realizan la tarea del seguimiento, entre otros factores.

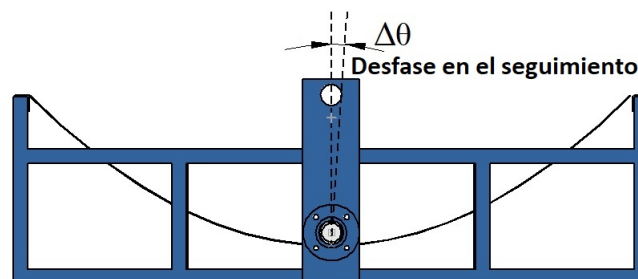


Figura 3.14: Errores provocados por los sistemas de seguimiento

3. CARACTERIZACIÓN ÓPTICA

De acuerdo con los errores posibles en una superficie especular existen diferentes niveles de descripción de los mismos. Sin embargo, de manera general se consideran a todos los errores en un error óptico global de la superficie. Este error global se encuentra en función del error especular, el error de canteo y el error de forma. Todos estos errores se han podido describir a partir de funciones de probabilidad con una distribución Gaussiana, por lo que la representación del error óptico global sería correspondiente a la Ec. (3.5).

$$\sigma_{global}^2 = \sigma_{especular}^2 + \sigma_{forma}^2 + \sigma_{canteo}^2 \quad (3.5)$$

Los niveles de descripción de los errores ópticos para una superficie especular se clasifican como elemental, medio y completo. Para el caso de la descripción elemental se considera solamente dos parámetros, tales como la reflectancia promedio y la función de error óptico global. Esto para poder describir las desviaciones angulares de los rayos incidentes sobre la superficie, así como el porcentaje de rayos reflejados por la superficie. La mayoría de los códigos de trazados de rayos usados para concentradores solares llevan a cabo los cálculos contemplando este tipo de descripción elemental. En el nivel de descripción media se requiere de la descripción de la reflectancia promedio, de la descripción de la forma efectiva de la superficie, así como la distribución de probabilidad para el cada tipo de error que constituyen al error óptico global, es decir, una función de probabilidad para el error especular, una para el error de forma y una más para el error canteo. En cuanto al nivel más alto de descripción, se tiene que es necesaria la determinación de todas las contribuciones al error global por separado, es decir, se requiere proporcionar un barrido de toda la superficie con sus datos detallados y correspondientes de rugosidad, de forma y de canteo. Para lograr conocer el comportamiento óptico de la superficie y el grado de calidad de la misma es necesario la implementación de metodologías elaboradas para la obtención de esos datos de manera local. En la tabla (3.2) se resumen estos niveles mencionados.

Nivel de descripción	Información requerida
Elemental	Reflectancia promedio ρ y σ_{global}^2
Medio	Reflectancia promedio ρ , forma efectiva de la superficie, $\sigma_{especular}^2, \sigma_{forma}^2, \sigma_{canteo}^2$
Completo	Reflectancia angular de la superficie ρ_θ y mapa detallado de la forma $Z(x,y)$

Tabla 3.2: Niveles de descripción del error óptico

3.2.3. Metodologías para la solución del trazado

En la resolución de los modelos de trazado de rayos se deben de considerar un gran número de rayos incidentes sobre la superficie del arreglo en estudio, esto para poder obtener un resultado más cercano a la realidad. Existen dos metodologías para la resolución de este tipo de modelaciones de trazado de rayos, siendo una mediante la convolución de funciones y la segunda por el método de Monte Carlo. Estas dos metodologías se abordan a continuación dando un poco más de detalle sobre su funcionamiento.

3.2.3.1. Convolución de funciones

Este método consiste básicamente en proporcionar a cada rayo emitido por la fuente la definición del cono de distribución de irradiancia solar, para que una vez que se presenta una reflexión esta distribución se vea modificada debido a los errores aleatorios con los que se define a la superficie reflectiva en el sistema bajo simulación. Esta resolución consiste en la técnica matemática llamada convolución de funciones, donde una primera función es llevada al dominio de una segunda generando así una tercera función dependiente de las otras dos.

Matemáticamente la convolución de dos funciones se expresa tal y como se muestra en la Ec. (3.6). En donde la primera función es f y la segunda es g , por lo que se dice que es la convolución de la función f con la función g , aunque se tiene que una de las propiedades de esta operación es la conmutatividad. El intervalo de integración dependerá del dominio sobre el que estén definidas las funciones.

$$(f * g)(t) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t)g(t - \tau) d\tau \quad (3.6)$$

La representación física de la convolución entre la función de cono solar de cada rayo con una función de error perteneciente a una superficie en el trazado de rayos, es la probabilidad de que un rayo perteneciente al cono solar e incidente sobre la superficie reflectiva pueda ser reflejado en una determinada dirección definida por la distribución de probabilidad de dicho error. Esta interacción entre funciones puede ser repetida tantas veces como se requiera, por lo que solo es un método a repetir dependiendo la cantidad de reflexiones necesarias para llegar finalmente al absorbedor del sistema completo. De acuerdo con la tabla (3.1) los trazadores de rayos disponibles que emplean esta metodología de resolución son HFLCAL y el Tonalli.

3.2.3.2. Método de Monte Carlo

Este método de resolución en resumen se trata de un método numérico que realiza la simulación de variables aleatorias usando características estocásticas de procesos físicos [10], siendo capaz de resolver problemas físicos y matemáticos que por medios analíticos resultan complicados o hasta imposibles. El nombre es atribuido a este método por su misma naturaleza y similitud con el juego de ruleta de casino, siendo este el más célebre.

A diferencia de los métodos numéricos comunes que se basan en las evaluaciones de un gran número de puntos sobre un espacio multidimensional con el fin de obtener una muy buena aproximación al resultado, el método de Monte Carlo se maneja un error absoluto decreciente de acuerdo a la razón del número N de pruebas a la menos un medio. Este método es considerado como una serie consecutiva de integraciones numéricas basadas en la generación de números aleatorios sobre los que se evalúa la función.

De igual manera y de acuerdo con la tabla (3.1) se tiene que los softwares de trazado de rayos que usan como método de resolución al método de Monte Carlo son SolTrace, Tonatiuh y el STRAL. Siendo los dos primeros capaces de analizar cualquier tipo de tecnología de concentración solar, no así con el tercero que solo es aplicable para sistema de Heliostato.

3.3. Metodología para la caracterización óptica

La metodología seguida para la caracterización óptica del sistema de concentración solar de canal parabólico utilizado en este trabajo es una metodología propuesta bajo diferentes consideraciones, ya que no corresponde a ninguna de las metodologías propuestas por otros autores y que fueron presentadas en secciones previas de este trabajo.

En esta metodología se propuso la recopilación de imágenes con su respectiva calibración pertenecientes a la proyección de la radiación solar incidente sobre la superficie reflectiva del sistema de cilindro parabólico. Esta radiación reflejada se decidió proyectar sobre un plano receptor con características de blanco Lambertiano. La decisión de proyectar la radiación reflejada sobre un blanco Lambertiano, es que resulta ser más fácil la apreciación de los defectos geométricos y ópticos pertenecientes a la superficie reflectiva y debido a que la superficie receptora al presentar Lambertianidad permite una buena apreciación de la imagen misma sin influencia del ángulo de visión. Todo lo anterior permite la observación de un desbordamiento en la imagen proyectada, así como la apreciación notoria de los defectos geométricos de la superficie.

La toma de imágenes se realizó con una cámara CCD sobre tres diferentes zonas del blanco Lambertiano, siendo estas distribuidas de manera estratégica a lo largo del eje focal, es decir, son imágenes pertenecientes a tres secciones de la superficie reflectiva del cilindro parabólico, las cuales son repartidas en su lado longitudinal. En cuanto a los tiempos para la toma de imágenes se decidió realizarlas en tres diferentes momentos durante el día. Estos tres momentos son al mediodía solar, una hora antes y una hora después del mismo. La razón para elegir estos tres momentos es que en los tres el sistema debe de contar con una inclinación bien definida. Por lo que, se puede posicionar el sistema sin que presente variaciones y solo esperar el momento para la toma de las imágenes, es decir, en la caracterización óptica se trató de minimizar el error de seguimiento. Posteriormente las imágenes calibradas se someten a un procesamiento, obteniendo como resultado final un barrido en la imagen sobre el perfil de desbordamiento. Este perfil de desbordamiento permite conocer las características de la superficie reflectiva considerando todos los errores de manera global.

Por otra parte, se desarrollaron modelos con software de trazado de rayos, donde estos corresponden a la configuración establecida de manera real. Con estos modelos computacionales teóricos se buscó poder también obtener el perfil de desbordamiento sobre el blanco Lambertiano definiendo un error global para la superficie reflectiva.

Finalmente, para la estimación del error global del sistema de concentración solar se realizan iteraciones en el modelo de trazado de rayos buscando poder empatar los dos perfiles, es decir poder hacer coincidentes o lo más próximos posibles al perfil de desbordamiento real con el perfil de desbordamiento teórico.

3. CARACTERIZACIÓN ÓPTICA

3.3.1. Configuración del sistema

El sistema empleado para la realización de la caracterización óptica es la misma que se usó para la evaluación del sistema de seguimiento, ya que se pensó desde un inicio en que este arreglo sirviera para ambos fines. Por tal motivo se cuenta con la mayoría de los elementos usados para la evaluación del seguimiento, de tal manera que los elementos de esta configuración son el sistema de concentración solar con la sustitución del absorbedor por el blanco Lambertiano, la cámara CCD y el brazo de soporte para la misma, la configuración de soporte de la cámara, los filtros solares y los patrones de calibración.

De acuerdo con la metodología y con el objetivo de lograr cubrir las necesidades de la misma, se desplazó y fijó en tres diferentes zonas estratégicas al arreglo de la cámara CCD, esto para la toma de imágenes correspondientes a esas tres zonas. Estas tres posiciones se ilustran como la posición 1, 2 y 3 en la imagen de la Fig. (3.15), que a continuación se muestra.

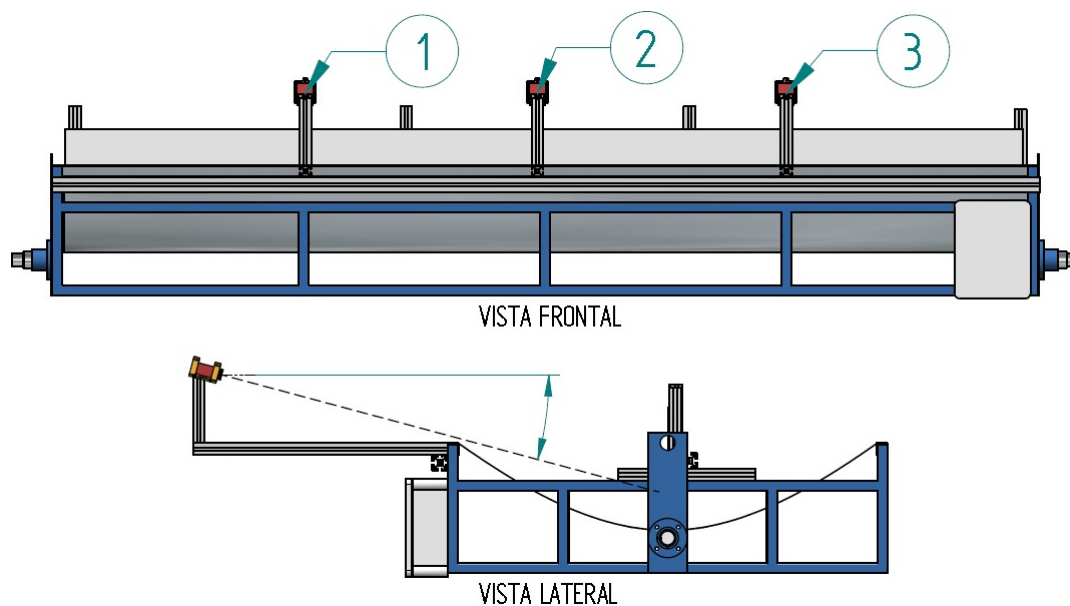


Figura 3.15: Posiciones de la cámara para la toma de imágenes en la caracterización óptica

De igual manera se corrige con software la perspectiva de la cámara con respecto al blanco Lambertiano, por lo que se elimina la deformación por la inclinación de la cámara, la cual genera la falta de perpendicularidad de la cámara con el blanco Lambertiano.

Para el posicionamiento en la inclinación del sistema de concentración solar correspondiente al mediodía solar, una hora previa y una hora posterior al mismo se hizo uso de varios indicadores de inclinación. Estos indicadores fueron el acelerómetro instalado para el control, un inclinómetro análogo y un inclinómetro digital, todos estos posicionados sobre la estructura del canal parabólico tomando como referencia de calibración la posición de cero grados correspondiente al mediodía solar. Estas inclinaciones para la toma de imágenes se ilustran en la siguiente imagen de la Fig. (3.16).

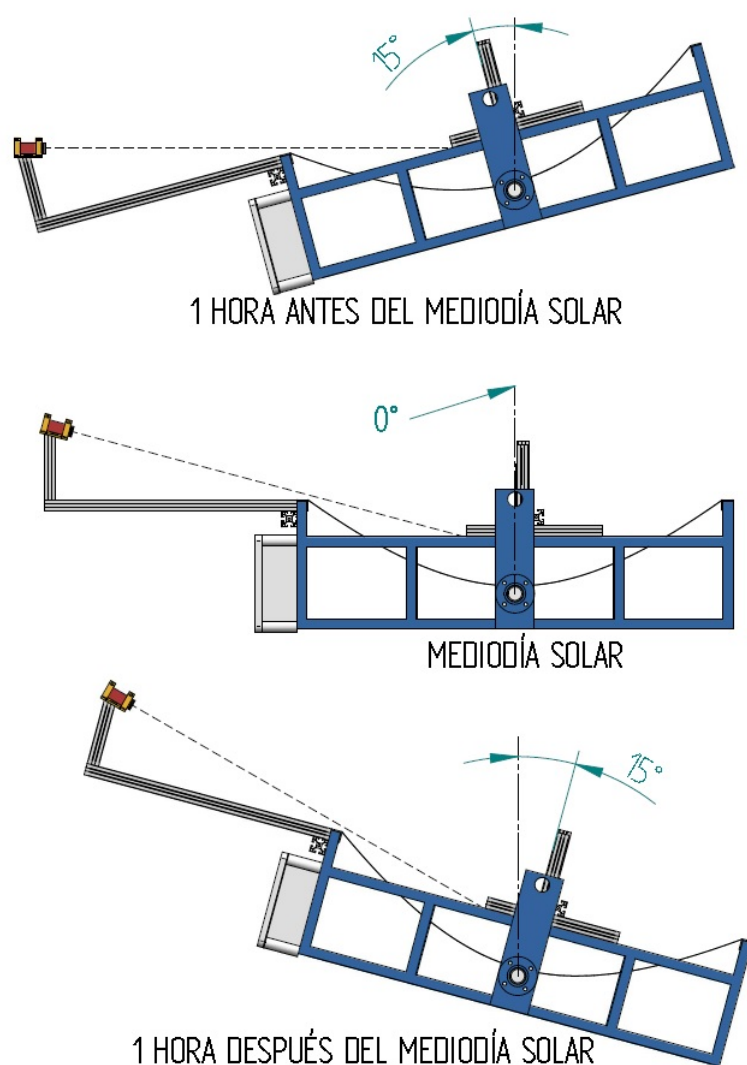


Figura 3.16: Inclinaciones correspondientes al ángulo horario para la toma de imágenes en la caracterización óptica

3.4. Modelo de trazado de rayos

3.4.1. Modelo en Tonatiuh

El modelo de simulación de trazado de rayos desarrollado en el software de Tonatiuh [5] obedece a los parámetros dimensionales del sistema real con el que se cuenta. Este modelo para la caracterización óptica del sistema se generó usando un canal parabólico y el blanco Lambertiano como las únicas dos superficies que influyen en el sistema de concentración solar.

Por una parte, se definió al cilindro parabólico con las dimensiones especificadas del prototipo real y se le definió un material especular considerando una reflectividad de 0.85 y un error inicial de 2 mili radianes. Es posible la definición de otras propiedades, tales como la difusividad, emisividad y transmitancia y la de la distribución a usar en la resolución, la cual define al error global de este. Sin embargo, para este análisis y estudio basta con la definición del error, la reflectancia del material y la distribución del error con el que se encuentra conformada la superficie reflectiva del sistema. La distribución del error fue tomada como la de Pillbox, es decir, un error constante con respecto al ángulo del cono solar con el que cuenta cada rayo incidente en la superficie reflectiva.

En cuanto al blanco Lambertiano se definió como una superficie en la que se recibe la proyección de la radiación reflejada de tal manera que la definición de sus parámetros no resulta tener gran influencia en la obtención de resultados en cuanto al desbordamiento.

Para la parte de la definición de la irradiancia se definió como energía incidente a la radiación global medida de manera real en el orden de los 1000 W/m^2 y con una forma solar CSR40, esto debido a datos tomados de otras mediciones realizadas en el Instituto de Energías Renovables.

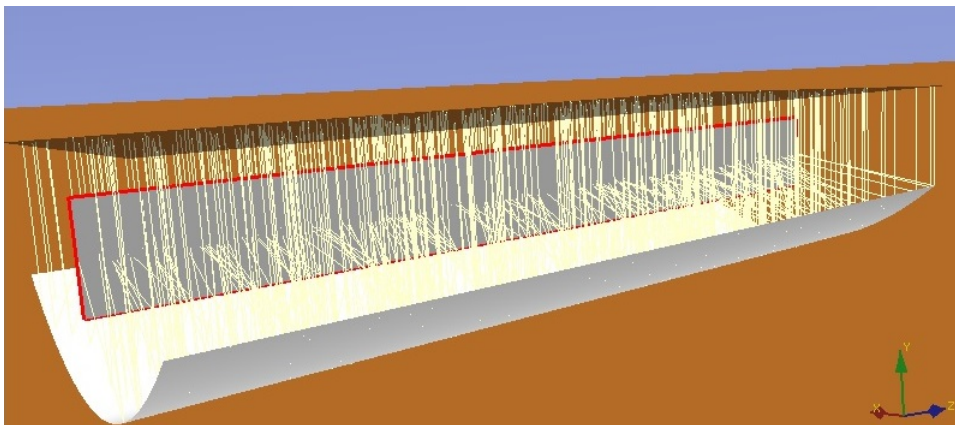


Figura 3.17: Arreglo desarrollado para el modelo de trazado de rayos

Para la simulación del modelo de trazado de rayos se realizó el análisis sobre la influencia que presenta en los resultados la modelación con diferentes cantidades de rayos. Estos rayos son los que genera el propio software para la resolución del modelo. Esta comparación sobre la respuesta del trazado de rayos, se realizó cambiando el número de rayos para la resolución del modelo, partiendo de los 1×10^4 hasta los 1×10^8 rayos, logrando apreciar la variación del perfil de desbordamiento. Los perfiles de desbordamiento correspondientes al número de rayos empleados para la resolución se presentan en la Fig. (3.18), que se muestra a continuación.

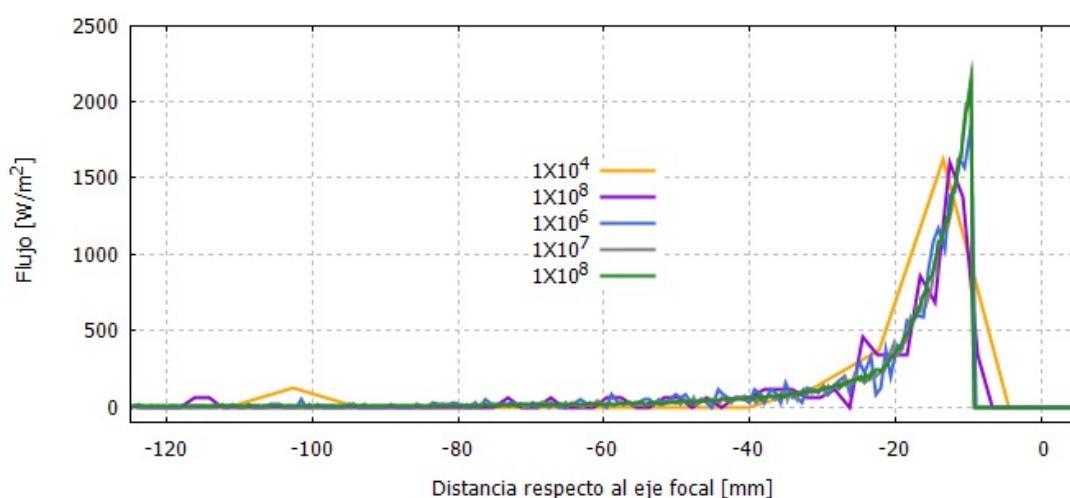


Figura 3.18: Perfiles de desbordamiento con diferente número de rayos para la resolución

Con los diferentes perfiles fue posible apreciar que existía una gran variación, así como una diferencia en resolución dependiente del número de rayos usados para la solución del modelo. Se presenta que definiendo la resolución con 1×10^4 y hasta los 1×10^7 rayos los perfiles obtenidos muestran poco detalle y con una gran diferencia en cuanto a los flujos en cada zona. Con los perfiles generados con 1×10^7 y 1×10^8 rayos es posible apreciar perfiles de mejor resolución, así como la gran similitud entre ambas. Por tal motivo, se decidió generar las diferentes corridas variando el error óptico global usando 1×10^7 rayos en la resolución. Esto debido a la obtención de un buen resultado y de reducir el tiempo de cómputo sin sacrificar la obtención de resultados.

3.5. Resultados de la caracterización óptica

Con el modelo realizado en el trazado de rayos se realizaron iteraciones cambiando el error global de la superficie reflectiva y se buscó empatar el perfil de desbordamiento con el de las imágenes reales tomadas directamente del canal. Del modelo de trazado de rayos se obtuvieron valores de flujo sobre cada punto dentro de la superficie del blanco Lambertiano, es decir, se obtuvieron valores de flujo con sus correspondientes coordenadas.

Los flujos correspondientes con sus coordenadas de una iteración (un mismo error global) se promediaron y se obtuvieron los perfiles de desbordamiento de la radiación solar sobre la superficie del blanco Lambertiano, los cuales son presentados con las curvas de la Fig. (3.19) mostrada a continuación.

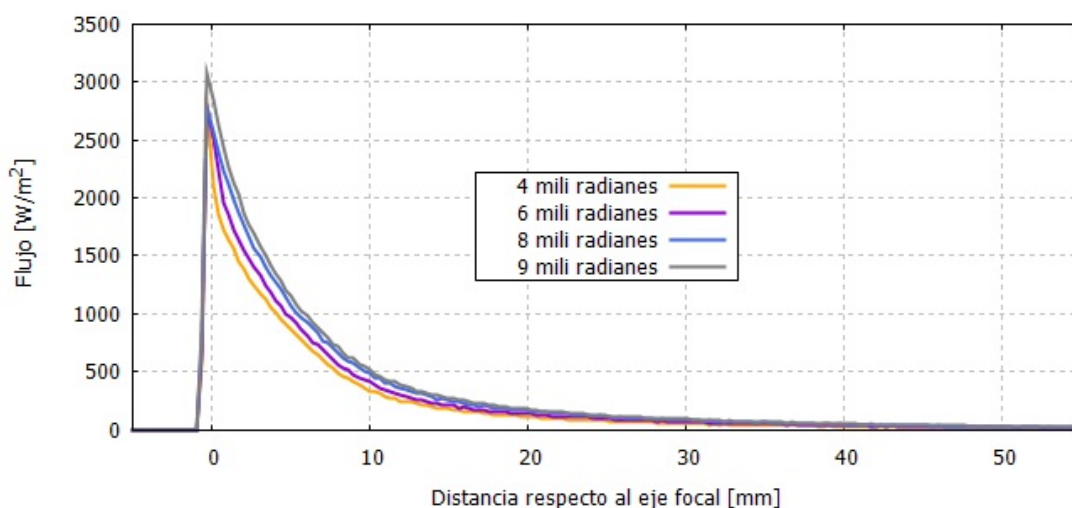


Figura 3.19: Perfiles de desbordamiento obtenidos del trazado de rayos

Por otra parte, se tiene la imagen real obtenida directamente de la imagen proyectada por el canal parabólico, con el procedimiento ya antes mencionado. Esta imagen se procesa con software y como resultado final de este procesamiento se obtiene un perfil de intensidades de luminosidad en escala de grises. Al tener la imagen calibrada es posible asociar la posición sobre el plano tomando como referencia al eje focal. Por lo tanto, se obtiene un perfil de desbordamiento de luminosidad con su distancia correspondiente respecto al eje focal, correspondiente al perfil que se muestra en la Fig. (3.20).

Posteriormente para lograr empatar ambos perfiles se realizó el ajuste necesario, partiendo del acople de las distancias o dimensiones; ya que la imagen estaba calibrada y el modelo respeta las dimensiones del sistema real, por lo que resultan correspondientes. Después, se realizó un ajuste sobre los niveles de luminosidad buscando poder hacer

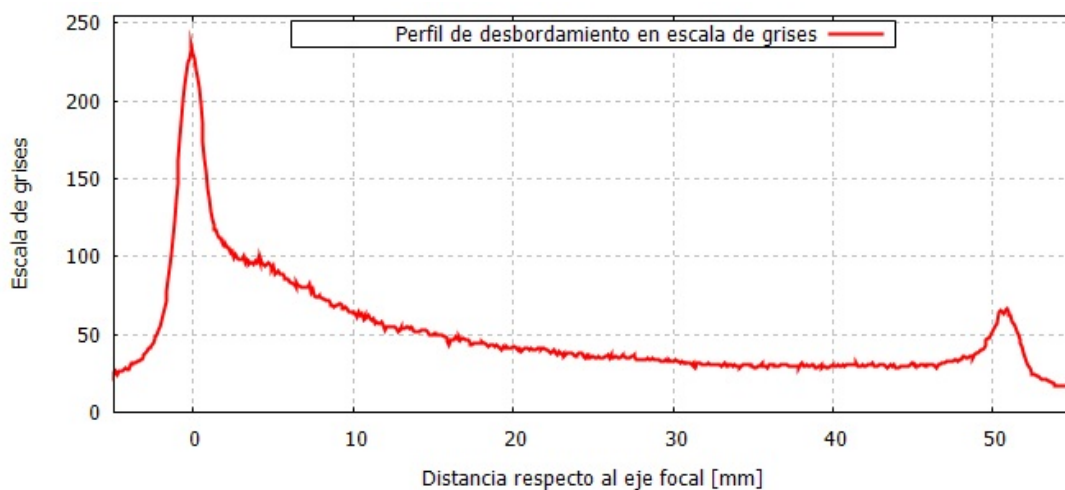


Figura 3.20: Perfiles de desbordamiento en escala de grises obtenida de la imagen real

coincidir los niveles máximos de flujo con los de luminosidad. El resultado obtenido de este ajuste se puede ver ilustrado en las gráficas de la Fig. (3.21), donde se presentan los perfiles de desbordamiento correspondiente a las simulaciones hechas en el trazado de rayos con diferentes errores y el perfil de desbordamiento de la imagen real.

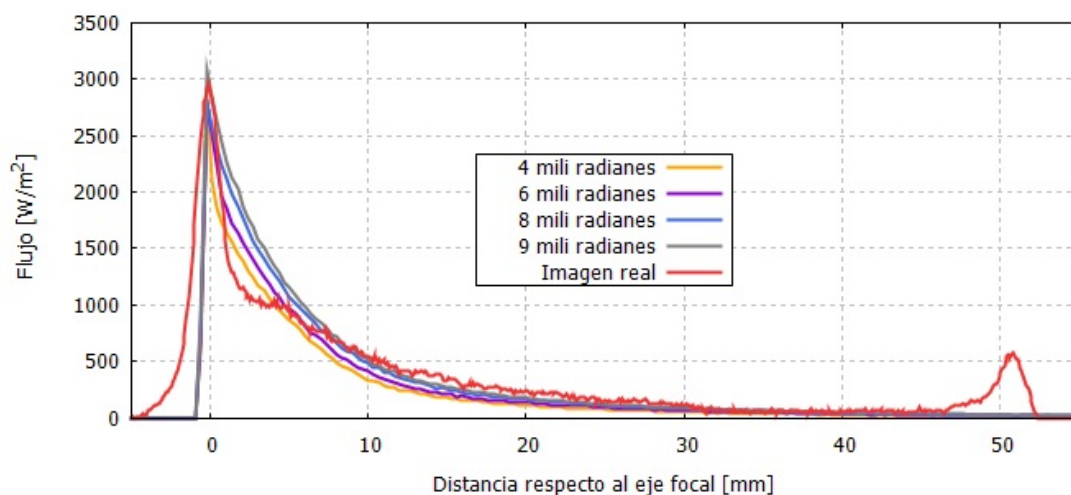


Figura 3.21: Perfiles de desbordamiento para la caracterización óptica

En la Fig. (3.21) es posible apreciar que los perfiles de desbordamiento se empatan solamente en fracciones del perfil completo. Los lugares de mayor coincidencia entre el desbordamiento de la imagen real con la del alguna obtenida del modelado de trazado de rayos es con la del error global de 8 y 9 mili radianes. Este efecto se aprecia a partir de los 8 milímetros respecto al eje focal, extendiéndose hasta los 46 milímetros.

3. CARACTERIZACIÓN ÓPTICA

En otras zonas donde llegan a coincidir los perfiles de desbordamiento, es en la parte más cercana al eje focal que va de cero a los dos milímetros respecto al eje focal, mientras que la otra zona es de cinco a siete milímetros, siendo tal que estas dos zonas se aproximan de buena manera a un error de 6 mili radianes.

Las diferencias más marcadas en el perfil de desbordamiento de la imagen real se consideran como defectos de fabricación, es decir, como errores de forma; ya que no se tiene un buen perfil de la superficie reflectiva. Esta diferencia en la forma genera la zona de proyección sobre los dos a cinco milímetros respecto al eje focal, así como la zona del final del perfil cercana a los cincuenta milímetros. En particular esta última era notoria en la superficie reflectiva como un doblez que obviamente estaba muy lejos de seguir el perfil parabólico.

Modelado numérico

En este capítulo se desarrollan las actividades y metodologías seguidas por el modelo numérico, para la resolución del comportamiento térmico y fluido-dinámico del sistema de concentración solar. De manera más específica se tiene que este modelo se desarrolló con el objetivo de conocer el comportamiento térmico en el absorbedor. Este análisis hecho en el tubo absorbedor brinda información que va desde el fluido dentro del tubo, la pared del tubo con determinada superficie selectiva hasta la temperatura de pared de la cubierta de vidrio.

Una vez desarrollado el modelo se tiene que los parámetros de entrada para la resolución de la simulación térmica son principalmente: el flujo incidente sobre el tubo absorbedor, el cual es obtenido y acoplado a partir de software de trazado de rayos; la temperatura, flujo másico y presión de entrada del fluido de trabajo al absorbedor, la temperatura ambiente, la velocidad del viento sobre el sistema, así como la definición de las propiedades de cada uno de los elementos que lo componen. Estas propiedades son tales como la absorptancia, transmitancia, conductividades térmicas del tubo y de la cubierta; y obviamente la definición de las dimensiones de todos y cada uno de los componentes del sistema.

4.1. Estado del arte

Continuando con la tendencia del uso de energías renovables que se ha venido desarrollando desde los años 1970, debido a la creciente demanda de energía y al impacto ambiental generado por la quema de combustibles fósiles, se tiene que la tecnología de concentración solar del tipo canal parabólico resulta ser la más probada y la que cuenta con un nivel de madurez más elevado que el de plato parabólico o de torre central. [32]

Por tal motivo los estudios sobre las simulaciones numéricas que nos ayuden a la comprensión de su comportamiento resultan de gran relevancia, puesto que de esta manera podrían atacarse varios problemas que se llegan a presentar en la instalación

4. MODELADO NUMÉRICO

y sobre todo en la operación de esta tecnología una vez puesta en marcha. Algunos de los primeros trabajos que se desarrollaron fueron con análisis de rendimiento, tomando como base a la primera ley de la termodinámica, estudios como los desarrollados por Dudley desde el año 1994 [28], Heinzl en 1995 [24], Odeh en 1996 [29], Odeh en 1998 [23] o Forristall [9] quien reportó su trabajo en 2003. Otros más considerando modelos analíticos basados en la segunda ley de la termodinámica, tal es el caso de Eskin en el año de 1999 [7]. O incluso con un método de análisis de exergía por Tyagi en el año de 2007 [25]. De tal manera que la mayoría de estos son modelos unidimensionales, sin embargo con la finalidad de comprender mejor el comportamiento del flujo y de la transferencia de calor en este tipo de componentes se han desarrollado modelos multi dimensionales, como Naeeni [16, 17] o Samareh en 2007 [2]. Sin embargo, ninguno de estos considera la interacción con el flujo radiativo de manera localizada sobre el receptor.

En estudios recientes se ha encontrado que el tener una distribución de flujo no uniforme sobre el absorbedor del sistema si genera diferencias en el comportamiento. Uno de estos, es un estudio que presenta el acople del método de Monte Carlo usado en el trazado de rayos a una simulación numérica tridimensional, que realiza el cálculo de las características de transferencia de calor ocurrientes en el tubo receptor del sistema. De tal manera que es posible conocer las distribuciones de temperatura sobre el absorbedor. [31] Este estudio se realizó usando software comercial como el FLUENT mostrando un 2 % de diferencia con sus valores experimentales.

Por otra parte, se tiene el estudio donde se realiza la obtención del perfil de flujo de la energía solar mediante el método de trazado de rayos solares, para posteriormente pasar a la simulación numérica basado en el método de elementos finitos. Esta simulación es utilizada para conocer los efectos de las temperaturas en la deformación del receptor. Llegando a la conclusión de que las deformaciones disminuyen con una temperatura de entrada del fluido mayor y sobre todo una mayor velocidad en el flujo para la transferencia de calor. [30]

Existe un modelo en el que se realizan las obtenciones de distribuciones de flujo de un trazado de rayos bajo el método de generación de rayos de Monte Carlo que posteriormente es acoplado a un modelado de la parte térmica mediante el método de elemento finito, en el cual se obtiene los parámetros de funcionamiento del absorbedor. No obstante, se presenta la influencia del error generado por los sistemas de seguimiento sobre la distribución de flujo incidente en el receptor del sistema, lo cual genera cambios directos en la eficiencia óptica. [3]

Todos estos estudios nos presentan la importancia de conocer la distribución de flujo radiativo sobre el elemento absorbedor del sistema de concentración solar, que para nuestro caso también sería aplicado a un sistema de tipo cilindro parabólico.

4.2. Configuración del sistema a resolver

El sistema a resolver con el modelado numérico es el correspondiente al tubo absorbedor de un canal cilindro parabólico, considerando que sea posible la variación en cuanto a los parámetros de entrada del programa. Estas variables son tales como las condiciones de entrada del flujo usado, la radiación incidente en el absorbedor, las propiedades ópticas de los materiales usados, así como sus dimensiones. Se tiene que el funcionamiento de un sistema de esta naturaleza comienza con la entrada de un fluido de trabajo hacia el tubo absorbedor con una temperatura inicial, presión y flujo másico, los cuales son llamados como condiciones de entrada. Posteriormente este fluido circula dentro del tubo absorbedor recorriendo su longitud que cuenta con una superficie reflectiva con el fin de aprovechar la energía concentrada proveniente del Sol. Finalmente, este fluido de trabajo sale por el otro extremo del tubo absorbedor con una nueva temperatura y presión correspondientes a las condiciones a las que fue sometido.

En el sistema a resolver se considera un absorbedor concéntrico con una cubierta protectora para la disminución de las pérdidas convectivas, generando así la existencia de un espacio entre estos dos elementos. Este espacio puede ser ocupado por aire o estar en vacío, por lo que, el modelo numérico también contempla tal efecto y la decisión de si es una u otra configuración. La geometría del arreglo en una vista de sección transversal sería como la que se muestra en la Fig. (4.1).

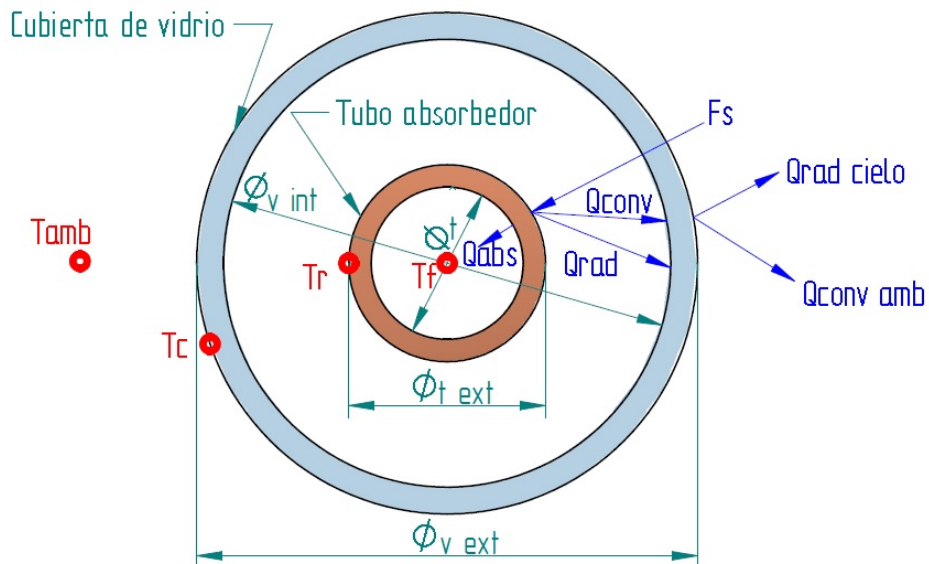


Figura 4.1: Sección transversal del absorbedor para el modelo numérico

4. MODELADO NUMÉRICO

Para el desarrollo de la rutina computacional se hicieron varias consideraciones en el sistema, tales como que el sistema se encuentra alineado perfectamente en su seguimiento solar a lo largo del día, que se cuenta con un flujo del fluido al interior del absorbedor unidimensional, que los componentes mantienen constantes sus dimensiones y que se considera insignificante la pérdida de calor en los extremos del tubo absorbedor.

4.2.1. Características físicas del sistema

El sistema de concentración solar, como ya se ha explicado, consta de varios componentes, tales como la superficie reflectiva, el tubo absorbedor y la cubierta de vidrio. Por lo que, en esta sección y más específico en la tabla (4.1) se enlistan las propiedades de cada uno de estos elementos sobre todo las necesarias para el modelado numérico.

Elemento		Valores	
Absorbedor (Tubo de Cobre)	$\Phi_{ext,Abs}$	22.225	<i>mm</i>
	$\Phi_{int,Abs}$	20.599	<i>mm</i>
	Espesor	0.813	<i>mm</i>
	Longitud	2.44	<i>m</i>
	Área cara externa	0.1703	<i>m</i> ²
	Conductividad térmica	340	<i>W/mK</i>
Superficie selectiva	Absortancia	0.8	
	Emitancia	0.9	
Cubierta (Tubo Borosilicato)	$\Phi_{ext,Cub}$	54	<i>mm</i>
	$\Phi_{int,Cub}$	49	<i>mm</i>
	Espesor	2.5	<i>mm</i>
	Longitud	2.44	<i>m</i>
	Área cara externa	0.4139	<i>m</i> ²
	Conductividad térmica	1.2	<i>W/mK</i>
	Transmitancia	0.92	

Tabla 4.1: Datos de interés sobre los componentes del sistema de concentración considerados para el modelado numérico

4.3. Modelo matemático

El objetivo de la generación de este modelado numérico es poder conocer el comportamiento térmico e hidrodinámico del fluido y de los componentes que conforman el arreglo del absorbedor en el sistema de concentración solar, permitiendo la estimación de la respuesta de este al estar en funcionamiento. Además, se realiza el acople a un modelo de trazado de rayos con el objetivo de poder hacer más detallado el análisis considerando el flujo incidente sobre el absorbedor de manera localizada sobre cada uno de los volúmenes de control correspondientes.

Se usan como base dos trabajos previamente desarrollados en lenguaje C, uno de estos por Ortega et. al. [18] y uno más realizado por García-Valladares O., Velázquez N [21], el cual fue validado con datos experimentales hechos por Sandia National Laboratories. El tipo de resolución para estos modelados numéricos es a través del modelado de sistemas térmicos mediante el método de volúmenes de control. El cual consiste básicamente en la división de los componentes en estudio en varias o muchas pequeñas partes, las cuales tienen la cualidad de mantener su volumen constante provocando entonces así poder realizar el cálculo de las condiciones de cada uno de estos elementos de manera congruente con sus volúmenes vecinos.

Estos dos modelos numéricos cuentan con una resolución unidimensional, resolviendo las ecuaciones de conservación de masa, balance de cantidad de movimiento y conservación de la energía. Estos dos trabajos han sido revisados y modificados con el objetivo de generalizar y comprender de manera fácil los balances de energía utilizados en el modelado. En el modelo usado se analiza el flujo del fluido dentro del tubo absorbedor, la conducción de calor en la pared del tubo absorbedor, y la transferencia de calor hacia la cubierta, estas se resuelven en el nuevo modelo de manera individual hasta que se alcanza la convergencia del arreglo completo.

Las ecuaciones fundamentales con las que se realiza la resolución en el modelado numérico para la transferencia de calor en los componentes del absorbedor y el desarrollo hidrodinámico del sistema, se muestran a continuación en su forma más general correspondiendo al método de volúmenes de control.

Es necesario mencionar que la notación $[x]_j^{j+1}$ que ahí se muestra representa una diferencia tal y como se muestra en la siguiente expresión de la Ec. (4.1).

$$[x]_j^{j+1} = x_{j+1} - x_j \tag{4.1}$$

4.3.1. Ecuación de conservación de masa

El uso de esta ecuación nos da el comportamiento o la razón de cambio de la masa contenida dentro de cada volumen de control, además de brindarnos información sobre el flujo másico y las velocidades del fluido dentro del absorbedor. De forma general se tiene que la ecuación es expresada tal y como muestra la Ec. (4.2).

$$\int_{SC} \rho \vec{v} d\vec{A} + \frac{\partial}{\partial t} \int_{VC} \rho dV = 0 \quad (4.2)$$

Que al ser discretizado se obtiene la Ec. (4.3).

$$[\dot{m}_f]_j^{j+1} + \frac{\partial m_f}{\partial t} = 0 \quad (4.3)$$

El flujo másico a la salida queda definida como la expresión 4.4

$$\dot{m}_{f,j} = \dot{m}_{f,j-1} - \frac{A_f \Delta x}{\Delta t} (\bar{\rho}_{f,tp} - \bar{\rho}_{f,tp}^0) \quad (4.4)$$

4.3.2. Ecuación de cantidad de movimiento

Esta ecuación nos brinda información a cerca de la caída de presión en el absorbedor, y se encuentra descrita en su forma general como lo muestra la Ec. (4.5).

$$\frac{\partial}{\partial t} \int_{VC} v \rho dV + \int_{SC} v \rho d\vec{v} \cdot d\vec{S} = F_{sup} + F_{mas} \quad (4.5)$$

Después de la discretización y el reacomodo de los términos quedaría como la expresión de la Ec. (4.6), cabe mencionar que este modelo contempla la existencia de dos fases dentro del tubo absorbedor, sin embargo en la validación no se presenta cambio de fase.

$$[\dot{m}_g v_g]_j^{j+1} + [\dot{m}_l v_l]_j^{j+1} + \Delta z \frac{\partial \tilde{m}}{\partial t} = - [p]_j^{j+1} A_t - \tilde{\tau}_w P \Delta z - m g \sin \theta \quad (4.6)$$

La discretización correspondiente para la presión a la salida queda definida tal y como muestra la Ec. (4.7).

$$P_{f,j} = - \frac{\Delta x}{A_t} \left\{ \pi D_{in} \Phi \frac{\bar{f} \bar{m}_f^2}{8 \rho_{f,tp} A_t^2} \left[\frac{\dot{m}_f}{\Delta x} [x_{f,g} V_{f,g} + (1 + x_{f,g}) V_{f,l}] \right]_{j-1}^j + \frac{\bar{m}_f - \bar{m}_f^0}{\Delta t} + \rho_{f,tp} A_f g \sin \beta \right\} + P_{f,j-1} \quad (4.7)$$

4.3.3. Ecuación de balance de energía

Con la ecuación de balance de energía expresada en la Ec. (4.8), es posible calcular la entalpía que junto con la presión obtenida de la ecuación de cantidad de movimiento hacen posible poder estimar la temperatura del fluido y otras propiedades que pudieran requerirse para el estudio del fluido en el tubo absorbedor.

$$\frac{\partial}{\partial t} \int_{VC} e \rho dV + \int_{SC} e \rho \vec{v} \cdot d\vec{S} = \dot{q} - \dot{w}_s \quad (4.8)$$

Al discretizar para este estudio se llega a la expresión de la Ec. (4.9).

$$[m_{f,l} e_{f,l} + m_{f,g} e_{f,g}]_j^{j+1} + \frac{\partial(\bar{m}_{f,l} \bar{e}_{f,l} + \bar{m}_{f,g} \bar{e}_{f,g})}{\partial t} - A_t \Delta x \frac{\partial \tilde{P}_f}{\partial t} = \tilde{q}_{u,f} p_f \Delta x \quad (4.9)$$

De la ecuación de continuidad y de conservación de la energía se obtiene la siguiente expresión para la entalpía del fluido a la salida del tubo absorbedor.

$$h_{f,j} = \frac{2\pi \phi_t \Delta x q_{u,f} - a \dot{m}_{f,j} + b \dot{m}_{f,j-1} + c A_f \Delta x / \Delta t}{\dot{m}_{f,j} + \dot{m}_{f,j-1} + \bar{\rho}_{f,tp}^0 A_f \Delta x / \Delta t} \quad (4.10)$$

Donde

$$\tilde{q}_{u,j} = h_f \left(T_{a,j} - \frac{(T_{f,j} + T_{f,j+1})}{2} \right) \quad (4.11)$$

$$a = b = [x_{f,g} V_{f,g} + (1 - x_{f,g}) V_{f,l}]_j^2 + g \sin \beta \Delta x - h_{f,j-1} \quad (4.12)$$

$$c = 2(\bar{P}_{f,j-1} - \bar{P}_{f,j-1}^0) - \bar{P}_{f,d}^0 (h_{f,j-1} - 2\bar{h}_{f,j-1}^0) - (\bar{\rho}_f V_{f,j-1}^2 - \bar{\rho}_f^0 V_{f,j-1}^0{}^2) \quad (4.13)$$

4. MODELADO NUMÉRICO

Las ecuaciones discretizadas se acoplan en el modelo utilizando un método paso a paso totalmente implícito en la dirección del flujo, que toma como punto de partida a los valores conocidos en la sección de entrada y las condiciones de frontera de la pared, los valores para las variables en la salida de cada volumen de control se obtienen de manera iterativa con las ecuaciones discretizadas, pasando a ser estos valores los valores de entrada del volumen de control siguiente y así sucesivamente. Este procedimiento se lleva a cabo desde la entrada del absorbedor hasta que se llega al final del tubo absorbente.

La conducción de calor en los componentes del arreglo en el absorbedor se realizan suponiendo una distribución de temperatura unidimensional. Donde se hacen intervenir los efectos de transferencia de calor por conducción, por convección y por radiación. Las caras de cada volumen de control, son indicadas como e , w , n y s correspondientes a los puntos cardinales como este, oeste, norte y sur. Esto se ilustra en la Fig. (4.2), donde además se aprecian los flujos de energía involucrados en esa sección para la transferencia de calor.

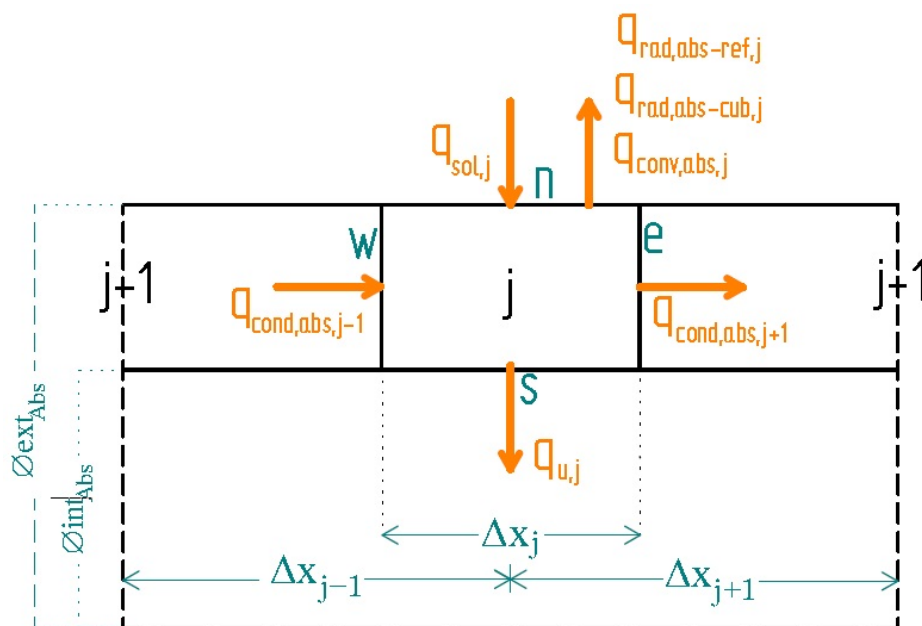


Figura 4.2: Representación de un volumen de control perteneciente a la pared del tubo absorbedor

Siguiendo con este desarrollo se tiene el balance de energía sobre este volumen de control perteneciente al tubo absorbedor, quedando el balance como se muestra en la Ec.(4.14).

$$\begin{aligned} \tilde{q}_{sol,abs,j} - \tilde{q}_{u,j} - \tilde{q}_{rad,abs-cub,j} - \tilde{q}_{rad,abs-ref,j} - \tilde{q}_{conv,abs-cub,j} - \\ \tilde{q}_{conv,abs-ref,j} + \tilde{q}_{cond,abs,j-1} - \tilde{q}_{cond,abs,j+1} = 0 \end{aligned} \quad (4.14)$$

Que a su vez al desarrollar los efectos convectivos y radiativos la expresión queda como:

$$\begin{aligned} & \tilde{q}_{sol,abs,j} - \tilde{q}_{u,j} - h_{rad,abs-cub}(T_{abs,j} - T_{cub,j}) - h_{rad,abs-ref}(T_{abs,j} - T_{ref,j}) \\ & \quad - h_{conv,abs-cub}(T_{abs,j} - T_{cub,j}) - h_{conv,abs-ref}(T_{abs,j} - T_{ref,j}) \quad (4.15) \\ & + \frac{k_{a,j-1}}{\Delta x_{j-1}} \frac{L A_{tr,abs}}{A_{abs} \Delta x_j} (T_{abs,j} - T_{abs,j-1}) - \frac{k_{a,j+1}}{\Delta x_{j+1}} \frac{L A_{tr,abs}}{A_{abs} \Delta x_j} (T_{abs,j} - T_{abs,j+1}) = 0 \end{aligned}$$

Tal y como es posible de notar en la expresión anterior se encuentra en términos de la temperatura de pared para cada volumen de control ($T_{abs,j}$), esto nos da la posibilidad de conocer la distribución de temperatura sobre este elemento del arreglo el tubo absorbedor. Las discretizaciones para cada uno de los elementos componentes del tubo absorbedor se desarrollan en los dos artículos ya antes mencionados desarrollados por Ortega et. al. [18] y por García-Valladares O., Velázquez N [21].

El flujo radiativo ($q_{sol,j}$) es la parte de mayor interés en el desarrollo de este trabajo, debido a que este considera el acople de un modelo de trazado de rayos al modelado numérico de resolución mediante el metodo de volúmenes de control previamente desarrollado. La descripción de un flujo radiativo proveniente del efecto de la concentración solar sobre cada volumen de control hace posible la estimación de la temperatura del fluido de trabajo a la salida del tubo absorbedor de manera más detallada al considerar los flujos puntuales sobre cada volumen de control. Además, el modelo completo muestra la posibilidad de conocer las distribuciones de temperatura a lo largo del absorbedor, tanto para el fluido inmerso como para la pared del tubo de cobre y de la cubierta de borosilicato.

4.3.4. Algoritmo de solución

El algoritmo de solución se presenta en el siguiente esquema mostrado en la Fig. (4.3), mostrando las principales subrutinas del modelo numérico, donde cada uno de estos pasos se explica a continuación.

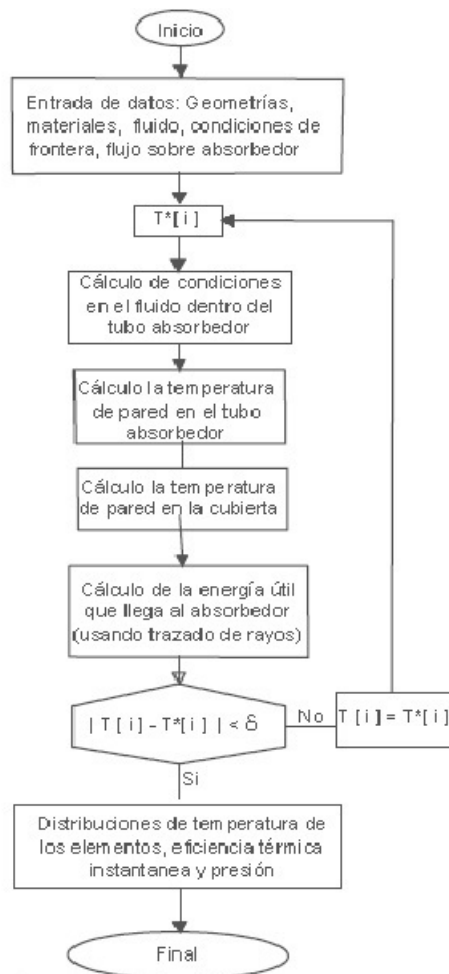


Figura 4.3: Algoritmo de solución del modelo numérico

Primero se tienen los parámetros de entrada para el modelo numérico. Estos parámetros corresponden a las dimensiones del equipo, a las propiedades de cada uno de los elementos, los cuales se encuentran ya descritos en una base de datos, los coeficientes convectivos dentro y fuera de la cubierta de vidrio son calculados con correlaciones empíricas generales, mientras que las condiciones de entrada del fluido de trabajo, temperatura ambiente y velocidad de viento son fijados por el usuario de acuerdo a la configuración a usar, además de una distribución inicial de temperaturas para cada volumen de control.

Se hace un primer cálculo de las condiciones del fluido dentro del tubo absorbedor. Esto se realiza al resolver las ecuaciones considerando la primera distribución de temperatura de pared del tubo receptor, actuando este como la condición de contorno para así lograr la evaluación de la temperatura del fluido dentro del volumen en cuestión. Con esto se logra obtener una nueva distribución de temperaturas en el fluido para cada volumen de control, es decir, se cuenta con un nuevo mapa de temperaturas con su respectiva ubicación.

Una vez que se tiene esa nueva distribución de temperaturas para el fluido se recalcula la interacción con las paredes del tubo receptor que a su vez se ve afectado por las pérdidas convectivas y radiativas tanto en el ánulo como con el medio ambiente. También se calcula una diferencia entre la temperatura supuesta y la nueva. Esta diferencia es la que se convierte en el criterio de decisión de en que punto la distribución de temperaturas es la correcta de manera teórica. Este procedimiento se realiza de manera iterativa hasta lograr cumplir con el criterio de convergencia que establece una diferencia entre la temperatura supuesta con la nueva, dejando así una última descripción del sistema completo.

Posteriormente se hace el cálculo de la distribución de temperaturas sobre la pared de la cubierta de borosilicato con la que cuenta el arreglo del absorbedor. Esto se logra de la misma manera que en la pared del tubo absorbedor, es decir, se hace considerando la interacción entre la cubierta misma con los medios convectivos y radiativos por parte del ambiente y del contenido del ánulo. Obteniendo una nueva distribución de temperaturas que se compara iterativamente hasta llegar a una que cumpla con el criterio de convergencia establecido.

En la cuarta subrutina se hace el acople de los datos obtenidos del trazado de rayos, por lo que se ingresan como el flujo de radiación incidente sobre cada volumen de control. Este último puede ser dado como flujo sobre el absorbedor o puede ser calculado con la radiación directa incidente, ambos son obtenidos del procesamiento de los datos exportados por el trazado de rayos. La manera de obtener los datos que otorgan la descripción del flujo proveniente de la concentración solar e incidente sobre el tubo absorbedor, se describe en la siguiente sección (sección 4.4), ya que esta es una de las partes de mayor contribución en el modelado numérico en la búsqueda de una mejor estimación y comprensión del funcionamiento del sistema completo.

4.4. Acople del trazado de rayos al modelo numérico

4.4.1. Modelo de trazado de rayos

El modelo de trazado de rayos realizado y empleado para el acople con el modelado numérico del comportamiento térmico e hidrodinámico en el sistema de concentración solar, ocupa como principales elementos a la superficie reflectiva y al tubo absorbedor.

La superficie de material reflectivo corresponde al arreglo del sistema real en cuanto a dimensiones y propiedades. Por lo que se definieron dos secciones de perfil parabólico con 32.5 y 31 centímetros de distancia focal, un error global de 8 mili radianes, una reflectancia de 0.9 y una distribución del tipo pillbox. En cuanto al absorbedor se definió en un punto que lograra interceptar de mejor manera a los rayos reflejados por parte de la superficie reflectiva, lo cual fue estimado en el sistema real con la proyección de las imágenes reflejadas sobre el blanco Lambertiano, haciendo coincidir de la mejor manera posible ambas secciones del perfil parabólico. El arreglo generado se ilustra en la imagen de la Fig. (4.4).

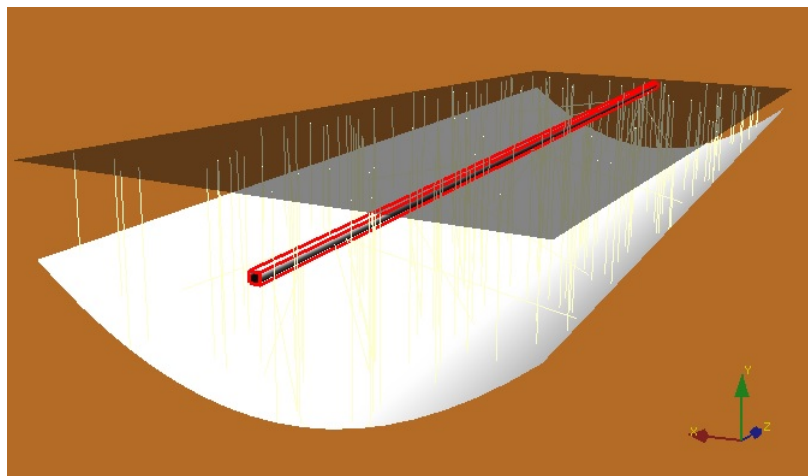


Figura 4.4: Modelo de trazado de rayos usado para el acople con el modelado numérico. Elaborado en Tonatiuh [5]

Con este modelo generado se procedió a hacer diferentes corridas del comportamiento óptico del sistema, variando la radiación solar incidente, para que con ayuda de los datos que exporta este modelo de trazado de rayos fuera posible conocer el flujo de energía incidente sobre el absorbedor del sistema de concentración, que es donde se hace el aprovechamiento de esta energía para transferirla al fluido de trabajo en el interior del absorbedor. Las corridas se realizaron, al igual que en la caracterización óptica, con un número de 1×10^7 de rayos para la simulación, generando una reducción en el tiempo de cómputo sin la necesidad de comprometer los resultados de la resolución.

4.4.1.1. Datos de salida del modelado de trazado de rayos

Como datos de salida obtenidos de las simulaciones realizadas al variar la radiación incidente se obtiene una distribución de flujo sobre la superficie del tubo absorbedor, es decir, se presenta a la superficie extendida formando un mapa de coordenadas xy con su valor correspondiente de flujo incidente sobre cada uno de ellos. Un ejemplo de los datos que exporta el programa se presenta en la Fig. (4.5) que se muestra a continuación.

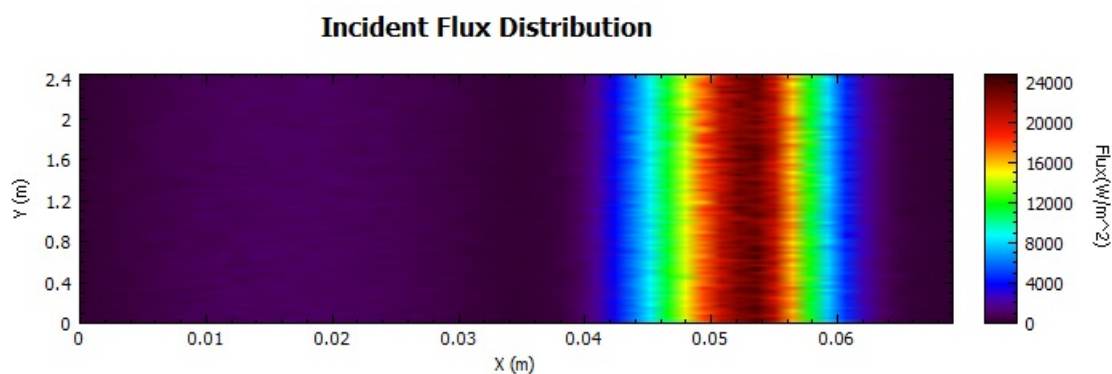


Figura 4.5: Superficie extendida del absorbedor con su distribución de flujo. Obtenida del software de trazado de rayos Tonatiuh [5].

De acuerdo con esto, el modelo de trazado de rayos es capaz de generar el grupo de coordenadas con el flujo correspondiente sobre cada punto, por lo que, estos son los datos de flujo incidente obtenidos sobre el tubo absorbedor.

Con esto es posible conocer de manera puntual el flujo radiativo sobre cada sección del tubo absorbedor, lo cual genera la posibilidad de poder acoplar estos datos como datos de entrada del modelado numérico. Debido a que se consideraría el flujo radiativo correspondiente con cada volumen de control definido sobre el tubo mismo, para entonces estimar la respuesta térmica con cada una de esas distribuciones de flujo.

Se obtuvieron distribuciones de flujo para diferentes niveles de radiación solar directa con el objetivo de poder conocer la influencia de este cambio en la respuesta del flujo que finalmente incide sobre la superficie del absorbedor, y entonces así poder establecer en el modelado numérico directamente con la definición de este parámetro de irradiancia sin tener la necesidad de hacer más corridas en el trazado de rayos.

4.4.1.2. Procesamiento de datos del trazado de rayos

Para el procesamiento de los datos obtenidos del modelo de trazado de rayos con los que se requería trabajar dentro del modelado numérico se hicieron varias consideraciones. Una de las principales consideraciones tomada en cuenta en el acople del trazado de rayos con el modelado numérico de la parte térmica del sistema, es que el trazador de rayos arroja datos sobre la superficie del absorbedor en forma de una división de par coordinado con su flujo correspondiente, pero en el modelado numérico no es necesaria la detallada descripción de la distribución de flujo sobre el perímetro. Esto es debido a la alta conductividad térmica del material del tubo absorbedor, que en este caso es de cobre, siendo este uno de los mejores materiales para la conducción de calor. Por tal motivo, se tiene la consideración de una temperatura homogénea de manera angular y solo se requiere información sobre la distribución de flujo sobre la longitud del absorbedor. Esto es igual a seccionar el tubo absorbedor en pequeñas unidades con forma de un anillo, esto es más sencillo de apreciar en la imagen de la Fig. (4.6).

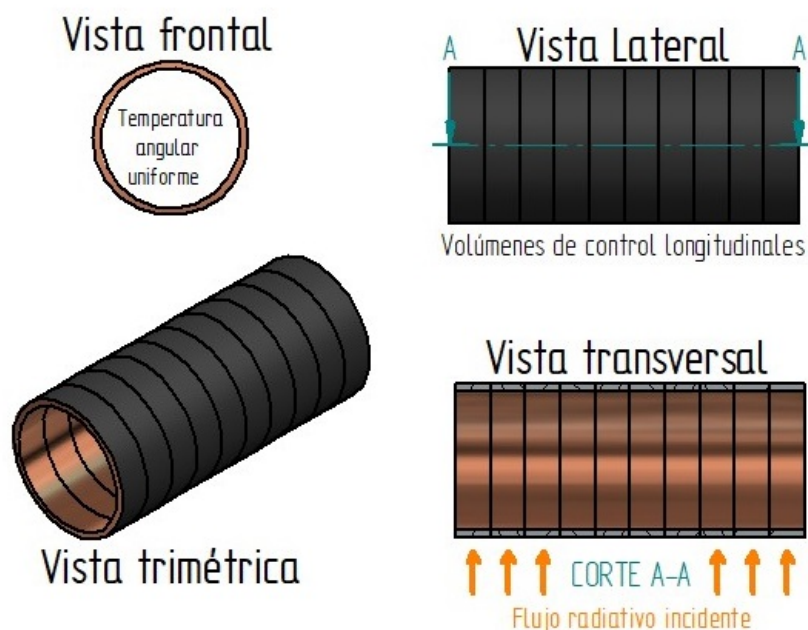


Figura 4.6: Ejemplificación de los volúmenes de control en el absorbedor del sistema de concentración solar

En la Fig. (4.6) se ejemplifica la división en pequeños volúmenes de control a la longitud del tubo absorbedor, por lo que ahora a los datos exportados por el trazado de rayos necesitan ser resumidos en sus coordenadas x de la distribución exportada, es decir, se hace el resumen del flujo radiativo para cada anillo que conforma el absorbedor.

Siguiendo esta lógica de resumen para la distribución de flujo radiativo se llega a la obtención del flujo incidente sobre cada uno de estos anillos que conforman al absorbedor. Donde esto finalmente se traduce en la obtención de un perfil de distribución de flujo radiativo incidente respecto a la longitud del absorbedor. Este perfil resulta ser muy parecido a lo largo del absorbedor, es decir, presenta poca variación en los niveles de flujo sobre cada anillo, tal y como se muestra en la gráfica de la Fig. (4.7).

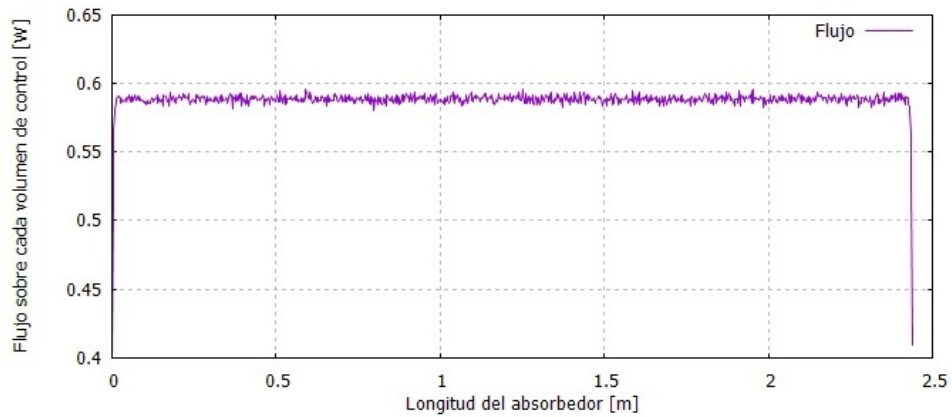


Figura 4.7: Distribución de flujo incidente sobre cada volumen de control

La curva antes descrita nos permite asociar el flujo incidente sobre cada volumen de control con su posición, para entonces así generar la estimación del comportamiento térmico esperado en el sistema real. Sin embargo, con las corridas previamente realizadas a diferentes radiaciones se construyó un modelo que permitiera tener al valor de la radiación como variable dependiente, por lo cual se presenta la Fig. (4.8), que resulta responder al comportamiento de un modelo lineal.

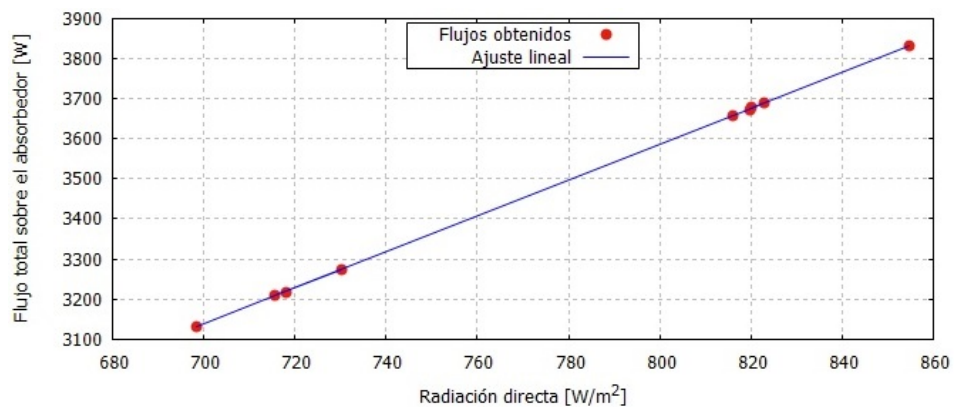


Figura 4.8: Ajuste para la obtención del perfil de flujo con la radiación como variable dependiente

4. MODELADO NUMÉRICO

El ajuste corresponde a la expresión de la Ec. (4.16), que da la posibilidad de solo cambiar la radiación directa (I_{dir}) con la que se desea trabajar en la simulación del comportamiento térmico, para entonces así poder estimar la respuesta del sistema en cuanto al aprovechamiento de la energía solar.

$$Flujo_{obs} = 4.4824 I_{dir} - 0.0563 [W] \quad (4.16)$$

$$R^2 = 0.9999 \quad (4.17)$$

De acuerdo con lo anterior se tiene listo el modelo numérico para la estimación del comportamiento térmico del sistema, especialmente en el absorbedor del sistema de concentración. Este modelo numérico permite conocer la distribución de temperatura sobre el absorbedor, además del cálculo de la temperatura de pared para el tubo y la cubierta.

Por tal motivo, hasta este punto solo era necesaria la validación de este modelo y del acople de trazado de rayos con la ayuda de datos experimentales, por lo que se hicieron las pruebas del rendimiento térmico con la recopilación de valores de variables de interés en el sistema, con el fin de realizar la comparación entre lo teórico y lo experimental. La parte de experimentación se desarrolla en el siguiente capítulo y se cierra el mismo con la validación de este modelo numérico.

Experimentación

5.1. Sistema usado

5.1.1. Configuración del sistema

La configuración y los diferentes elementos involucrados para la realización de la evaluación del rendimiento térmico se ilustran en la imagen de la Fig. (5.1). Los elementos principales son un tanque de almacenamiento donde se regulan las condiciones de temperatura del agua que se requieren a la entrada del tubo absorbedor; una bomba hidráulica que bombea el fluido de trabajo a través de todo el circuito para las pruebas de rendimiento térmico; un medidor de flujo de efecto Coriolis con una válvula proporcional para la regulación del mismo; y el sistema de concentración solar que en este caso es el cilindro parabólico.

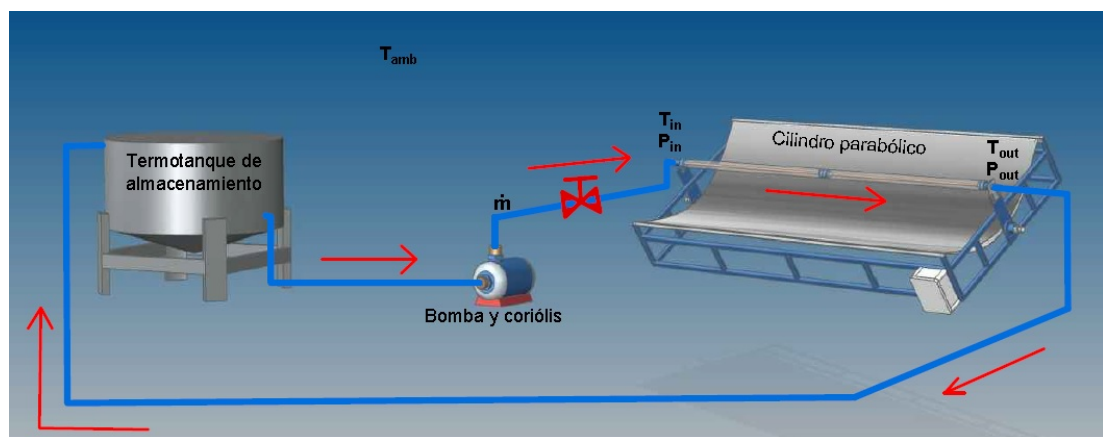


Figura 5.1: Sistema de caracterización de rendimiento térmico

5.1.2. Metodología

Una vez presentada la configuración del sistema para la evaluación del rendimiento térmico del sistema de concentración, es posible describir la metodología para dicho efecto. Toda la metodología seguida es tomando como base a la norma mexicana NMX001. Por lo que, se comienza por la decisión del flujo que se hará pasar por el tubo absorbedor, el cual responde a una relación proporcional de acuerdo con la norma de 0.02kg/s por cada metro cuadrado de área de colección. Además, este flujo se debe mantener durante toda la prueba de rendimiento térmico, cuidando no exceder variaciones mayores al $\pm 1\%$ del flujo.

Posteriormente se definen cuatro temperaturas de entrada del fluido al tubo absorbedor, para entonces así observar el cambio de temperatura a la salida, es decir, para poder medir el delta de temperatura que se genera por efecto de la radiación solar del sistema de concentración solar. Se espera la estabilización del sistema en la temperatura deseada de entrada por 15 minutos, para entonces así registrar el primero de los cuatro puntos a esa misma temperatura. Entre cada uno de los cuatro puntos se espera cinco minutos más, pero siempre cuidando que las variaciones en las temperaturas de entrada y salida no excedan de $\pm 1^\circ\text{C}$ y la ambiente no exceda de los $\pm 1.5^\circ\text{C}$.

Esto se aplica a cada una de las cuatro temperaturas definidas para el fluido a la entrada del tubo absorbedor del concentrador. Es necesario mencionar que la norma establece que para las mediciones se deben de alcanzar por lo menos los $800\text{W}/\text{m}^2$, pero esto es para los colectores planos que no presentan seguimiento y el sistema de concentración de tipo canal parabólico usado cuenta con un sistema de seguimiento. Debido a esto se tiene por mayor tiempo al sistema de colección solar de manera perpendicular a los rayos solares.

Una vez obtenidos todos los puntos de las pruebas se procedió a hacer el procesamiento correspondiente para la obtención de la curva de eficiencia térmica del sistema de concentración solar usado para las mediciones. El procedimiento anterior se realizó para tres absorbedores distintos dos recubiertos con Cobalto negro y uno más con pintura para alta temperatura de color negro con acabado mate.

5.2. Pruebas realizadas

De acuerdo como lo marca la norma NMX-ES-001-NORMEX-2005 para la obtención de la curva de rendimiento térmico se tiene que para el intervalo de prueba y para cada punto de eficiencia, el valor de la eficiencia es calculado usando la Ec. (5.1).

$$\eta_g = \frac{\int_{t_1}^{t_2} \dot{m} C_p (T_{f,e} - T_{f,i}) \cdot dt}{A_g \int_{t_1}^{t_2} G \cdot dt} \quad (5.1)$$

Es necesario decir que el área del colector solar usada para el cálculo no es el área de la superficie absorbedora, sino más bien el área neta del colector solar, en este caso el área de apertura del cilindro parabólico. Y la norma también establece que para aquellos colectores solares que no aceptan radiación difusa, la variable G en el denominador de la Ec. (5.1), debe ser considerado sólo el componente directo en el plano de apertura.

Se tiene que en cuanto a balances de energía la eficiencia térmica se encuentra definida por la expresión de la Ec. (5.2), la cual parte de la realización de un balance de energía sobre el colector de cilindro parabólico mismo.

$$\eta_g = \left(\frac{A_a}{A_g} \right) F_R \left[(\tau\alpha) - U_L \frac{(T_{out} - T_{amb})}{G_b} \right] \quad (5.2)$$

En cuanto al aprovechamiento de la energía de manera instantánea se tiene la expresión de la Ec. (5.3) que involucra al flujo másico, al calor específico del fluido de trabajo, las temperaturas de entrada y salida, así como a la irradiancia solar directa registrada durante la prueba.

$$\eta_{inst} = \frac{\dot{m} C_p (T_{out} - T_{in})}{A_c G_b} \quad (5.3)$$

Estas dos ecuaciones generan las coordenadas de los puntos de la curva de rendimiento, de tal manera que se pueden manejar como las expresiones de la Ec. (5.4) y la Ec. (5.5).

$$x = \frac{T_{in} - T_{amb}}{G_b} \quad (5.4)$$

$$y = \frac{\dot{m} C_p (T_{out} - T_{in})}{A_c G_b} \quad (5.5)$$

5. EXPERIMENTACIÓN

Para la obtención de cuatro puntos de la curva de rendimiento térmico se obtuvieron los siguientes datos, los cuales son correspondientes a los datos censados sobre la temperatura de entrada y salida, la temperatura ambiente y la irradiancia. Estos datos corresponden a un periodo de tiempo lo suficientemente extenso como para realizar las cuatro mediciones. Los datos presentados como ejemplo corresponden a la prueba realizada al sistema de concentración con el absorbedor recubierto de pintura para alta temperatura acabado mate a la temperatura de 47°C como temperatura de entrada al tubo absorbedor del sistema. Los datos de temperatura ambiente se presentan en la Fig. (5.2) y los de irradiancia en la Fig. (5.3).

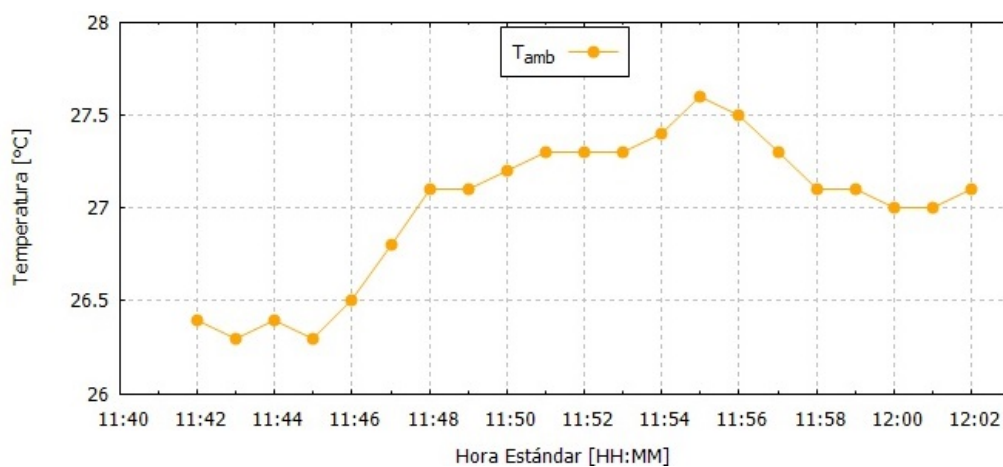


Figura 5.2: Temperatura ambiente durante la prueba de temperatura de entrada de 47°C realizada el 5/Jul/18

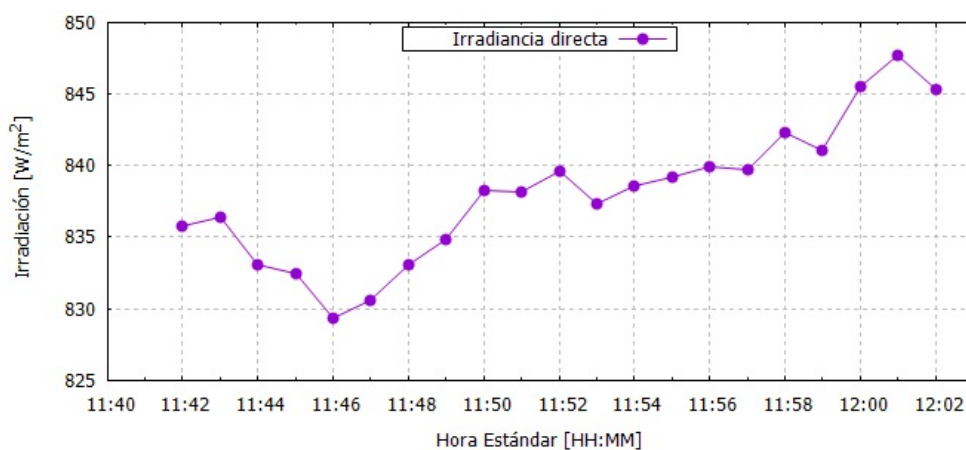


Figura 5.3: Irradiancia solar directa durante la prueba de temperatura de entrada de 47°C realizada el 5/Jul/18

Los datos correspondientes a las temperaturas de entrada y salida del agua dentro del tubo absorbedor del sistema de concentración solar, se presentan las curvas de la Fig. (5.4), que a continuación se muestra.

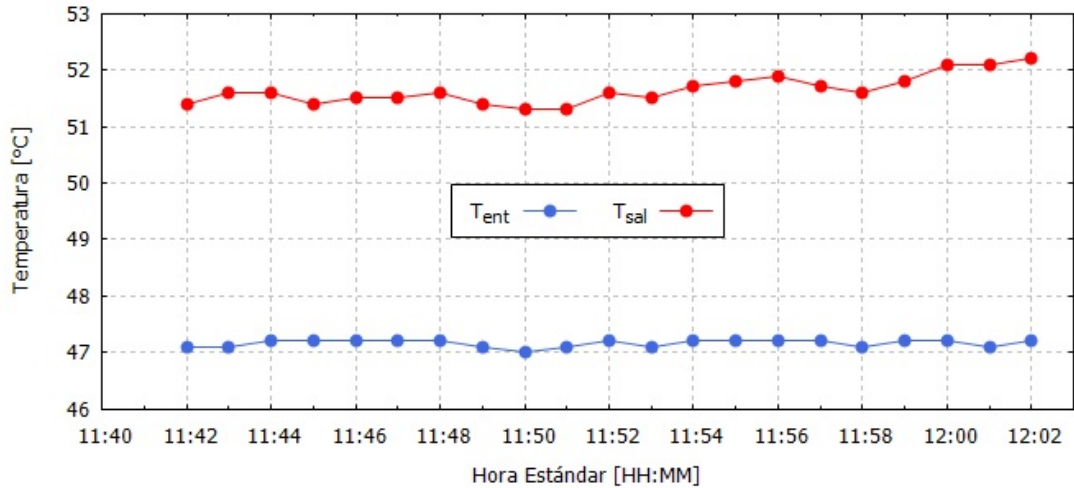


Figura 5.4: Temperatura de entrada y salida del agua dentro del tubo absorbedor durante la prueba de temperatura de entrada de 47°C realizada el 5/Jul/18

Con estos datos y después del uso de las expresiones de la Ec. (5.4) y la Ec. (5.5) se obtuvieron los cuatro puntos mostrados en la tabla 5.1, con los cuales se conoce el rendimiento térmico para la prueba a 47°C .

x	y
0.02686089	0.22412973
0.02659361	0.22740036
0.02645998	0.2157499
0.02712816	0.23314728

Tabla 5.1: Puntos obtenidos en la prueba de temperatura de entrada de 47°C

Este mismo procedimiento para la recopilación y procesamiento de datos se realizó en las otras pruebas a diferentes temperaturas de entrada. Además, se siguió este mismo procedimiento para la evaluación del funcionamiento de los diferentes absorbedores con los que se contó.

5. EXPERIMENTACIÓN

5.2.1. Absorbedores diferentes

Después de la realización de las pruebas y del procesamiento correspondiente se llegó a las curvas de rendimiento térmico que se ilustran en la Fig. (5.5), donde es posible apreciar una mejor respuesta por parte del absorbedor recubierto con pintura de alta temperatura color negro acabado mate.

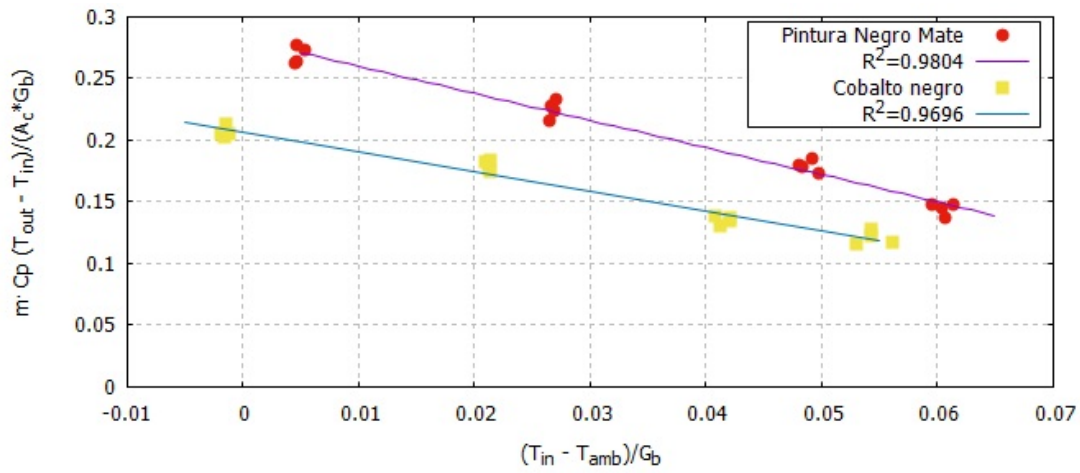


Figura 5.5: Rendimiento térmico variando el tubo absorbedor en el sistema de concentración solar

Para las regresión necesarias de la curva de rendimiento se obtuvieron las siguientes expresiones, quedando de la forma de la Ec. (5.6), tanto la Ec. (5.7) y la Ec. (5.9), que corresponden a las curvas de eficiencia del sistema de concentración solar con el tubo absorbedor recubierto con pintura y para el tubo absorbedor recubierto con superficie selectiva de Cobalto negro respectivamente.

$$\eta_g = F_R(\tau\alpha) - F_R U_L \left(\frac{T_{out} - T_{amb}}{G_b} \right) \quad (5.6)$$

$$\eta_{g,P} = 0.2516 - 2.1962 \left(\frac{T_{out} - T_{amb}}{G_b} \right) \quad (5.7)$$

$$R^2 = 0.9804 \quad (5.8)$$

$$\eta_{g,Co} = 0.2065 - 1.5927 \left(\frac{T_{out} - T_{amb}}{G_b} \right) \quad (5.9)$$

$$R^2 = 0.9696 \quad (5.10)$$

5.3. Validación del modelo numérico

Para la validación del modelo se hace un resumen de varios puntos de interés obtenidos en la experimentación, con la finalidad de ingresar esos valores o condiciones de ciertas características del sistema en determinado momento. Estas características de funcionamiento del sistema corresponden directamente a las propiedades del fluido de trabajo, a la entrada del absorbedor, a la radiación directa sobre el área de apertura del colector, la temperatura ambiente para cada momento y la velocidad de viento.

Posteriormente se hace el ingreso de datos para cada uno de los 9 diferentes estados censados en el sistema real. Al ingresar estos valores y hacer las respectivas corridas se toma como parámetro de comparación a la temperatura de salida del tubo absorbedor, esto como parámetro inicial de comprobación del correcto funcionamiento del modelo numérico.

Se probaron nueve casos para la validación del modelo numérico acoplado con el trazado de rayos que maneja como variable dependiente a la radiación directa sobre el sistema de concentración solar. Estos nueve casos se muestran a manera de resumen en la tabla 5.2, que se muestra a continuación. Es necesario decir que estos son los datos obtenidos de manera experimental con el sistema de concentración solar real desarrollado en este trabajo.

Hora	T_{in} °C	T_{sal} °C	Flujo [kg/min]	T_{amb} °C	Irradiancia Directa [W/m ²]
10:10	28.6	32.3	1.628	24.6	698.5
10:15	28.8	32.4	1.604	25.3	718.2
10:20	28.9	32.3	1.633	25.4	730.4
10:25	28.8	32.4	1.651	25.3	715.7
11:45	47.2	51.4	1.541	26.3	816.0
11:50	47.0	51.3	1.648	27.2	820.0
11:55	47.3	51.8	1.607	27.6	823.0
12:00	47.3	51.8	1.603	27.4	819.6
13:30	65.3	68.5	1.602	28.6	854.6

Tabla 5.2: Datos experimentales elegidos para la validación del modelado numérico

5. EXPERIMENTACIÓN

Estos valores fueron ingresados al modelado numérico como parámetros de entrada para la resolución del sistema conjunto, para que al final de cada corrida correspondiente a cada uno de los casos se estimará la temperatura de salida del tubo absorbedor. Los resultados obtenidos se presentan a manera de resumen para cada caso en la tabla 5.3, mostrando con ellos la diferencia entre el valor experimental y el calculado.

Hora	$T_{sal} \text{ } ^\circ C$		Porcentaje de error
	Experimental	Modelo numérico	
10:10	32.3	31.87	1.35
10:15	32.4	32.22	0.56
10:20	32.3	32.32	0.06
10:25	32.4	32.12	0.87
11:45	51.4	51.04	0.71
11:50	51.3	50.64	1.30
11:55	51.8	51.04	1.49
12:00	51.8	50.93	1.71
13:30	68.5	68.96	0.67

Tabla 5.3: Comparación de temperaturas de salida entre datos experimentales y los calculados por el modelado numérico

De acuerdo con la tabla anterior es posible ver que el porcentaje de error es muy aceptable, ya que el valor máximo oscila entre los valores de 1.35 % y 1.49 %.

En cuanto a la diferencia entre las temperaturas de salida del fluido de trabajo en el sistema de concentración solar se presenta una diferencia pequeña que en promedio es alrededor de los $0.34^\circ C$.

Estos resultados parecen ser muy buenos en comparación con otros modelos desarrollados y existentes en la literatura. Uno de los mejores de estos modelos es el que se desarrollo con un una resolución tridimensional mostrando un error promedio en la temperatura del 2 %, mientras que el desarrollado en este trabajo es uno unidimensional y muestra un máximo de 1.49 %.

La interacción entre la irradiancia directa incidente sobre el sistema de concentración solar sobre la temperatura de salida se muestra con las curvas de la Fig. (5.6), que se muestra a continuación.

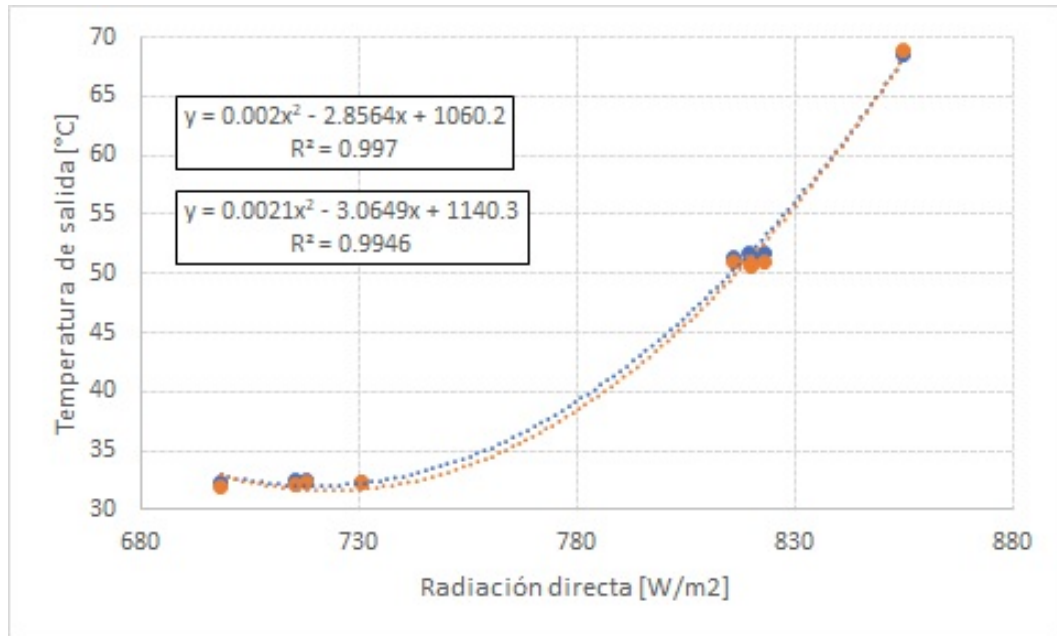


Figura 5.6: Influencia de la radiación solar directa sobre la temperatura de salida del absorbente

En términos de la energía aprovechada en el fluido se hace el cálculo de la misma con ayuda de la expresión de la Ec. (5.11). Los resultados para estos nueve casos se presentan en la tabla, con sus respectivos errores relativos.

$$Q_u = \dot{m}C_p(T_{sal} - T_{in}) \quad (5.11)$$

Los valores de la tabla 5.4 nos hacen notar que en términos de energía las diferencias entre el modelo y la experimentación se incrementan considerablemente. Por lo que, se hace el análisis sobre el calor perdido durante el proceso de aprovechamiento de energía. De acuerdo con esto se presenta las siguientes curvas de calor de pérdida en la Fig. (5.7) para cada uno de los casos, tanto de manera experimental como con el modelado numérico.

5. EXPERIMENTACIÓN

Hora	T_{in} °C	T sal °C		Flujo [kg/s]	Energía aprovechada		Porcentaje de error
		Experimental	Modelo		Experimental	Modelo	
10:10	28.6	32.3	31.87	0.0271	420.2465	371.4070	11.62
10:15	28.8	32.4	32.22	0.0267	402.8606	382.7176	5.00
10:20	28.9	32.3	32.32	0.0272	387.3585	389.6371	0.59
10:25	28.8	32.4	32.12	0.0275	414.6652	382.4134	7.78
11:45	47.2	51.4	51.04	0.0257	451.5438	412.8401	8.57
11:50	47	51.3	50.64	0.0275	494.3945	418.5107	15.35
11:55	47.3	51.8	51.04	0.0268	504.5177	419.3102	16.89
12:00	47.3	51.8	50.93	0.0267	503.2619	405.9646	19.33
13:30	65.3	68.5	68.96	0.0267	357.6518	409.0643	14.37

Tabla 5.4: Comparación en cuanto a energía aprovechada

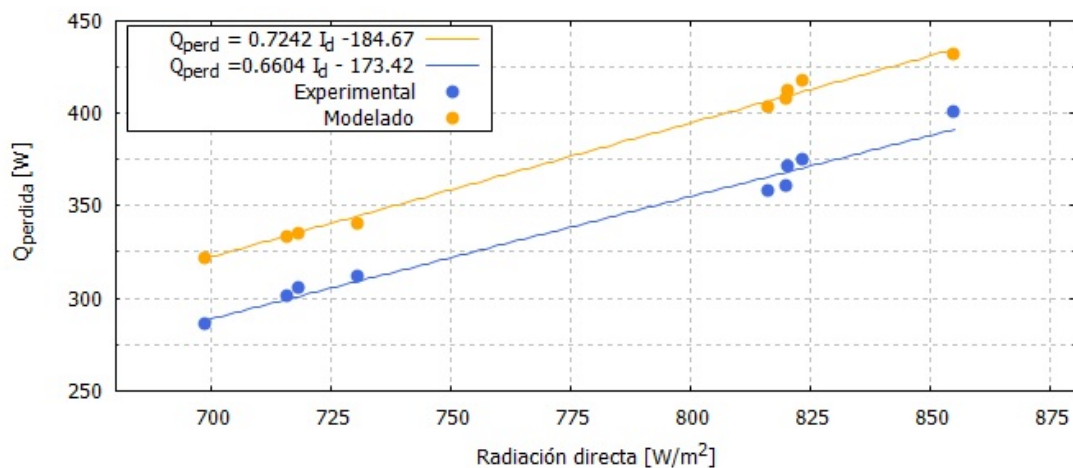


Figura 5.7: Influencia de la irradiación solar directa en la pérdida de calor

Con las curvas anteriores es posible observar que la pérdida de calor en el arreglo del absorbente del sistema de concentración solar presenta un comportamiento lineal con respecto a la irradiancia solar incidente mostrando una similitud entre el modelado y las pruebas experimentales.

Conclusiones

Como conclusiones del presente trabajo desarrollado se tienen varios puntos relevantes en cada una de las secciones o subsistemas que componen al sistema de concentración solar con el que se trabajó.

Una de las primeras secciones desarrolladas es la parte del seguimiento solar, logrando la generación de un sistema de control con buenas características. Entre estas destacan la generación de un sistema de control robusto que cuenta con varias opciones de manejo, así como la posibilidad de poder hacer la elección de controlar al sistema con tres diferentes transductores. Este sistema de control también cuenta con la implementación del ojo óptico como una opción más en el ajuste del seguimiento de la trayectoria aparente del Sol, logrando así una mejor respuesta del sistema en conjunto. Por parte del controlador del ciclo de trabajo del motor actuador del sistema, se tiene que con el control es posible hacer la regulación de una señal PWM, que es la que se ingresa como controlador del motor. El sistema de control desarrollado para el sistema de seguimiento solar del canal parabólico también cuenta con características que lo hacen de fácil implementación, tales como la conexión inalámbrica, la sincronización de la fecha y hora con el servidor del equipo de cómputo que se esté usando, así como la recopilación de datos que se hace de la misma manera.

Para el sistema de seguimiento solar desarrollado se logró un control con buena precisión. Llegando a que sin la implementación del componente óptico se presenta una deriva promedio de 0.14° , mientras que con la implementación del componente óptico generado se llega a un seguimiento con una deriva alrededor de los 0.07° . Brindando así un sistema de seguimiento confiable. Además, este sistema de control es capaz de operar de manera automática a lo largo de todo el año, gracias a las rutinas generadas sobre el paro y la puesta en marcha, así como la de reposicionamiento del sistema en su modo de abatimiento.

Respecto a la caracterización óptica se tiene que, se logró la combinación de dos metodologías existentes en la literatura, que son la de trazado de rayos con la de fotogra-

6. CONCLUSIONES

metría. Logrando la obtención de un error global con el acople de ambos procedimientos y técnicas. El error global obtenido y usado para las demás pruebas al sistema es de 8 mili radianes.

En el modelado numérico se logró el acople con el trazado de rayos generando una diferencia entre las temperaturas de salida del fluido en el absorbedor pequeña, con un error porcentual máximo de 1.49 %. De tal manera que el modelo puede competir con otros existentes aplicados al mismo tipo de tecnología sin ningún problema. Además de brindarnos la posibilidad de conocer las distribuciones de temperatura sobre cada uno de los elementos que componen el arreglo del absorbedor, así como la energía útil obtenida y la eficiencia del sistema.

En terminos generales se logró un sistema medianamente confiable puesto que presenta problemas de construcción que influyen considerablemente en el aprovechamiento de la energía solar. Esto afecta aún con la variación hecha de la superficie selectiva con la que es recubierta el tubo absorbedor. Esto puede ser mejorado en un futuro con el logro de una mejor construcción del sistema, con la definición de los correctos procesos de manufactura y el correcto montaje del mismo.

Bibliografía

- [1] Arancibia Bulnes Camilo A., R. R. D. (2016). *Introducción a la Energía Solar Térmica*. Instituto de Energías Renovables, UNAM. [XIII, XIII, 8, 9](#)
- [2] B. Samareh, M. Y. (2005.). Two dimensional numerical simulation of the turbulent wind flow around a large parabolic solar collector. *Proceedings of APCWEVI.*, 32:151. [92](#)
- [3] Belkacen Agagna, A. S. (2017). Coupled simulation method by using mcrt and fvm techniques for performance analysis of a parabolic trough solar collector. *Energy Procedia*, 48. [92](#)
- [4] Bezian J. Garcia P., F. A. (2007). Codes for solar flux calculation dedicated to central receiver system application: A comparative review. *Solar Energy*, 823:189–197. [66](#)
- [5] Blanco, M. (2005). Tonatiuh software development project: An open source approach to the simulation of solar concentrating systems. *Proceedings of the IMEC2005*, Orlando. [xv, xv, 86, 102, 103](#)
- [6] Duffie, J. A. and Beckman, W. A. (2013). *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley & Sons. [6](#)
- [7] Eskin, N. (1999.). Transient performance analysis of cylindrical parabolic. *Energy Convers. Manage.*, 40:175–191. [92](#)
- [8] F., S. K. B. (2009). Feasibility study of the distant observer method for rapid optical characterization of parabolic trough solar fields. *SolarPACES*. [69](#)
- [9] Forristall, R. (October, 2003.). Heat transfer analysis and modeling of a parabolic trough solar receiver implemented in engineering equation solver technical report. *NREL*. [92](#)
- [10] Howell, J. R. (1988). The monte carlo method in radiative heat transfer. *Heat transfer*, 120. [82](#)
- [11] International Energy Agency (2018). Solar heat worldwide, 2018. [1](#)

BIBLIOGRAFÍA

- [12] J., C. P. F. (2017). Estaciones del año y temporadas climáticas. *Dirección de Comunicación de la Ciencia*. 7
- [13] Jebasingh V. K., J. H. G. M. (2015). A review of solar parabolic trough collector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 26
- [14] M., P. K. L. E. J. G. S. (2005). Photogrammetry: A powerful tool for geometric analysis of solar concentrators and their components. *Journal of Solar Energy Engineering*, 127:94-101. 68
- [15] Malacara, D. (1978). Optical shop testing. *Wiley*. 67
- [16] N. Naeeni, M. Y. (2007.a). Analysis of wind flow around a parabolic collector (1) fluid flow. *Renewable Energy*., 32:1898–1916. 92
- [17] N. Naeeni, M. Y. (2007.b). Analysis of wind flow around a parabolic collector (2) fluid flow. *Renewable Energy*., 32:1259–1272. 92
- [18] N. Ortega, O. García-Valladares, R. B. V. G. (2008). Two phase flow modelling of a solar concentrator applied as ammonia vapour generation in an absorption refrigerator. *Renew. Energy*, 33:2064–2076. 95, 99
- [19] no M., M. V. C. M. G. F. A. M. D. R. A. (2009). Optical testing of a parabolic trough solar collector by a null screen with stitching. *Proceeding of SPIE*, 7390. 70
- [20] O., V. P. J. A. O. N. H. (2012). Prospectiva de energías renovables 2012-2026. *Secretaría de Energía*, 1. 4
- [21] O. García-Valladares, N. V. (2008.). Numerical simulation of parabolic trough solar collector: Improvement using counter flow concentric circular heat exchangers. *International Journal of Heat and Mass Transfer*. 95, 99
- [22] R., B. M. J. D. U. (2014). Progress in the design of chromatic null screens to test cylindrical parabolic concentrators. *Proceeding of SPIE*, 8011 80111R-1. 70
- [23] S.D. Odeh, G.L. Morrison, M. B. (1996.). Thermal analysis of parabolic trough solar collector for power generation. *In Proceedings of ANZSES 34th Annual Conference*, Australia:460–467. 92
- [24] S.D. Odeh, G.L. Morrison, M. B. (1998.). Modelling of parabolic trough direct steam generation solar collectors. *Sol. Energy*, page 395–406. 92
- [25] S.K. Tyagi, S.W. Wang, M. S. S. K. S. P. (2007.). Exergy analysis and parametric study of concentrating type solar collectors. *Int. J. Therm. Sci.*, 46:1304–1310. 92
- [26] Solar Payback SHIP Supplier Survey (2017). Aee intec. xvii, 2
- [27] Speyer., E. (1958). Testing low-precision optics. *Journal of the Optical Society of America*, 48. 66

- [28] V. Dudley, G. Kolb, M. S. D. K. (1994). Segs ls2 solar collector — test results. *Report of Sandia National Laboratories*, SANDIA94-1884, USA. [92](#)
- [29] V. Heinzl, H. Kungl, M. S. (1995.). Simulation of a parabolic trough collector. *Solar World Congress*, ISES:1–10. [92](#)
- [30] Yanjuan Wang, Q. L. (2017). Performance analysis of a parabolic trough solar collector with non uniform solar flux conditions. *Heat and Mass Transfer.*, 48. [92](#)
- [31] Z.D. Cheng, Y. H. (2017). Three-dimensional numerical study of heat transfer characteristics in the receiver tube of parabolic trough solar collector. *Heat and Mass Transfer.*, 48. [92](#)
- [32] Zhi Wang, J. N. (2017). Simulation and optimization of parabolic trough receiver with non-uniform heat flux distribution: A review. *Energy Procedia.*, 48. [91](#)