



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES
ENERGÍA – FUENTES RENOVABLES

SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR Y CARACTERIZACIÓN TÉRMICA DE UN
CONCENTRADOR CILINDRICO PARABÓLICO DIDÁCTICO

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

PRESENTA:
JORGE DANIEL HERNÁNDEZ MUÑOZ

TUTOR PRINCIPAL
Dr. OCTAVIO GARCÍA VALLADARES, INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

TEMIXCO, MORELOS. MAYO 2022

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Riveros Rosas David
Secretario: Dr. Pérez Rábago Carlos Alberto
1 er. Vocal: Dr. García Valladares Octavio
2 do. Vocal: Dra. Galindo Luna Yuridiana Rocio
3 er. Vocal: Dr. Gómez Espinoza Víctor Hugo

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Temixco Morelos, México.

TUTOR DE TESIS:

Dr. García Valladares Octavio

FIRMA

(Segunda hoja)

AGRADECIMIENTOS

El reiniciar y emprender de nueva cuenta la vida estudiantil luego de varios años para obtener una maestría en ingeniería es un reto. Sin embargo, la actualización y el continuo aprendizaje es importante para poder lograr los objetivos personales y laborales, además que reafirman el compromiso con uno mismo y con nuestro país.

Para poder alcanzar el grado intervinieron muchas personas e instituciones importantes. En primer instancia, agradezco a la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO el acogerme de nuevo; además, ahora tuve la oportunidad conocer la gran vocación de investigación y docencia del Instituto de Energías Renovables (IER) en Morelos.

Indudablemente, les agradezco a mis apasionados profesores el haberme introducido y desarrollado de las energías renovables.

Tengo un especial agradecimiento para mi tutor el Dr. Octavio García y al Dr. Carlos Pérez por dedicarme mucho de su tiempo para mi tesis y en las asignaturas que tome con ellos, además por su apoyo y confianza. Así mismo, al Dr. Víctor Hugo Gómez Espinoza, a la Dra. Yuridiana Luna y al Dr. David Riveros que ayudaron a enriquecer este trabajo.

Le agradezco al CONACYT por la beca brindada durante la maestría; así como a todas las personas que trabajan en el Instituto de Energías Renovables, desde intendencia, talleres, biblioteca, oficinas, sistemas y hasta la comunidad estudiantil, que me ayudaron día con día y que demuestran una excelente comunidad. Así como al proyecto PAPIME denominado Desarrollo de prácticas de solar térmica y materias afines (PAPIME PE110520).

Por supuesto, siempre agradeceré el apoyo incondicional de mi familia en mis proyectos, en mi trabajo y en mi educación.

Y, tanto en esta etapa de mi vida como en otras, agradezco los retos compartidos, las charlas y apoyo de mis viejos y queridos amigos, así como también, de los nuevos que logré hacer durante la maestría.

A Dios.

RESUMEN

El presente trabajo presenta el diseño, construcción e instrumentación de un concentrador solar pedagógico del tipo canal parabólico, el cual funciona siguiendo el ángulo horario (ω) solar. Además, se describe la caracterización térmica del mismo.

En la primer sección se introduce al tema de la energía con un esbozo de las energías renovables en México y el mundo. Posteriormente se justifica el diseño y construcción de instrumentos capaces de generar calor de proceso en la industria, que paralelamente se relacionan con instituciones de educación. Así mismo, en esta parte se detallan los alcances del trabajo.

Posteriormente, en el capítulo 2, se introduce a los términos usados durante el trabajo, y se explican la relación entre el Sol y la Tierra que hacen posible, el uso de la energía solar para generar energía térmica o eléctrica. Igualmente, se hace una descripción de los precedentes industriales y educativos de proyectos similares.

En el capítulo 3, se detalla el diseño del seguimiento solar. Primeramente, se habla de cómo se controla el sistema, de la electrónica y programación necesaria. Luego, se realiza una evaluación del rastreo del ángulo horario por medio de procesamiento de imágenes y al mismo tiempo se generan estimaciones de la concentración solar en una sección del equipo. Finalmente se obtiene una aproximación del error óptico de la superficie reflectiva colocada con el software Tonatiuh®.

La caracterización térmica del equipo se desarrolla en el capítulo 4. Se explica la instrumentación, la programación realizada y el sistema de adquisición usado. También se explican las normas tomadas como base de la metodología dispuesta. Se detallan las pruebas realizadas y las comparaciones entre un simulador solar, una configuración con orientación norte-sur y otra este-oeste.

Las conclusiones se encuentran en el capítulo 5 por tema y de manera general del proyecto. Finalmente, se colocan observaciones para pruebas y mejoras a futuro.

ÍNDICE GENERAL

Agradecimientos	4
Resumen.....	6
Índice general.....	8
Índice de Gráficas.....	9
Índice de ilustraciones.....	10
Índice de Tablas.....	12
Capítulo 1 Introducción	15
1.1 Justificación.....	17
1.1.1 Demanda de energía en México	17
1.1.2 Enseñanza de la tecnología solar.....	22
1.2 Objetivos	23
1.3 Alcance.....	23
Capítulo 2 Revisión de literatura y antecedentes	25
2.1 El recurso Solar.....	25
2.2 El Sol y la Tierra.....	28
2.2.1 Definiciones	28
2.2.2 Instrumentos de medición	28
2.2.3 Relación Sol – Tierra	30
2.3 Concentración solar.....	35
2.3.1 Breve historia.....	35
2.3.2 Colectores de concentración.....	38
2.3.3 Tipos de Concentradores	38
2.3.4 Concentrador parabólico	42
2.4 Seguimiento Solar	43
2.4.1 Configuraciones.....	43
2.4.2 Clasificación.....	48
2.5 Antecedentes.....	50
2.5.1 Antecedentes académicos	50
2.5.2 Diseño del canal parabólico.....	55
Capítulo 3 Seguimiento Solar	59
3.1 Tipo de seguimiento y control del dispositivo.....	59
3.2 Electrónica.....	61
3.3 Programación e interfaz gráfica.....	62
3.4 Evaluación del seguimiento solar	63
3.4.1 Curva de seguimiento del ángulo horario.....	63
3.4.2 Desviación del seguimiento	65
3.4.2.1 Configuración del sistema.....	65
3.4.2.2. Procesamiento de las imágenes.....	68
3.4.2.3 Concentración solar	71
3.4.2.4 Cálculo de la concentración solar a partir del procesamiento de las imágenes.....	72
3.5 Simulación y error óptico.....	74
3.5.1 Tipos de errores ópticos.....	74

3.5.2 Errores ópticos en el concentrador	75
3.5.3 Métodos de caracterización óptica.....	76
3.5.4 Simulación de Trazado de rayos	80
3.6 Análisis de Resultados.....	86
3.6.1 Evaluación del seguimiento solar	86
3.6.2 Desviación del seguimiento	87
3.6.3 Errores ópticos.....	88
Capítulo 4 Caracterización Térmica.....	91
4.1 Componentes.....	92
4.1.1 Sistema de enfriamiento de estado sólido (ThermoCube 400W).....	92
4.1.2 Medidor de Flujo.....	92
4.1.3 Termopar tipo K.....	94
4.1.4 Datos de radiación solar.....	95
4.2 Esquema experimental.....	96
4.3 Sistema de Adquisición de Datos.....	97
4.4 Marco Teórico	99
4.4.1 Norma para captadores solares ISO 9806: 2017	99
4.4.2 Norma mexicana para captadores solares NMX-ES-001-NORMEX-2018	99
4.5 Metodología.....	99
4.5.1 Caracterización térmica.....	99
4.6 Prueba con orientación Norte – sur y seguimiento solar.....	102
4.7 Prueba con orientación este-oeste sin seguimiento	105
4.8 Prueba con simulador solar.....	108
4.9 Análisis de resultados.....	111
4.9.1 Simulador solar.....	111
4.9.2 Orientación Norte – Sur con seguimiento Este-Oeste	112
4.9.3 Orientación Este – Oeste sin seguimiento solar.....	112
4.9.4 Comparación entre ambas orientaciones	113
Capítulo 5 Conclusiones	115
5.1 Seguimiento Solar	115
5.2 Caracterización térmica	117
5.3 Conclusiones Generales.....	118
5.4 Proyecciones a futuro.....	120
Referencias Bibliográficas.....	122

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1.1 Producción de energía primaria.....	16
Gráfica 1.2. Demanda de energía por sector en México.	18
Gráfica 1.3. Consumo de energía en la Industria y la generación de calor por energético	18
Gráfica 1.4 Consumo final de energía para calor en la industria en México en 2016	19
Gráfica 1.5. Temperaturas requeridas para procesos	19
Gráfica 1.6. Tecnologías instaladas en México para obtener Calor Solar para Procesos Industriales.....	20

Gráfica 1.7. Tendencias de costos de los proyectos para obtener Calor Solar para Procesos Industriales con colectores cilíndrico-parabólicos en México.....	21
Gráfica 1.8. Estímulos para invertir en acciones relativas a energías	22
Gráfica 2.1 Variación diaria del flujo solar con un seguimiento completo	45
Gráfica 2.2 Variación diaria del flujo solar con un seguimiento este – oeste en el eje norte sur Polar	46
Gráfica 2.3 Variación diaria del flujo solar con un seguimiento Norte – Sur en el eje este – oeste horizontal.....	46
Gráfica 2.4 Variación diaria del flujo solar con un seguimiento Este – Oeste en el eje Norte – Sur horizontal	47
Gráfica 3.1 Comparación entre el ángulo horario calculado y el medido por el acelerómetro	64
Gráfica 3.2 Diferencia entre el ángulo horario calculado y el ángulo de la estructura medida por el acelerómetro	64
Gráfica 3.3 Ángulo horario calculado y ángulo sensado por el acelerómetro en tiempo real en la interfaz de usuario	65
Gráfica 3.4 Desplazamiento de los centroides del procesamiento de la imagen	71
Gráfica 3.5 Datos del sensor gardon	72
Gráfica 3.6 Irradiancia concentrada en el eje vertical y horizontal de la superficie lambertiana.....	82
Gráfica 3.7 Irradiancia concentrada en el eje vertical y horizontal del tubo absorbedor sin considerar errores ópticos	83
Gráfica 3.8 Irradiancia concentrada en el eje vertical y horizontal del tubo absorbedor considerando errores ópticos.....	84
Gráfica 3.9. Perfil Solar experimental.....	85
Gráfica 3.10. Perfil Solar simulado	86
Gráfica 3.11 Datos medidos del sensor gardon y la irradiancia directa	88
Gráfica 4.1 Correlación entre sensores de Flujo	93
Gráfica 4.2 Irradiancia solar directa durante las pruebas el 1 de octubre del 2021.....	103
Gráfica 4.3 Temperaturas de entrada y salida con temperatura inicial de 35°C.....	103
Gráfica 4.4 Temperaturas de entrada y salida comparadas con la eficiencia en la prueba con Temp. Inicial de 35°	104
Gráfica 4.5 Curva de caracterización térmica de acuerdo con la norma mexicana para la orientación norte – sur	105
Gráfica 4.6 Curva de caracterización térmica de acuerdo con la norma internacional para la orientación norte – sur ...	105
Gráfica 4.7 Irradiancia solar directa para la prueba con orientación este – oeste.....	107
Gráfica 4.8 Temperaturas de entrada y salida durante la prueba con orientación este – oeste.....	107
Gráfica 4.9 Curva de caracterización térmica de acuerdo con la norma mexicana para la orientación este – oeste	108
Gráfica 4.10 Curva de caracterización térmica de acuerdo con la norma internacional para la orientación este – oeste	108
Gráfica 4.11 Radiación solar simulada.....	109
Gráfica 4.12 Temperaturas usando el simulador solar	110
Gráfica 4.13 Curva de caracterización térmica de acuerdo con la norma mexicana con el simulador solar.....	111
Gráfica 4.14 Curva de caracterización térmica de acuerdo con la norma internacional con el simulador solar	111

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1.1. Rangos de temperatura, aplicaciones y tecnología solar. Calor solar para la industria en México	19
Ilustración 2.1 El sol	26
Ilustración 2.2 Espectro electromagnético	27

<i>Ilustración 2.3 Espectro electromagnético donde la Tierra y el sol participan</i>	27
<i>Ilustración 2.4 Diagrama esquemático de un piranómetro de Eppley</i>	29
<i>Ilustración 2.5 Fotografía de un piranómetro con anillo de sombra para medición de la irradiancia difusa</i>	29
<i>Ilustración 2.6 Dispositivo esquemático de un pirheliómetro de Eppley</i>	30
<i>Ilustración 2.7 Movimiento anual de la Tierra alrededor del Sol</i>	30
<i>Ilustración 2.8 Definición de la declinación solar</i>	31
<i>Ilustración 2.9 Variación anual de la declinación</i>	31
<i>Ilustración 2.10 Ángulo cenital, ángulo de altitud solar, ángulo horario, ángulo azimutal solar</i>	35
<i>Ilustración 2.11 Absorbente del calor solar de tubos múltiples de Mouchot (1878)</i>	35
<i>Ilustración 2.12 El primer colector solar del tipo axicon exhibido por August Mouchot</i>	36
<i>Ilustración 2.13 Central solar de Pifre de 1878 actuando sobre una imprenta</i>	36
<i>Ilustración 2.14 Captador solar de Ericsson de 1883 Utilizando un cilindro parabólico para enfocar la radiación en el tubo absorbente montado sobre el espejo</i>	36
<i>Ilustración 2.15 Vista sur del sistema de colectores de Shuman-Boys construido en Meadi, Egipto en 1913</i>	37
<i>Ilustración 2.16 Vista norte detallada del largo espejo cilindro-parabólico utilizado como colector en el sistema Sguman-Boy</i>	37
<i>Ilustración 2.17 Posibles configuraciones de concentración</i>	38
<i>Ilustración 2.19 Clasificación de concentradores solares</i>	39
<i>Ilustración 2.19 Sistemas de torre central</i>	40
<i>Ilustración 2.20 Disco Stirling</i>	40
<i>Ilustración 2.21 Imagen de un concentrador de Fresnel</i>	41
<i>Ilustración 2.22 Esquema de funcionamiento de un concentrador de canal parabólico</i>	42
<i>Ilustración 2.23 (A) Sección de un concentrador parabólico mostrando sus dimensiones principales, (B) Proporciones de imagen de un concentrador lineal</i>	43
<i>Ilustración 2.24 Orientación de los colectores en varios modos de seguimiento solar</i>	44
<i>Ilustración 2.25 Clasificación del sistema de seguimiento</i>	48
<i>Ilustración 2.26 Diagrama de bloques para un sistema de control de lazo cerrado</i>	49
<i>Ilustración 2.27 Diagrama de bloques para un sistema de control de lazo abierto</i>	49
<i>Ilustración 2.28 Distancia focal y apertura del canal parabólico</i>	55
<i>Ilustración 2.29 Estructura del canal parabólico</i>	55
<i>Ilustración 2.30 Lámina y tubo absorbente del concentrador</i>	56
<i>Ilustración 2.31 Estructura base para soporte del concentrador solar</i>	56
<i>Ilustración 3.1 Configuración del seguimiento Este–Oeste, con orientación Norte–Sur polar</i>	59
<i>Ilustración 3.2 Diagrama de bloques del control automático propuesto</i>	60
<i>Ilustración 3.3. Arduino UNO®</i>	61
<i>Ilustración 3.4 Microchip para control de actuadores</i>	62
<i>Ilustración 3.5 Acelerómetro MPU9250</i>	62
<i>Ilustración 3.6 Tarjeta MAX31855</i>	62
<i>Ilustración 3.7 Esquema de la programación</i>	63

<i>Ilustración 3.8 Diagrama de flujo del control del actuador</i>	63
<i>Ilustración 3.9 Sensor gardon</i>	66
<i>Ilustración 3.10 Cámara fotográfica G125-B</i>	66
<i>Ilustración 3.11 Comparación entre eficiencias de un ojo humano y otras cámaras fotográficas</i>	66
<i>Ilustración 3.12 Eficiencia cuántica con respecto a la cantidad de energía de diferentes longitudes de onda</i>	67
<i>Ilustración 3.13 Configuración del canal parabólico para la toma de fotografías</i>	67
<i>Ilustración 3.14 Puntos de referencia para la calibración de las imágenes</i>	69
<i>Ilustración 3.15 Primer filtrado en el procesamiento de las imágenes</i>	70
<i>Ilustración 3.16 Localización del centroide</i>	70
<i>Ilustración 3.17 Variación de la irradiancia solar en la zona de concentración</i>	73
<i>Ilustración 3.18 Variación de la irradiancia solar en la zona de concentración: corte axial y longitudinal</i>	73
<i>Ilustración 3.20. Fotografías en la superficie lambertiana del haz de luz concentrado en tres puntos diferentes del canal parabólico</i>	75
<i>Ilustración 3.21 Variaciones de la irradiancia solar en el haz concentrado</i>	76
<i>Ilustración 3.22 Prueba Hartman básica</i>	78
<i>Ilustración 3.23 Método reflexión de luz estructurada</i>	79
<i>Ilustración 3.24 Simulación de trazado de rayos</i>	80
<i>Ilustración 3.25 Simulación del trazado de rayos con una superficie lambertiana como receptor</i>	81
<i>Ilustración 3.26 Distribución del flujo incidente en la superficie lambertiana</i>	81
<i>Ilustración 3.27 Distribución del flujo incidente en el tubo absorbedor sin considerar errores ópticos</i>	82
<i>Ilustración 3.28 Distribución del flujo incidente en el tubo absorbedor considerando errores ópticos y ángulo de inclinación del sol</i>	84
<i>Ilustración 4.1 Sistema de enfriamiento ThermoCube 400W</i>	92
<i>Ilustración 4.2 Medidor de flujo de efecto Coriolis</i>	93
<i>Ilustración 4.3 Sensor de flujo de agua tipo turbina</i>	93
<i>Ilustración 4.4 Termopar tipo K, Miniatura</i>	94
<i>Ilustración 4.5 Panel frontal – interfaz de la Estación Solarimétrica y meteorológica</i>	95
<i>Ilustración 4.6 Esquema experimental de la caracterización térmica</i>	96
<i>Ilustración 4.7 Esquema experimental físico con la orientación Norte – Sur</i>	97
<i>Ilustración 4.8 Esquema del sistema de adquisición de datos</i>	97
<i>Ilustración 4.9 Panel frontal para la interfaz con LabVlew®</i>	98
<i>Ilustración 4.10 Diagrama de flujo de la adquisición de datos</i>	98
<i>Ilustración 4.11 Ejemplo de curva característica</i>	100
<i>Ilustración 4.12 Ángulo calculado para la orientación Este – Oeste</i>	106
<i>Ilustración 4.13 Fotografías de la prueba en el simulador solar</i>	109

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1.1. Capacidad instalada a finales del 2019 para la generación de energías renovables</i>	16
--	----

<i>Tabla 1.2. Aprovechamiento de la energía solar para el 2019.....</i>	<i>17</i>
<i>Tabla 2.1. Días recomendados promedio para los meses y valores de n por mes.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabla 2.2 Comparación de la energía recibida para varios modos de seguimiento</i>	<i>47</i>
<i>Tabla 2.3 Antecedentes académicos</i>	<i>51</i>
<i>Tabla 2.4 Características geométricas del canal parabólico</i>	<i>56</i>
<i>Tabla 3.1 Clasificación de las técnicas de caracterización de las superficies reflectivas para concentradores solares</i>	<i>77</i>
<i>Tabla 3.2 Parámetros y resultados de la simulación con superficie lambertiana.....</i>	<i>82</i>
<i>Tabla 3.3 Parámetros y resultados de la simulación sin errores ópticos</i>	<i>83</i>
<i>Tabla 3.4 Parámetros y resultados de la simulación con errores ópticos y ángulo de inclinación solar.....</i>	<i>84</i>
<i>Tabla 3.5. Resultados del perfil Solar simulado.....</i>	<i>86</i>
<i>Tabla 3.6 Diferencias entre ángulos calculados y medidos</i>	<i>87</i>
<i>Tabla 3.7 Parámetros y resultados de las simulaciones en Tonatiuh®</i>	<i>89</i>
<i>Tabla 4.1 Características de los sensores y equipos para la caracterización térmica.....</i>	<i>94</i>
<i>Tabla 4.2 Características de los sensores de radiación</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 4.3 Datos promedio para las pruebas con orientación Norte-Sur con seguimiento</i>	<i>112</i>
<i>Tabla 4.4 Datos promedio para las pruebas en la orientación este – oeste sin seguimiento solar</i>	<i>113</i>

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Un concepto a veces difícil de comprender, pero ampliamente usado es la energía. Yunus Cengel en su libro de termodinámica la define como “la capacidad de causar cambios” (Cengel et al., 2003). Y estos cambios están presentes en toda la naturaleza.

De todas las energías que nos pueden interesar para nuestro beneficio, el calor, es una de las más importantes. Se puede definir como una energía en movimiento como resultado de una diferencia de temperatura. En la vida diaria podría ser fácil confundir este término ya que se asocia al “calor” que contienen los cuerpos, pero en ese caso se hace referencia a la energía interna. En la ingeniería se usa también el término energía térmica, la cual usa el calor para nuestro beneficio.

Cuando científicos e ingenieros hicieron a la electricidad más accesible pasó a ser algo indispensable para nuestro bienestar y desarrollo como humanidad. Sin embargo, cabe aclarar que no es directa la forma de obtener la electricidad, requiere de una serie de transformaciones energéticas y de fenómenos fisicoquímicos previos.

Durante muchos años la forma de obtener energía eléctrica era obteniendo vapor de agua quemando carbón o combustibles fósiles. Esto con la finalidad de hacer girar motores que transforman la energía mecánica en eléctrica por el fenómeno de la inducción electromagnética. Aunque nunca fueron sistemas muy amables con el medio ambiente se obtenía la energía requerida, sin embargo, con el tiempo se fueron obteniendo nuevas formas de obtener energía eléctrica con menos impacto al medio ambiente.

Hoy en día, el cambio climático es uno de los problemas más importantes que afectan a la población y está relacionado con las actividades antropogénicas que liberan gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera. Según la Agencia Internacional de Energía [IEA, 2021], la producción de energía es la mayor fuente de emisiones de GEI y el dióxido de carbono generado en la combustión de combustibles fósiles es el componente principal de los GEI. La producción de calor representa la principal forma de aplicación energética y proporciona aproximadamente el 50% del consumo total de energía, ver gráficas 1.2 y 1.3. La mitad de la demanda de calor se consume en la industria, existiendo sectores que requieren un uso intensivo de la energía, como por ejemplo el metalúrgico, químico, petroquímico y procesado de minerales. Además, muchos de los procesos involucrados en dichos sectores se realizan en temperaturas de 80 a 180 °C en su mayoría. (Solar Payback, 2018). En la sección 1.1 se explica más a detalle.

De acuerdo con el artículo “Las energías renovables: la energía solar y sus aplicaciones” (GASCA et al., 2010), las fuentes renovables de energía (FRE) son aquellas que, por su cantidad, en relación con los consumos que los seres humanos, pueden hacer de éstas inagotables y su propio

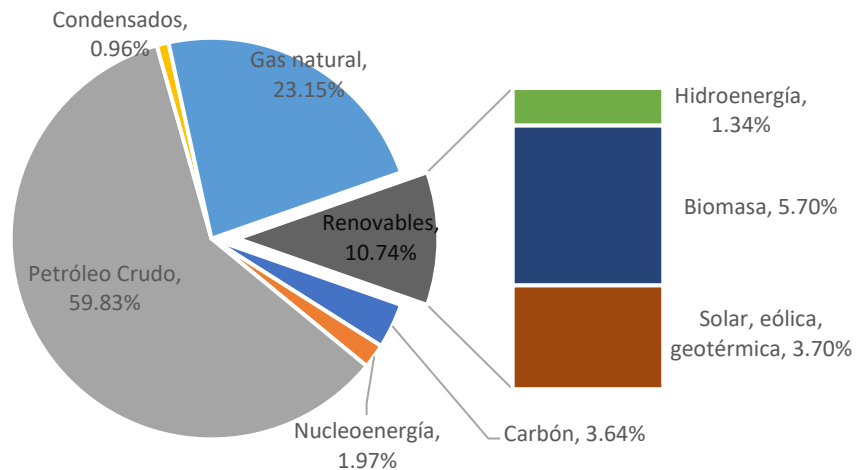
consumo no afecta el medio ambiente. Éstas son la energía solar, la eólica, la biomasa, la geotérmica, las mini, micros y pequeñas centrales hidroeléctricas y la oceánica.

Según la IRENA en su informe de estadística de capacidad renovable del 2020, solo existen 2,537 [GW] instalados en el mundo y 25.6 [GW] en México al final del 2019, que se desglosan en la tabla 1.1:

Tabla 1.1. Capacidad instalada a finales del 2019 para la generación de energías renovables. Fuente: IRENA, 2020

Energía	Capacidad instalada Mundial 2019 [GW]	Capacidad instalada en México 2019 [GW]
Hidroeléctrica	1310.3	12.7
Eólica	622.7	6.6
Solar	586.4	4.4
Fotovoltaica	580	4.43
Fototérmica	6.3	0.014
Bioenergía	123.8	1
Geotérmica	13.9	0.936
Marina	0.531	0
Total aprox.	2,537	25.6

Por ahora, el mundo aún sigue dependiendo de la generación de energía por medio de hidrocarburos, sobre todo los países en desarrollo. Por ejemplo, en México, los hidrocarburos ocupan el 83.93%, ver la gráfica 1.1 también obtenida del Balance Nacional de Energía (Secretaría de Energía, 2019)



Gráfica 1.1. Producción de energía primaria. Fuente: Secretaría de Energía, 2019

En este mismo documento indican como se aprovecha la energía solar en México, tabla 1.2:

Tabla 1.2. Aprovechamiento de la energía solar para el 2019. Fuente: Secretaría de Energía, 2019

	Capacidad instalada	
Módulos fotovoltaicos	357706.19	[kW]
Calentadores solares planos	4807.06	miles de m^2

En el documento de la SENER no se da información detallada sobre la energía solar, sin embargo, como se verá más adelante en el capítulo 2 hay más aplicaciones, un ejemplo es la concentración solar.

Por otro lado, debido a los movimientos de rotación y translación de la Tierra, el Sol no se mantiene en una posición fija en el cielo, lo que no mantiene constante la cantidad de radiación solar que llega a nosotros. Usando diferentes tecnologías es posible mejorar el desempeño de los dispositivos solares, una de estas es el seguimiento solar.

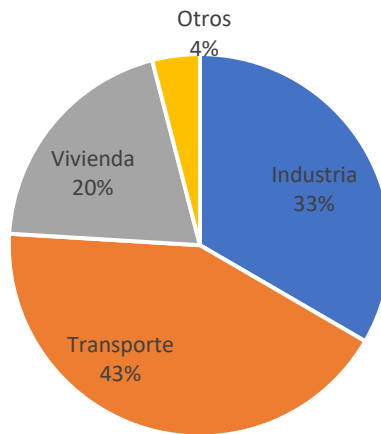
El seguimiento o rastreo solar permite que los diferentes dispositivos aprovechen de mejor manera la energía solar. Estos dispositivos están en función de la radiación directa, es decir, que la incidencia de la luz solar les debe dar directamente para tener un mejor rendimiento. Es en este punto donde este trabajo se ubica, en el cual se pretende diseñar un concentrador solar cilíndrico parabólico haga un seguimiento del Sol para obtener el mejor rendimiento térmico posible, y además, que sea posible usarlo como equipo didáctico.

1.1 JUSTIFICACIÓN

1.1.1 Demanda de energía en México

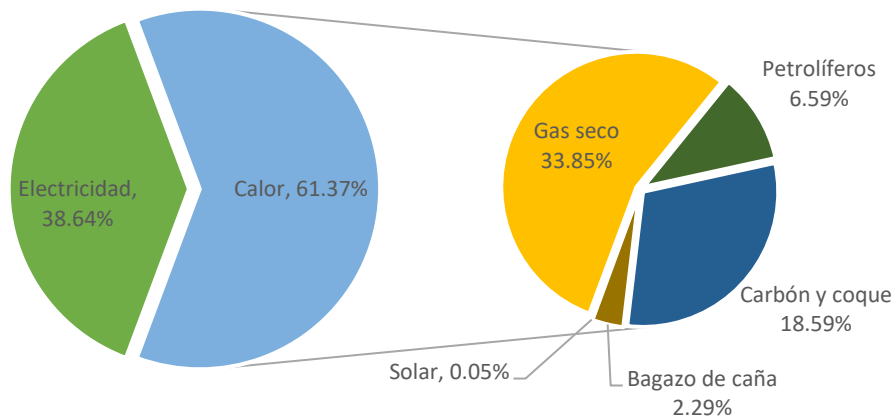
En México la demanda de energía varía de sector en sector de acuerdo con su aplicación. Podría parecer que se necesita mucha energía en el hogar (en forma de calor y electricidad), sin embargo, la realidad es diferente si se compara toda la requerida en el país.

De acuerdo con el balance de Energía (Secretaría de Energía, 2019), en la gráfica 1.2, se encontraron los siguientes datos. Casi la mitad de la energía requerida en México es enfocada en el transporte (43%). De la otra mitad el 33% es para la industria, 20% para la vivienda y 4% para otros sectores.



Gráfica 1.2. Demanda de energía por sector en México. Fuente: Secretaría de Energía, 2019

Es de recalcar que, para la industria, poco más del 60% de la energía requerida es en forma de calor. Podemos focalizar el nicho que se encuentra en este sector y sobre todo la oportunidad de usar la energía solar térmica. Ver gráfica 1.3.

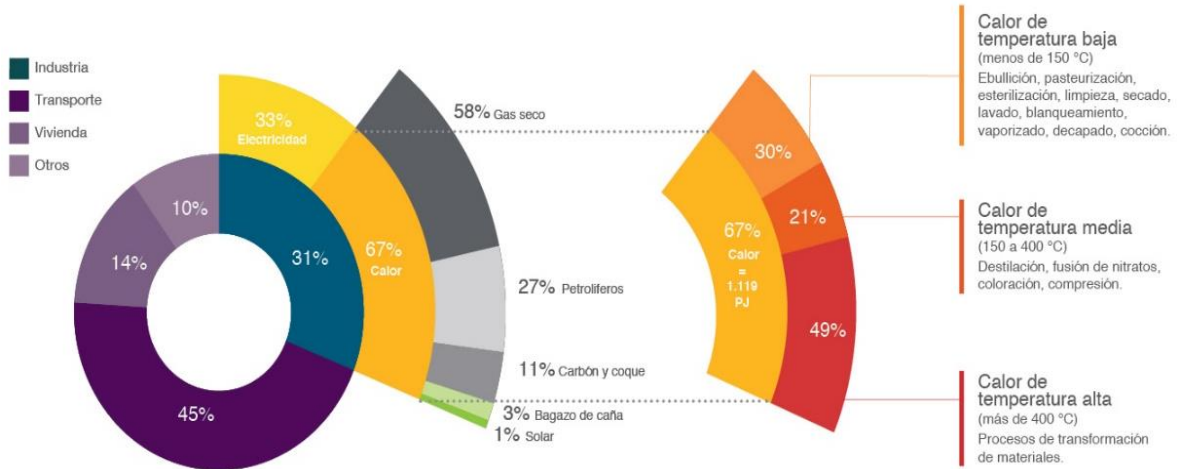


Gráfica 1.3. Consumo de energía en la Industria, así como la generación de calor por energético. Fuente: Secretaría de Energía, 2019

Como se puede observar para obtener el calor de proceso casi en su totalidad son combustibles fósiles. La mayoría usa el gas seco (33.85%), petrolíferos (6.59%), carbón y coque (18.59%), bagazo de caña (2.29%) y dejando muy atrás a la producción solar con solo 0.05%. Es bien sabido que los combustibles fósiles al ser usados producen emisiones de efecto invernadero. Durante 2014, solo el sector industrial emitió alrededor de 73.97 millones de toneladas de Dióxido de Carbono (CO₂) equivalentes lo que representan el 17% del total nacional.

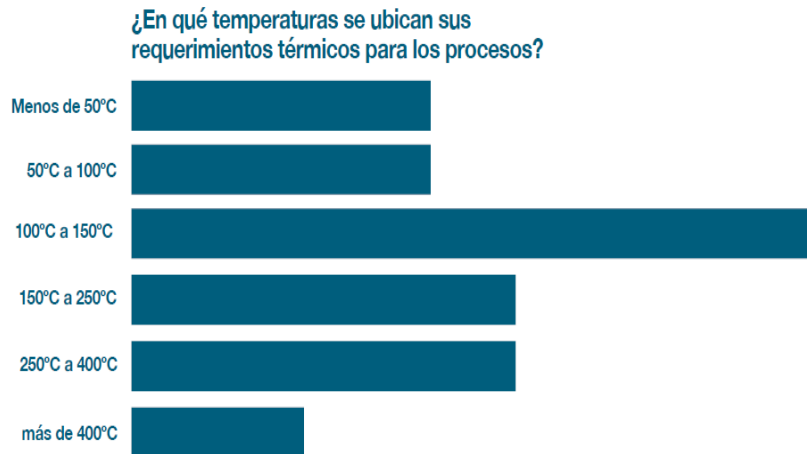
Como punto de comparación, en la gráfica 1.4 se observa el mismo análisis energético del año 2016 (Solar Payback, 2018). Tres años después, en el caso del sector de la industria, se redujo

bastante el consumo de petrolíferos y de gas seco, pero aumento el uso de carbón. Y la energía solar tuvo un papel todavía menos importante.



Gráfica 1.4 Consumo final de energía para calor en la industria en México en 2016. (total: 1,119 PJ = 67%) – 51% corresponde a temperaturas menores a 400°C. Fuente: Solar Payback, 2018

Por otra parte, en la industria, de acuerdo con la aplicación y procesos productivos podemos definir tres rangos de temperatura: Baja (por debajo de los 150°C), Media (entre los 150 a 400°C) y Alta (mayor a 400°C), la gráfica 1.4 da una idea de los porcentajes usados de las diferentes temperaturas. En la gráfica 1.5, se observan las temperaturas en las que trabajan los diferentes procesos industriales, el más común es entre 100 y 150°C.



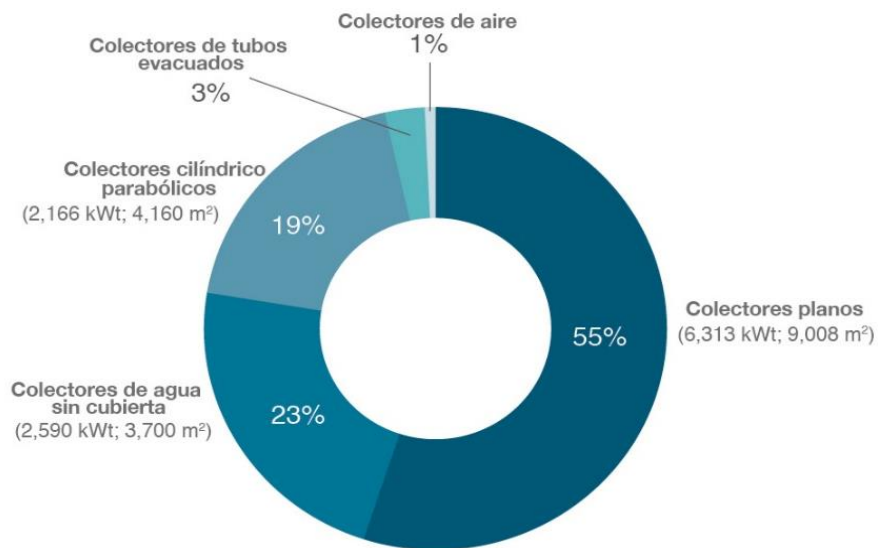
Gráfica 1.5. Temperaturas requeridas para procesos. Fuente: Solar Payback, 2018

En la ilustración 1.1 podemos ver una breve descripción de las temperaturas y las industrias que las necesitan. Es importante notar las tecnologías solares que se pueden usar. Y como se puede observar, la elección supone primero fijar en que temperatura se trabajará. Otros criterios son, entre otros, el espacio disponible, la situación económica y la ubicación geográfica.



Ilustración 1.1. Rangos de temperatura, aplicaciones y tecnología solar. Calor solar para la industria en México. Fuente: Solar Payback, 2018

En la industria, para obtener el Calor Solar para Procesos Industriales se usan primordialmente los colectores planos con el 55% (6,313kWt; 9008 m²) de la capacidad total térmica instalada de calor solar de procesos en México (11,472 kWt; 17,446m²), como se muestra en la gráfica 1.6.



Gráfica 1.6. Tecnologías instaladas en México para obtener Calor Solar para Procesos Industriales. Fuente: Solar Payback, 2018

Como se observó en las ilustraciones, la temperatura media es la más frecuentemente requerida, pero también hay varias opciones para alcanzarla con energía solar. En este trabajo se enfoca en un colector cilindro-parabólico ya que puede usarse en varios rangos de temperatura.

Los costos en México cada año cambian, en la gráfica 1.7 podemos ver el precio de un concentrador de este tipo en el tiempo.

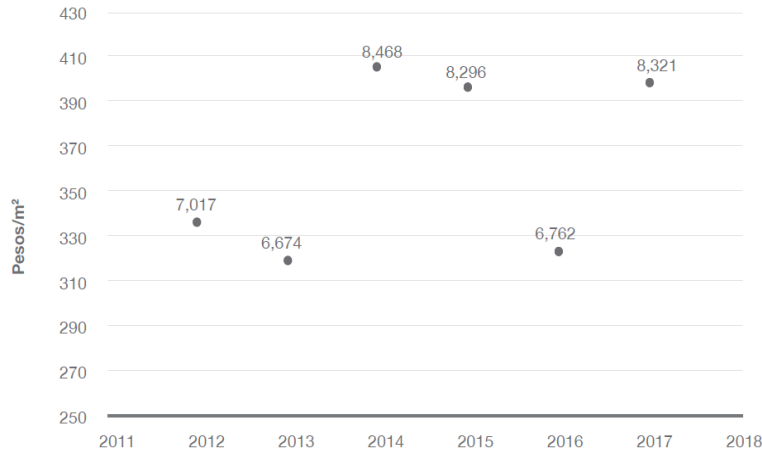
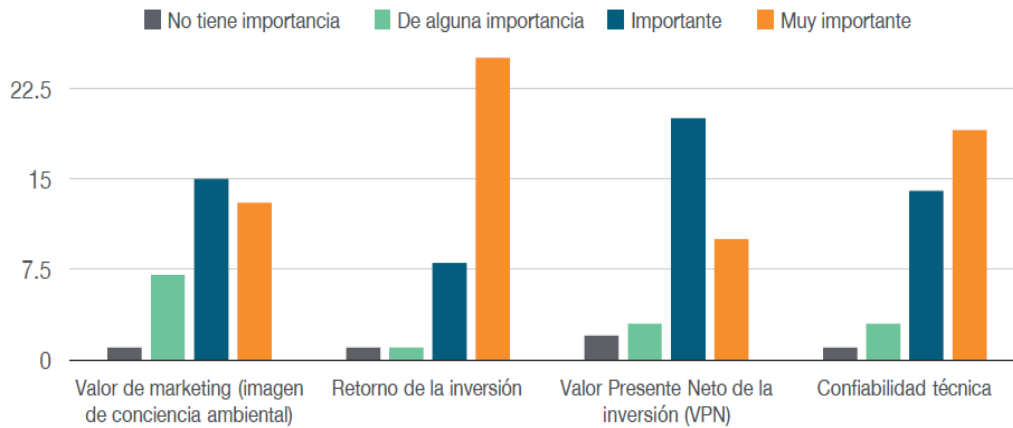


Ilustración 1.7. Tendencias de costos de los proyectos para obtener Calor Solar para Procesos Industriales con colectores cilíndrico-parabólicos en México. Fuente: Solar Payback, 2018

Se sabe que las tecnologías de energías renovables requieren un costo diferente, en ocasiones mayor en comparación a las que usan combustibles fósiles, pero también se conoce que es una inversión hacia el futuro. Muchos inversionistas toman en cuenta no solo si una tecnología hace bien al planeta o si beneficiara a cierta comunidad, sino que si su inversión tenga beneficios. En un estudio de Solar Payback (2018), que consistió en analizar el consumo de energía térmica en el sector industrial y las tecnologías solares existentes en el mercado para generar calor solar de procesos, se encontró información sobre los estímulos para invertir en la obtención de energía para sus procesos. El resultado lo podemos ver en la gráfica 1.8. Lo más importante es el retorno de la inversión, en segundo lugar, el Valor Presente Neto de la inversión, en tercer lugar, la confiabilidad técnica y por último el Valor de Marketing.



Gráfica 1.8. Estímulos para invertir en acciones relativas a energías. Fuente: Solar Payback, 2018

Como se observa, es muy importante, plantear un proyecto enfocado en las variables financieras, primeramente, pero sin dejar de lado la tecnología solar en uno de los nichos más importantes para la generación de energía en México y el mundo.

1.1.2 Enseñanza de la tecnología solar

La situación de la aplicación de la tecnología solar en la industria mexicana ha tenido baja penetración. Es muy bajo el porcentaje de uso comparado con otras tecnologías. Y el motivo, probablemente, no es solo que en la industria no se conoce la tecnología o que no se le tiene confianza en la inversión. En general, en el mundo académico no son muchas las mejoras en los diseños en un concentrador parabólico, prácticamente todos parten de los mismos principios. Es importante que haya una mayor cantidad de alumnos involucrados en temas específicos de las tecnologías solares. En este caso, en el canal parabólico. Dando la oportunidad de que haya más desarrollo en el tema, lo que conllevaría a más aplicaciones.

Se decidió que esta tesis no solo tuviera un enfoque aplicativo para el seguimiento solar y la obtención de la curva de caracterización térmica. Sino que también tuviera un fin didáctico para la realización de prácticas de laboratorio en el tema de concentración solar. Lo anterior fundamentado en el proyecto PAPIME denominado Desarrollo de prácticas de solar térmica y materias afines (PAPIME PE110520), con el objetivo de seguir generando contenido para una mejor comprensión de los temas por parte de los alumnos.

“Un material didáctico es un instrumento que facilita la enseñanza aprendizaje, se caracteriza por despertar el interés del estudiante adaptándose a sus características, por facilitar la labor docente y, por ser sencillo, consistente y adecuado a los contenidos” (Departamento de titulación y Exámenes profesionales. Escuela Nacional de Trabajo Social (ENTS). UNAM). Y conforme a lo anterior, se buscó que las características del equipo usado fueran sencillas y fáciles de usar para los alumnos. Así como con tecnologías que permitieran que cualquier persona interesada en el tema pudieran interactuar cómodamente con ayuda del profesor. Con costos accesibles que permiten la manipulación y el error inherente de un alumno aprendiendo, lo que da confianza para el proceso enseñanza-aprendizaje.

Durante la realización de esta tesis y como a mucha gente, la pandemia sorprendió a propios y extraños. Nadie estaba preparado para lo que comenzaba a pasar, mucho menos la forma de enseñar ciencia. Este trabajo pretende ayudar solventar, resolver y ser más amigable la enseñanza de la concentración solar aplicada en casos como este de aprendizaje a distancia. En épocas donde la salud es muy importante, pero de igual forma el continuar haciendo ciencia, se requiere de un equipo que permita practicar el conocimiento “en casa” considerando los principios de funcionamiento y comprensión de lo obtenido, con bases sólidas y con relativa facilidad de aplicación.

1.2 OBJETIVOS

Objetivo general: desarrollar e implementar un sistema de control para el seguimiento solar de un eje, y realizar la caracterización térmica para un concentrador cilíndrico parabólico para fines didácticos.

Objetivos específicos:

- Realizar un seguimiento solar del ángulo horario con equipo asequible para estudiantes
- Desarrollar una interfaz de monitoreo y evaluación
- Simular la respuesta óptica del concentrador en el software Tonatiuh

1.3 ALCANCE

En este trabajo se desarrolla el armado de un concentrador cilíndrico parabólico, el cual ya fue diseñado previamente por el grupo de concentración solar. Para este dispositivo se plantea un control automático para el seguimiento solar, es decir, un mecanismo capaz de seguir al Sol con un grado de libertad (un ángulo). Se proponen tarjetas electrónicas existentes de bajo precio y se utiliza un actuador común en el mercado para reducir gastos. Se instrumenta para monitorearlo continuamente y así conocer su desempeño bajo ciertas condiciones para obtener su curva térmica característica. Se analiza la desviación del seguimiento solar con procesamiento de imágenes. Se obtiene un estimado del error óptico mediante el software Tonatiuh.

CAPÍTULO 2

REVISIÓN DE LITERATURA Y ANTECEDENTES

En este capítulo se presenta la información teórica que se usó como fundamento para el desarrollo, las pruebas y resultados obtenidos. Además, la información que se describe sirve como antecedentes al tema desarrollado. La redacción de este capítulo trata de seguir el mismo orden que sigue la luz solar para ser aprovechada por el ser humano, partiendo desde el Sol, Tierra, concentración, seguimiento, receptor y finalmente la construcción de un canal parabólico.

Al principio se describe de manera general algunos rasgos que hacen al Sol la principal fuente de la vida en la Tierra, así también se explica cómo funciona y las características de la luz.

Después, se desarrolla la relación importante que existe entre la Tierra y el Sol. Y al mismo tiempo, se definen varios conceptos trascendentes que se manejan dentro de este trabajo. Se describe la ubicación del Sol y los ángulos que describen su trayectoria a lo largo del día. Se reseñan los instrumentos usados para medir la radiación solar para luego conocer la distribución de ésta en el territorio mexicano a lo largo del año.

Al final del capítulo se explican las características de la concentración solar y se traza la línea a seguir de las consideraciones de un concentrador y su sistema de seguimiento del Sol. Por último, se hace un esbozo del procedimiento a seguir para el diseño y construcción del concentrador cilíndrico parabólico, conociendo algunos diseños antecedentes a este trabajo.

2.1 EL RECURSO SOLAR

Aunque los seres vivos obtenemos nuestros nutrientes del entorno, la energía requerida para mantener la vida proviene de otro lado. Las plantas y algunos organismos unicelulares almacenan y usan la luz solar para sobrevivir por un proceso denominado fotosíntesis. Y aunque muchos seres vivos no lo hacen, se alimentan de las plantas que sí lo llevan a cabo. En última instancia, la energía que sustenta toda la vida proviene del Sol. (Audesirk et al., 2003). Sumado a lo anterior, la energía solar es el impulsor del clima terrestre y el corazón de la generación de la mayoría de las energías renovables.

La energía que nos provee nuestra estrella tiene fecha de caducidad. El Sol tiene cerca de 4,600 millones de años y de acuerdo con el tipo de estrella, apenas está a la mitad de su vida. Si fuera hueco en su interior cabrían más de un millón de Tierras, pero en su interior está repleto de materia en continuas reacciones nucleares y movimiento de energía. En su núcleo se producen

reacciones de fusión atómicas del hidrógeno que se transforma en helio y a su vez libera energía. Esto sucederá hasta que ya no haya más hidrógeno que transformar y se apague el sol. Desde el núcleo hasta las últimas capas del sol, la fotosfera, pequeñas partículas llamadas fotones transportan su energía por millones de años antes de poder emitirla. (National Geographic, 2022). Estas partículas son ondas electromagnéticas que se absorben tan pronto se generan en el núcleo, se remiten térmicamente y vuelven a absorber de forma iterativa y continua hasta alcanzar la fotosfera.

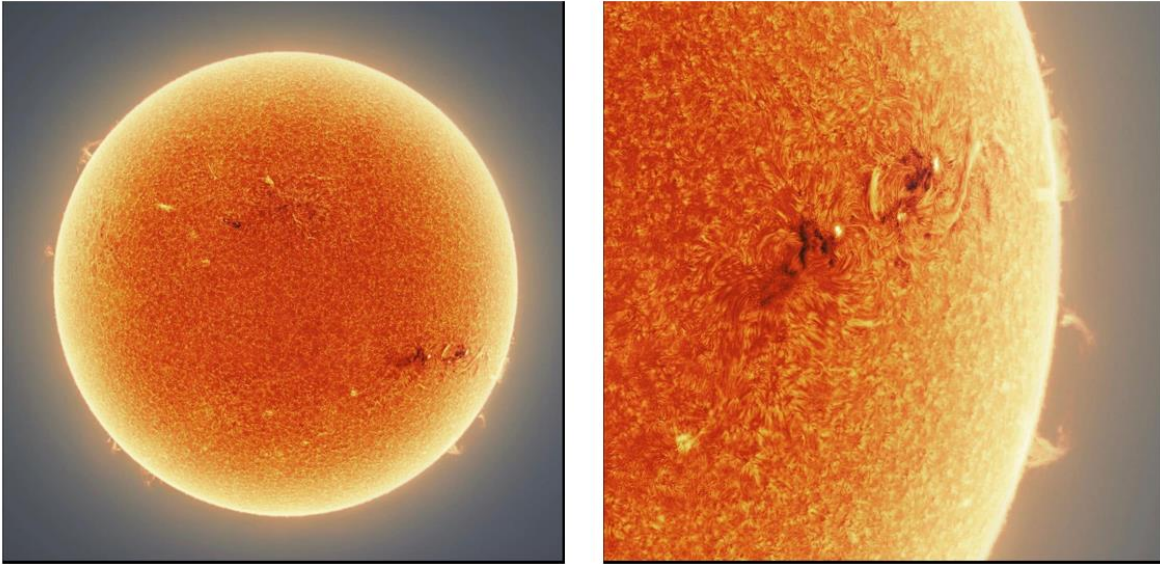


Ilustración 2.1 El Sol. Alrededor de 150,000 imágenes del Sol combinadas para mostrar la "Cromosfera", es una capa delgada que se ubica justo debajo de la corona y por encima de la fotosfera, la superficie luminosa. Fuente: Andrew McCarthy, 2021.

La energía que emite el Sol viaja a través del espacio interplanetario e interestelar en ondas electromagnéticas en un espectro de diferentes longitudes; cada una de estas longitudes tiene, a su vez, una cantidad de energía relacionada. El espectro no tiene acotaciones de inicio o fin, podrían existir ondas con longitudes de onda muy pequeñas a altas frecuencias, como todo lo contrario. Y en todas se mantiene que, a menor longitud de onda, mayor la cantidad de energía y viceversa.

El Sol emite energía en forma de radiación de onda corta, principalmente en la banda del ultravioleta, visible y el infrarrojo cercano, con longitudes de onda entre 0.2 y 3.0 micrómetros (200 nm a 3.000 nm). (IDEAM - Instituto de Hidrología) Las ilustraciones 2.2 muestra la escala del espectro electromagnético, y en la ilustración 2.3 se observa la distribución espectral de radiación solar, la cual es modelada por la ecuación de cuerpo negro, así como algunos ejemplos de los diferentes instrumentos de detección.

Espectro electromagnético. Longitud de onda (λ) en metros.

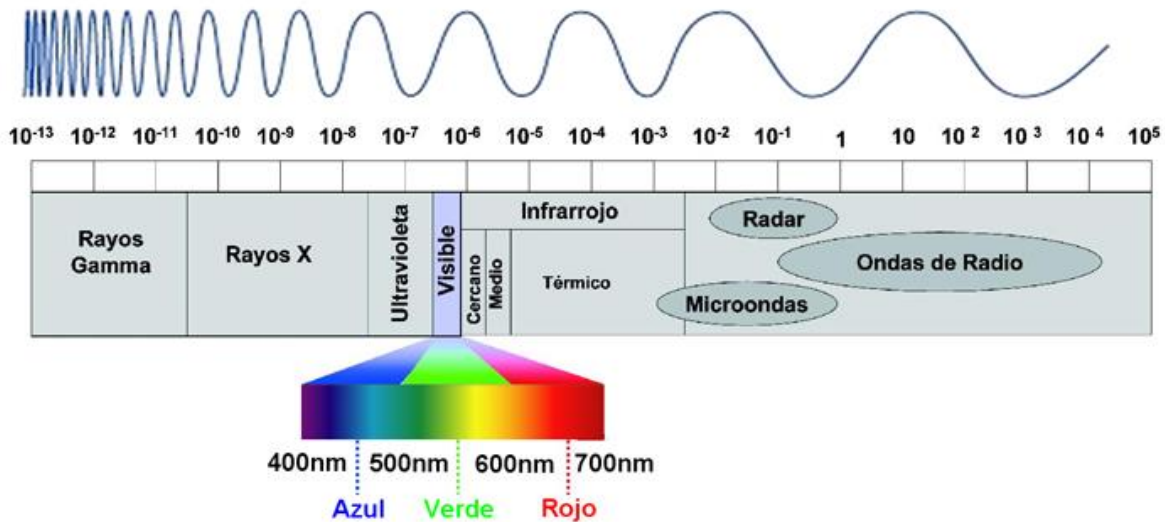


Ilustración 2.2 Espectro electromagnético. Fuente: IDEAM - Instituto de Hidrología

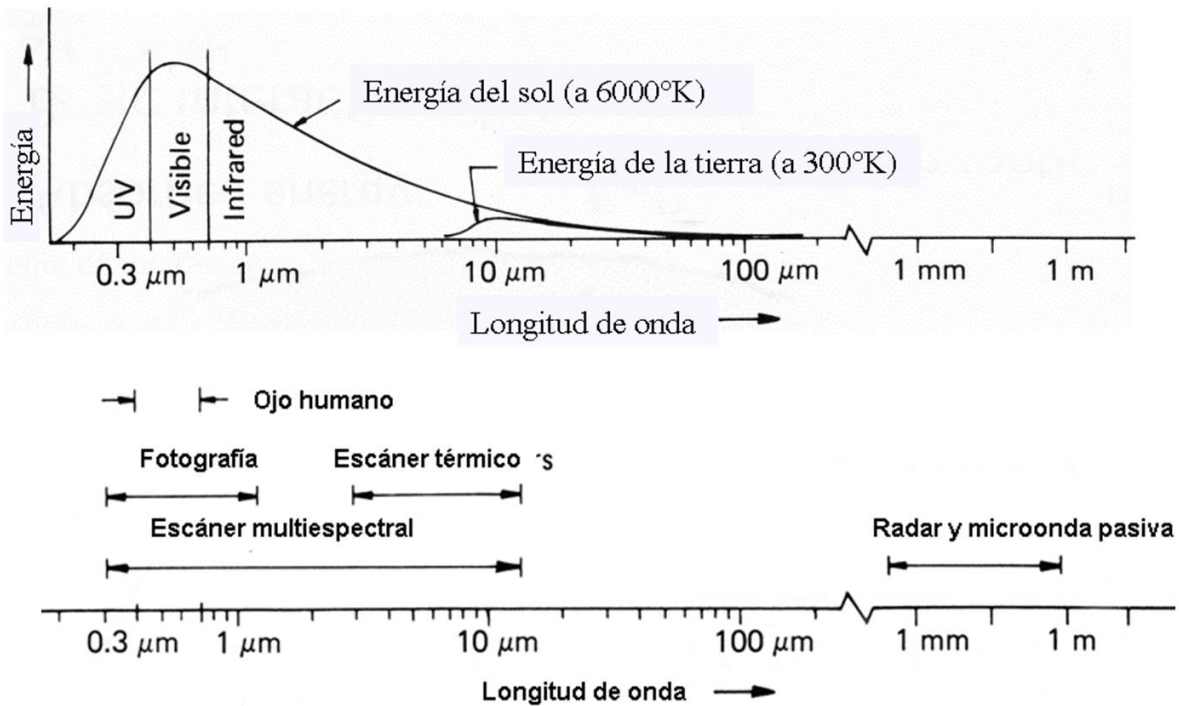


Ilustración 2.3 Espectro electromagnético donde la Tierra y el Sol participan *La temperatura del Sol es en su superficie y la de la tierra es la temperatura ambiente. Fuente: IDEAM - Instituto de Hidrología.

2.2 EL SOL Y LA TIERRA

2.2.1 Definiciones

La distancia que existe entre el Sol y la Tierra es aproximadamente 1.5×10^8 km, cuando la luz viaja a aproximadamente 300,000 km/s en el vacío, tendremos la energía en nuestro planeta en un poco más de 8 minutos. La cantidad de energía solar recibida por unidad de tiempo y por unidad de área a la distancia Tierra-Sol sobre una superficie normal al Sol se le denomina **constante solar**, cuyo valor es 1361 W/m^2 medido fuera de la atmósfera (Schmutz et al, 2013). El valor de la constante puede variar a lo largo del año debido a los cambios de distancia de la Tierra al Sol debidos a la pequeña excentricidad de la órbita elíptica de traslación de la Tierra. Aproximadamente -3.27% en afelio (la distancia más larga) y +3.42% en el perihelio (la distancia más larga), (Meinel & Meinel, 1982).

Una vez que la radiación solar entra a la atmósfera terrestre este valor disminuye a valores cercanos a los 1000 W/m^2 en una superficie horizontal. La razón por la que tenemos una radiación solar reducida es la misma por la que el sol no nos hace daño, debido a los procesos de extinción de la radiación en la atmósfera que incluyen la dispersión de Rayleigh debido los gases moleculares, la dispersión de Mie por partículas suspendidas (aerosoles) y la absorción por diversos componentes atmosféricos como el ozono y el vapor de agua principalmente que atenúan ciertas longitudes de onda del espectro electromagnético. Para comprender mejor la radiación solar, Duffie y Beckman (1980), tienen las siguientes definiciones:

Radiación directa: Es la radiación recibida del Sol sin haber sido dispersa por la atmósfera.

Radiación difusa: Es la radiación recibida del Sol después de que su dirección ha sido dispersada por la atmósfera en todas direcciones de la bóveda celeste.

Radiación total o global: La suma de la radiación difusa y la proyección de la radiación directa en una superficie dada.

Irradiancia, W/m^2 : La tasa a la cual la energía de la radiación incide en una superficie por unidad de área de superficie. Normalmente el símbolo G se usa para la irradiancia solar.

Irradiación, J/m^2 : La energía incidente por unidad de área en una superficie. Calculada como la integral de la irradiancia en un tiempo específico, usualmente una hora o un día.

2.2.2 Instrumentos de medición

Se requieren conocer varios parámetros necesarios para el diseño, dimensionamiento, desempeño y evaluación de las aplicaciones de la energía solar. El más importante es la cantidad de radiación solar en una región.

Los instrumentos utilizados para medir la irradiancia solar más comunes son el piranómetro y el pirheliómetro. El piranómetro mide el flujo solar total, tanto la radiación directa como la radiación difusa para el hemisferio completo visto por el instrumento. Ver ilustración 2.4

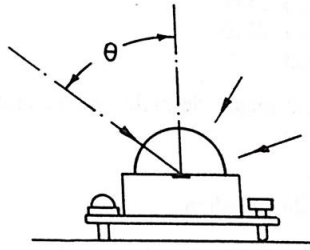


Ilustración 2.4 Diagrama esquemático de un piranómetro de Eppley. El detector debe tener una respuesta exacta respecto al cosen de θ para leer adecuadamente la contribución de la luz directa y de la luz solar difusa de modo que la lectura sea exacta para la intensidad total. Fuente: Meinel & Meinel, 1982

El piranómetro se utiliza ampliamente debido a que es un instrumento sencillo que no requiere el seguimiento del Sol. Existe una variación de este instrumento que mide la irradiancia difusa. A un piranómetro se le coloca un anillo de sombra para excluir la luz solar directa y solo obtener la medición de la radiación proveniente de la bóveda celeste, ver ilustración 2.5. Cuando se resta esta medida (radiación directa) a la radiación global de un piranómetro estándar se obtiene la medida de la irradiancia solar directa.

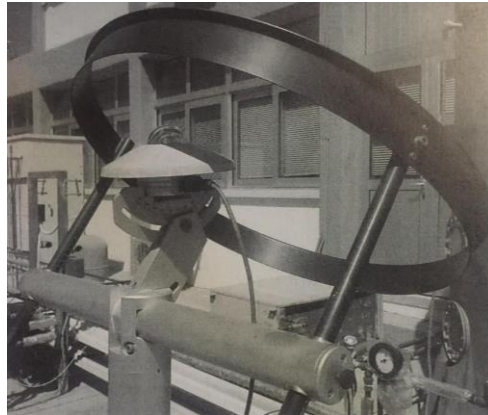


Ilustración 2.5 Fotografía de un piranómetro con anillo de sombra para medición de la irradiancia difusa. Fuente: Meinel & Meinel, 1982

Los pirheliómetros miden el flujo solar directo más una cantidad muy pequeña procedente del firmamento en el campo visual del aparato, que es 5.5° para el pirheliómetro de Eppley, ver ilustración 2.6. Este pequeño campo de vista significa que el pirheliómetro debe montarse y conectarse a un dispositivo que siga el movimiento diario y estacional del Sol. (Meinel & Meinel, 1982)

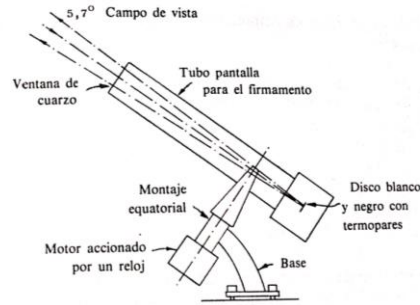


Ilustración 2.6 Dispositivo esquemático de un pirheliómetro de Eppley. Utilizado para medir la intensidad de la incidencia normal (directa) de la luz solar. Fuente: Meinel & Meinel, 1982

2.2.3 Relación Sol – Tierra

La Tierra tiene un movimiento de rotación sobre su propio eje de aproximadamente 24 horas, así mismo tiene un movimiento de traslación alrededor del Sol cada 365 días, 6 horas, 9 minutos, 9 segundos y 733 milisegundos en una trayectoria elíptica casi circular. En la ilustración 2.7 se observa el esquema del movimiento de la Tierra alrededor del Sol. Se denomina perihelio cuando la distancia entre los astros es la menor, ocurre en el 3 de enero aproximadamente; por otro lado, afelio ocurre el 7 de julio aproximadamente y es cuando la distancia es la más grande.

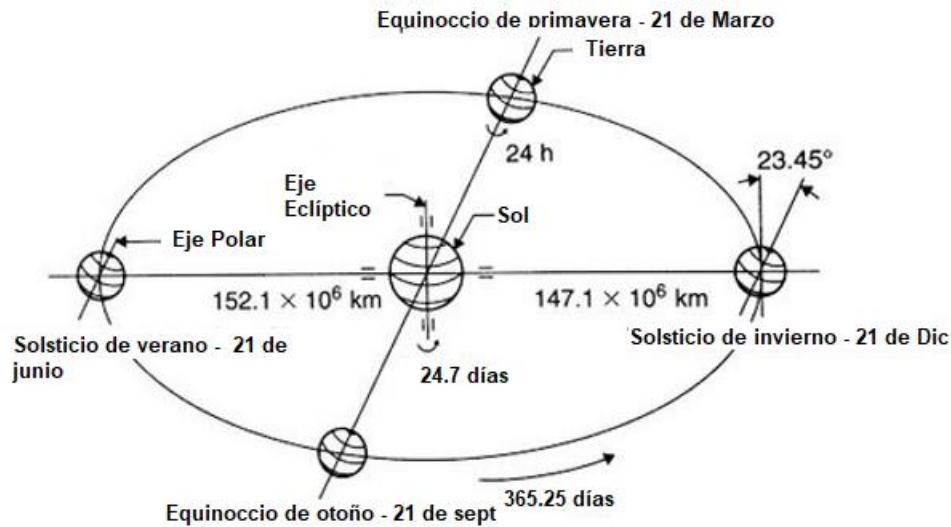


Ilustración 2.7 Movimiento anual de la Tierra alrededor del Sol. Fuente: Kalogirou, 2013

2.2.3.1 Declinación Solar

La Tierra gira sobre sí misma alrededor del eje polar y este está inclinado $23,45^\circ$ con respecto al eje eclíptico, el cual es perpendicular al plano del mismo nombre de la órbita de la Tierra alrededor del Sol. La *declinación solar* como se observa en la ilustración 2.8, es el ángulo entre la línea que une los centros del Sol - Tierra y la proyección de esta en el plano ecuatorial. Las declinaciones en el norte del Ecuador son positivas y en el sur negativas. Como se observa en la ilustración 2.9, la declinación es 0° en el equinoccio de primavera y otoño, $+23,45$ en el solsticio de verano y $-23,45$ en el solsticio de invierno. La posición de este eje relativo al Sol causa los cambios estacionales en la radiación solar.

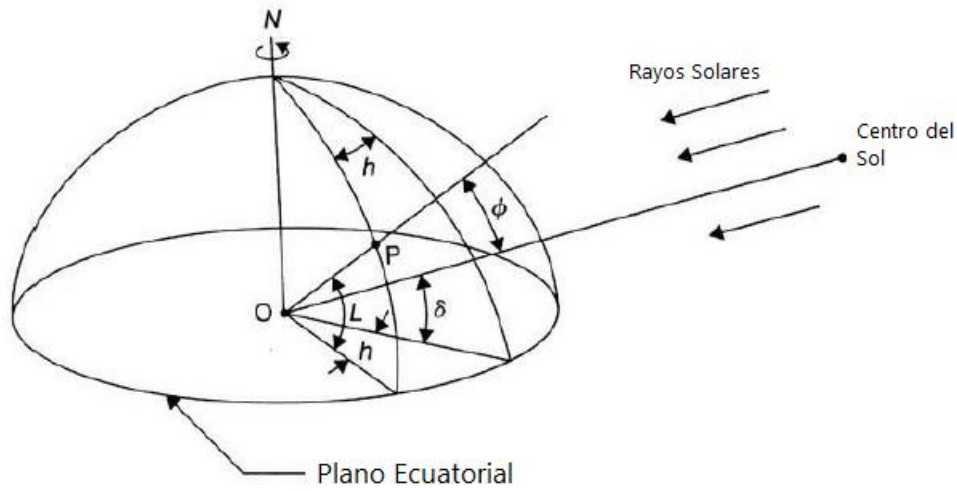


Ilustración 2.8 Definición de la declinación solar. Fuente: (Kalogirou, 2013)

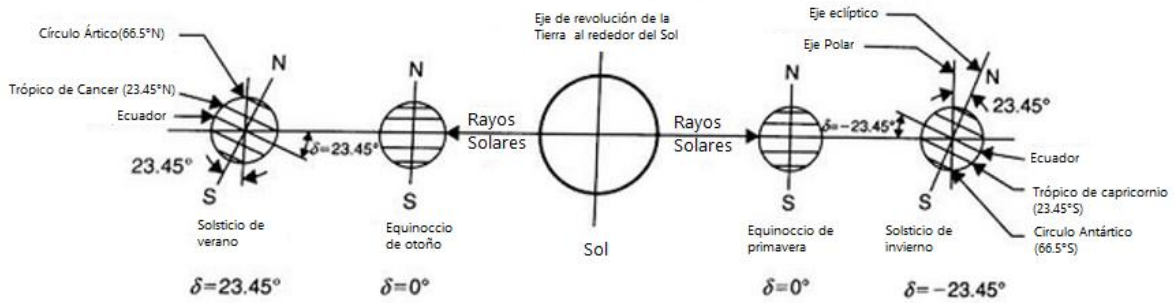


Ilustración 2.9 Variación anual de la declinación. Fuente: (Kalogirou, 2013)

La declinación en grados para cualquier día del año puede ser calculada aproximadamente con la ecuación 2.1 (ASHRAE, 2007), aunque existen otras ecuaciones más precisas.

$$\delta = 23.45 \sin \left[\frac{360}{365} (284 + N) \right] \quad (2.1)$$

Donde N es el número del día para el cual se está calculando la declinación. Para obtener el número del día normalmente se usa la tabla 2.1 programada en algún *software*.

Tabla 2.1 Días recomendados promedio para los meses y valores de n por mes. Fuente: (Duffie et al., 1980)

Mes	n Día del mes iésimo	Para los días promedio del mes		
		Día	n	Declinación δ
Enero	i	17	17	-20.9
Febrero	31+i	16	47	-13
Marzo	59+i	16	75	-2.4
Abril	90+i	15	105	9.4
Mayo	120+i	15	135	1.8
Junio	151+i	11	162	23
Julio	181+i	17	198	21.2
Agosto	212+i	16	228	13.5
Septiembre	243+i	15	258	2.2
Octubre	273+i	15	288	-9.6
Noviembre	304+i	14	318	-18.9
Diciembre	334+i	10	344	-23

De Klein (1977). No usarse para $|\phi| > 66.5^\circ$

Tabla 2.1. Días recomendados promedio para los meses y valores de n por mes

2.2.3.2 Tiempo solar verdadero

Los datos de irradiación solar son generalmente registrados con base en el tiempo local aparente (LAT), también llamado tiempo solar verdadero (TST). Por ejemplo, el medio día solar corresponde a cuando el Sol está en el clímax (el cenit solo se alcanza en días específicos de ciertas latitudes). Así mismo, algunos datos meteorológicos a menudo son registrados con base en el tiempo de reloj local. La mayor parte del año el medio día solar no corresponde con el medio día de la hora local. Por esto, es deseable convertir el tiempo local estándar a tiempo solar verdadero. Para realizar esta conversión es necesario conocer el meridiano central del huso horario de la zona en consideración y realizar dos correcciones. La primera consiste en una corrección constante debido a la diferencia entre las longitudes del meridiano del observador y del meridiano en el cual se encuentra localizado el tiempo local. Al Sol le toma 4 minutos moverse 1° de longitud. La segunda corrección corresponde a la Ecuación del Tiempo, la cual toma en consideración la variación de la duración del día solar a lo largo del año por efecto de la variación de velocidad de la Tierra en su movimiento de translación en la órbita elíptica y por la inclinación del eje de rotación que se mantiene con la misma orientación a lo largo del año.

La diferencia en minutos entre el tiempo solar verdadero y el tiempo local es:

$$\text{Tiempo solar verdadero} - \text{tiempo local estándar} = 4 * (L_s - L_e) + E_t \quad (2. 2)$$

Donde L_s es la longitud estándar (meridiano estándar o central del huso horario) y L_e es la longitud local. La corrección por longitud es positiva si el meridiano local está al este del meridiano estándar y negativo si esta al oeste. En algunos países se hace un ajuste debido al horario de verano, sumando o restando 60 min.

2.2.3.3 Ecuación del tiempo E_t

El tiempo solar verdadero está basado en la rotación de la Tierra sobre su eje polar y el movimiento de translación alrededor del Sol. Un día es el intervalo de tiempo (no necesariamente 24 horas) en el que el Sol completa un ciclo alrededor de un observador estacionario en la Tierra. La velocidad de la Tierra varía a lo largo del año, en consecuencia, el día solar no es uniforme, siendo imposible adoptarlo como unidad de tiempo.

Por esta razón, se acuerda una Tierra ficticia con movimiento de rotación uniforme alrededor del Sol, que describe una vuelta completa exactamente en el mismo tiempo que emplea la Tierra en describir un giro alrededor del Sol, dando origen al tiempo solar medio.

Duffie et al. (1980) comenta que la diferencia que existe entre el tiempo solar verdadero y el tiempo solar medio es lo que se denomina ecuación del tiempo, la cual varía a lo largo del año. Para la determinación de la ecuación del tiempo la Spencer (1971), propone la fórmula:

$$E_t = 229.2 (0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.04615 \cos 2B - 0.01049 \sin 2B) \quad (2.3)$$

Donde:

$$B = (N - 1) \left(\frac{360}{365} \right) \quad (2.4)$$

N es el número del día.

En esta ecuación el factor 229.2 se usa para convertir el resultado de la suma algebraica de radianes a minutos.

2.2.3.4 Posición del Sol relativa a superficies horizontales

Para calcular la ubicación del Sol con respecto a la Tierra a cualquier hora del día, se debe obtener por geometría las coordenadas de su movimiento relativo. Las relaciones geométricas entre un plano de cualquier orientación en la Tierra (aún si ese plano esta fijo o móvil) y la radiación directa solar, es decir, la posición del Sol relacionado a un plano Terrestre puede ser descrito en términos de varios ángulos (Anderson, 1983). Algunos de estos son indicados en la ilustración 2.11. Los ángulos y algunas convenciones son la siguientes:

ϕ Latitud, es la posición angular con respecto al Ecuador, al norte es positiva; $-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$

β Inclinación (Slope), el ángulo entre el plano de la superficie en cuestión y la horizontal; $0^\circ \leq x \leq 180^\circ$; $x > 90$ (significa que la superficie tiene una componente mirando hacia abajo)

γ Ángulo azimut de superficie, la desviación de la proyección en un plano horizontal de la normal de la superficie del meridiano local. El eje sur parte el ángulo azimut, teniendo como convención que es negativo hacia el este y positivo al oeste.; $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$.

ω ángulo horario, el desplazamiento angular del Sol de este a oeste en el meridiano, debido a la rotación de la Tierra en su eje, a una velocidad de 15° por hora; siendo la mañana valores negativo, el medio día solar igual a cero, y en la tarde positivo. Una de las formas para calcular este ángulo en función del tiempo solar (t_{sol}) en minutos, es con la ecuación 2.5:

$$\omega = 0.25^\circ (t_{sol} - 720) = \frac{\pi}{720}(t_{sol} - 720) \quad (2.5)$$

θ Ángulo de incidencia, es ángulo entre la radiación directa y la normal de una superficie. Para un plano horizontal, este ángulo y el ángulo cenital son el mismo. La expresión general para este ángulo es la siguiente:

$$\cos \theta = \sin \phi \sin \delta \cos \beta - \cos \phi \sin \delta \sin \beta \cos \gamma + \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \quad (2.6)$$

Algunos ángulos adicionales que definen la posición del Sol en el cielo se describen a continuación y se muestran en la ilustración 2.10:

θ_z Ángulo cenital, el ángulo entre la vertical y la línea del Sol, es decir, el ángulo de incidencia de la radiación directa en una superficie horizontal.

Este ángulo se calcula a partir de la ecuación 2.7:

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \delta \sin \phi \quad (2.7)$$

Al medio día solar el ángulo cenital se reduce a la ecuación 2.8:

$$\theta_{zm} = |\phi - \delta| \quad (2.8)$$

α_s Ángulo de altitud solar, el ángulo entre la horizontal y la línea del Sol, es decir, el complemento del ángulo cenital.

Este ángulo puede ser calculado con la expresión 2.9:

$$\theta_z + \alpha = \frac{\pi}{2} \quad (2.9)$$

Es decir, la altura solar es el complemento del ángulo cenital.

γ_s Ángulo azimutal solar, es el desplazamiento angular desde el de la proyección de la radiación directa en el plano horizontal, mostrado en la ilustración. Los desplazamientos del este al sur son negativos y del oeste al sur positivos.

Una expresión para calcular el ángulo azimutal es la 2.10:

$$\gamma_s = \text{signo}(\omega) \left| \cos^{-1} \left(\frac{\cos \theta_z \sin \phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \phi} \right) \right| \quad (2.10)$$

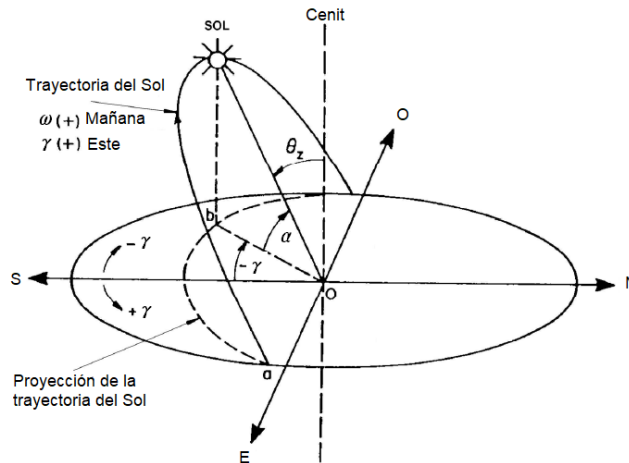


Ilustración 2.10 Ángulo cenital, ángulo de altitud solar, ángulo horario, ángulo azimutal solar. Fuente: (Universidad de Jaén, 2006)

2.3 CONCENTRACIÓN SOLAR

2.3.1 Breve historia

Como se describió en las secciones anteriores la radiación solar tiene ciertas características por las cuales es posible usarla no solo para procesos biológicos sino para la transformación de su energía en otras. Una aplicación muy conocida convertirla en energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos, pero otra que se ha usado por muchos años por la humanidad es usar su energía térmica. Sabemos que la radiación solar es aproximadamente constante, pero cuando se enfoca en un punto se sabe que esta radiación incrementa en ese lugar.

Meinel & Meinel (1982) describen como primeros antecedentes que Arquímedes cerca del año 200 a. C. repelió una flota Romana invasora concentrando el Sol con espejos. Luego, hasta el siglo XVII se realizaron pruebas, algunos como juguetes para cortes, otros para fundir materiales en Francia. Estos esfuerzos motivaron a los primeros hornos solares en Francia en el siglo XVIII. Para la segunda mitad del siglo XIX ya existían algunos dispositivos más complejos. August Mouchot diseñó un dispositivo llamado *axicón*, el cual enfocaba la luz uniformemente a lo largo del eje del cono de modo que superficie absorbente de energía podía utilizarse un tubo, como en la ilustración 2.11 y 2.12.

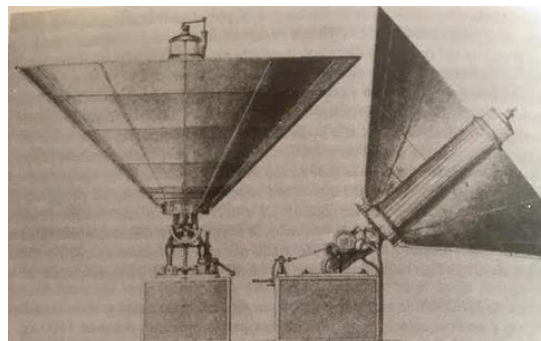


Ilustración 2.11 Absorbente del calor solar de tubos múltiples de Mouchot (1878). Fuente: Meinel & Meinel, 1982

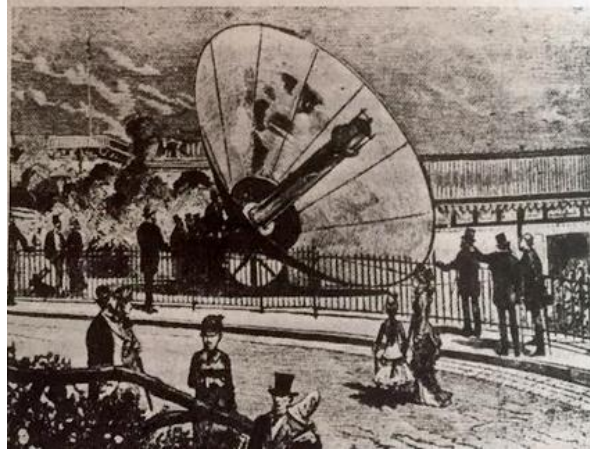


Ilustración 2.12 El primer colector solar del tipo axicon exhibido por August Mouchot. Fuente: Meinel & Meinel, 1982

Al mismo tiempo, Abel Pifre diseñó un motor solar que movía una imprenta. Ilustración 2.13. John Ericsson también incursionó en los motores solares, así inventó el ciclo Ericsson del motor de aire caliente para la conversión del calor solar en fuerza electromotriz, utilizando un colector en forma de paraboloides, Ilustración 2.14. Según su inventor producía 0.7 kW por cada 9.3 m². Ericsson llegó a la conclusión que estas máquinas podrían costar 10 veces más que una máquina convencional, por lo cual solo convendría usarlas en lugares muy alejados con bastante radiación solar. (Meinel & Meinel, 1982).

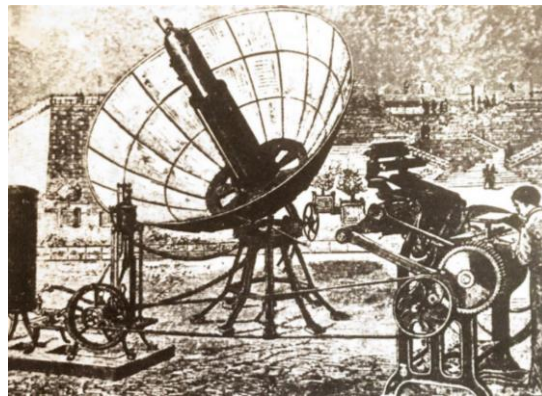


Ilustración 2.13 Central solar de Pifre de 1878 actuando sobre una imprenta. Fuente: Meinel & Meinel, 1982

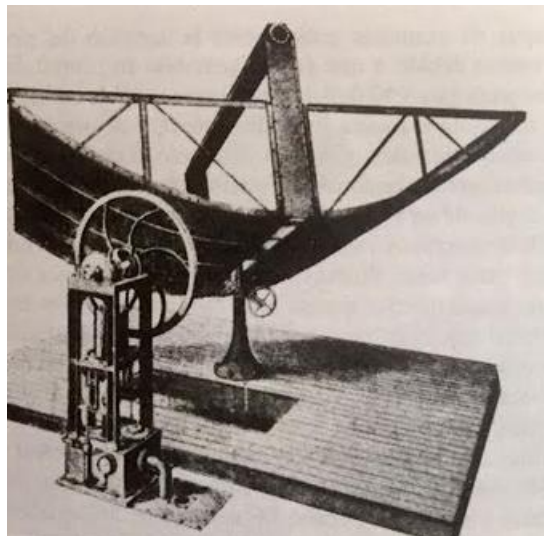


Ilustración 2.14 Captador solar de Ericsson de 1883 Utilizando un cilindro parabólico para enfocar la radiación en el tubo absorbente montado sobre el espejo. Fuente: Meinel & Meinel, 1982.

A principios del siglo XX, se realizaron dispositivos con mejores desempeños. Se comenzaron a usar dispositivos con placas planas de metal en lugar de espejos. En 1912 Frank Shuman, empezó a construir la planta de bombeo más grande del mundo en Egipto. Utilizaba cilindros parabólicos para enfocar la luz sobre un tubo absorbente largo, como se ve en las ilustraciones 2.15 y 2.16. Posteriormente comenzaron a diseñarse dispositivos termoelectricos, se crearon compañías como la Solar Motor Company en Estados Unidos, como parte de la historia de la energía solar.



Ilustración 2.15 Vista sur del sistema de colectores de Shuman-Boys construido en Meadi, Egipto en 1913. Fuente: Meinel & Meinel, 1982

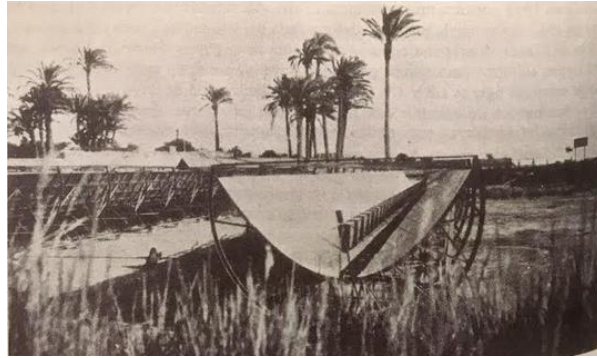


Ilustración 2.16 Vista norte detallada del largo espejo cilindro-parabólico utilizado como colector en el sistema Sguman-Boys. Obsérvese los soportes dispuestos para la inclinación del espejo y seguir al Sol. Fuente: Meinel & Meinel, 1982

2.3.2 Colectores de concentración

Existen aplicaciones donde la energía solar que llega directo a la Tierra no es suficiente, se requiere tener una radiación y/o temperatura mayor. De acuerdo con Duffie et al. (1980), aumentar la temperatura es posible haciendo más pequeña el área de pérdidas. Esto es posible colocando un dispositivo óptico entre la fuente de radiación y la superficie absorbente.

Las partes que conforman un colector solar con concentración son: *el receptor*, el cual es el elemento que absorbe la radiación y es convertida en otro tipo de energía, incluye el absorbedor el cual se asocia con las cubiertas y aislantes. Así también se encuentra el *concentrador*, o sistema óptico, es la parte del colector que dirige la radiación hacia el receptor.

La razón de concentración se define como la proporción que existe entre el área de apertura del colector con respecto al área del absorbedor. La razón de concentración de áreas es:

$$C = \frac{A_{\text{apertura}}}{A_{\text{receptor}}} \quad (2.11)$$

Estos son los factores por los cuales el flujo de radiación solar en la superficie absorbedora de energía se incrementa. Esta razón de concentración puede variar por varios ordenes de magnitud, desde debajo de la unidad hasta 10^5 . Incrementar esta relación significa incrementar la temperatura a la cual la energía es entregada, y así también, incrementan los requerimientos de posición y de precisión óptica. Así mismo, el costo por la energía obtenida de los colectores de concentración es función de la temperatura que se requiere.

2.3.3 Tipos de Concentradores

Los concentradores pueden ser reflectores o refractores, focalizando en una línea o enfocados en un punto; con superficies de revolución, continuos o segmentados. Los dispositivos que reciben la radiación pueden ser convexos, aplanados o cóncavos; y pueden ser cubiertos o descubiertos. En la ilustración 2.17 se muestran las principales configuraciones. Y en la ilustración 2.18 se muestran clasificaciones más generales que engloban a los concentradores de acuerdo con varias características. Este trabajo tiene un enfoque en el concentrador cilindro parabólico.

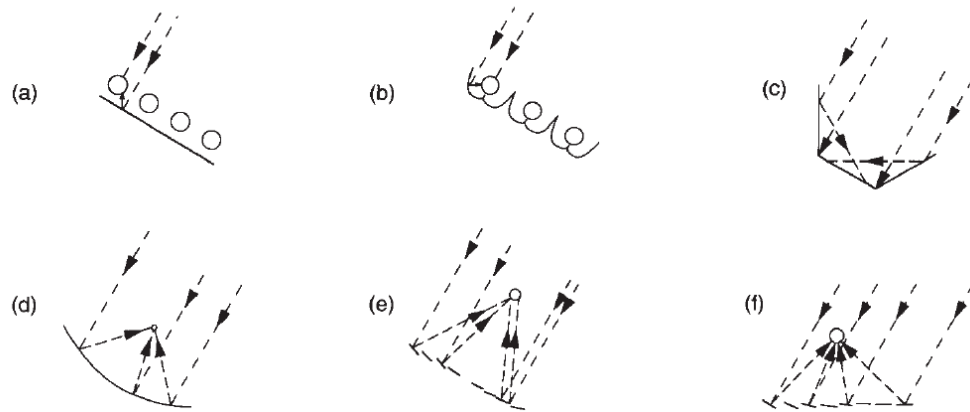


Ilustración 2.17 Posibles configuraciones de concentración. (a) absorbedores tubulares con reflector difuso posterior; (b) absorbedores tubulares con reflectores de tipo cúspide especular (c) colector plano con reflectores planos, (d) concentrador parabólico, (e) reflector Fresnel, f) arreglo de heliostatos con receptor central. Fuente: Duffie et al., 1980

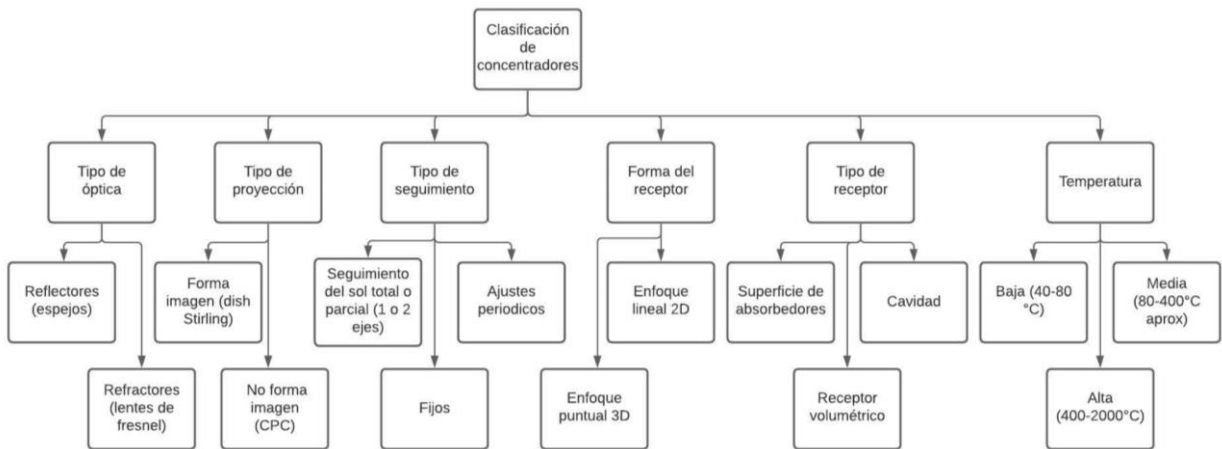


Ilustración 2.18 Clasificación de concentradores solares. Fuente: (Pérez Rábago, 2021)

2.3.3.1 Sistemas de Torre Central

Los sistemas de Torre central conocidos como CRS (*Central Receiver System* por sus siglas en inglés) están constituidos por cientos o miles de espejos con seguimiento en dos ejes (heliostatos) que reflejan la radiación solar sobre una región focal que se sitúa a una altura suficiente para evitar sombreamientos entre heliostatos cercanos entre sí. Estos sistemas pueden concentrar la luz solar hasta 600 veces y operar a temperaturas entre los 250°C y 1000°C. Desde sus inicios los CRS fueron concebidos para la generación de alta potencia. Entre los países que tienen proyectos de este tipo son E.U.A. con la *Ivanpah*, etc; en Japón con *Sunshine*; algunas de las más nuevas se encuentran en Chile con la *Cerro Dominador (2021 y 110 MW)* y en Sudáfrica con la *Khi Solar One (2016 y 50 MW)*, entre otros. Así mismo, existen algunas en España, por ejemplo, la ilustración 2.19 (A), muestra la planta PS10 de 11 MW de potencia nominal por la empresa Abengoa en Sevilla, España. La cual está diseñada para producir 23 GWh al año, energía suficiente para abastecer a una población de 10 000 habitantes. Cuenta con una torre de 115 m de altura, 625 heliostatos de 120 m² de superficie

reflectiva cada una, proporcionan sobre el receptor una cavidad de aproximadamente 200 m^2 de superficies de intercambio energético refrigeradas por agua, la energía térmica necesaria para producir vapor. Éste se envía a la turbina donde se expande para generar, mediante el consiguiente acople a un alternador, la electricidad. De igual forma, Abengoa diseñó La planta PS20, de 20 MW de potencia nominal. La tecnología elegida para esta planta ha sido, al igual que en PS10, la de torre y campo de heliostatos con generación de vapor saturado en el receptor solar.

Igualmente, en Sevilla, Gemasolar es una central termosolar de 19.9 MWe con receptor central de sales fundidas de 120 MWt. Tiene un campo solar de $310\ 000\text{ m}^2$ de espejo, 2 650 heliostatos y una torre de 140 m de altura, ver ilustración 2.19 (B). Cuenta con un sistema de almacenamiento térmico en tanques de sales para 15 horas de generación, y turbina de vapor de 3 niveles de presión. Es la primera planta comercial en el mundo con tecnología de receptor de torre con sales fundidas a alta temperatura y almacenamiento térmico de muy larga duración. Gemasolar es capaz de suministrar 80 GWh al año, generar energía suficiente para abastecer a 27 500 hogares y reducir en más de 28 000 toneladas al año las emisiones de CO_2 .

Para su funcionamiento, los heliostatos que rodean la torre reflejan y concentran la energía solar en el receptor de sales fundidas situado en lo alto de la torre. En el receptor se transfiere la energía solar a las sales fundidas que circulan por su interior, las cuales alcanzan una temperatura de 565° C . A través del sistema de generación de vapor las sales fundidas producen el vapor sobrecalentado y este vapor, mediante un grupo turbina / alternador, genera la energía eléctrica que se suministra a la red.



Ilustración 2.19 Sistemas de torre central en Sevilla, España. A) Planta PS10 de 11 MW. Fuente: Abengoa (2005). B) Planta solar térmica Gemasolar. Fuente: Grupo SENER (2020)

2.3.3.2 Discos Parabólicos

Los sistemas de disco parabólico, o mejor conocidos como *Dish-Stirling*, deben su nombre a que están diseñados con espejos parabólicos de revolución y un motor de combustión externa Stirling, ver ilustración 2.20. Estos motores se ubican en la zona focal del concentrador para transformar la radiación solar en electricidad. Los *discos-Stirling*, por su tamaño, independencia y modularidad, pueden abastecer de electricidad a regiones donde la densidad de población es baja y dispersa. Llevar electricidad a estas regiones con sistemas convencionales resulta poco rentable.



Ilustración 2.20 Disco Stirling. Fuente: Stirling Energy Systems, Fotografía por Randy J. Montoya (2008)

En el *Financial Times* (2015), se describió uno de los últimos proyectos de energías renovables como alternativa a los paneles solares en Dubai. Se trata de una planta de concentración solar de 110 kW con un costo de €500 000. Esta planta usa 10 discos de 8.85 m de diámetro que reflejan la luz solar hacia motores Stirling para generar electricidad. Esta planta ha producido 47 000 kWh durante 12 650 horas de operación.

2.3.3.3 Concentradores de Fresnel

Los concentradores de Fresnel representan una aproximación de un canal parabólico. Este tipo de concentradores pueden considerarse como un particionamiento de un perfil parabólico y los segmentos son colocados en una superficie plana.

La idea es lograr mantener fija la zona focal del concentrador y, a cambio de ello, los delgados segmentos del concentrador redireccionan la radiación solar a la zona focal del sistema. Entre las ventajas de este sistema puede mencionarse que: los motores y el sistema mecánico y estructural es más barato que en el caso de un canal parabólico convencional. Por otro lado, si los segmentos son suficientemente delgados, pueden ser aproximados por segmentos planos en lugar de tener curvatura, esto hace aún más barata su construcción. El diseño estructural es más económico por estar a nivel del suelo y se aprovecha mejor la superficie, al poder colocarse uno tras otro sin sombreadamientos entre varios sistemas, ver Ilustración 2.21.



Ilustración 2.21 Imagen de un concentrador de Fresnel. Fuente: Laboratorio Nacional de Sistemas de Concentración Solar y Química Solar, 2015

2.3.4 Concentrador parabólico

Un colector solar cilíndrico parabólico (CCP) está compuesto por un canal cuyo perfil tiene forma de parábola. Esta geometría permite que la radiación solar que incide paralela al eje focal de la parábola se concentre en el foco de esta, ver ilustración 2.22. El foco de la parábola se extiende como una línea focal a lo largo de todo el canal. Sobre esta línea se coloca un tubo receptor que contiene un fluido térmico (generalmente aceite) que se calienta cuando el tubo absorbe la radiación solar. Los concentradores parabólicos normalmente se usan en aplicaciones de intermedia concentración y en temperaturas de 100 a 400° C aproximadamente.

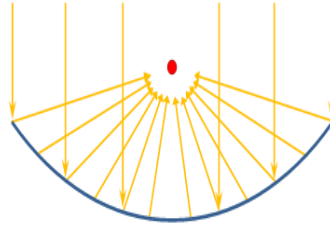


Ilustración 2.22 Esquema de funcionamiento de un concentrador de canal parabólico. Fuente: (Laboratorio Nacional de Sistemas de Concentración Solar y Química Solar, 2015)

La ecuación de la parábola en términos del foco es la 2.12:

$$y = \frac{x^2}{4f} \quad (2.12)$$

Donde f es la distancia del punto focal de la parábola a su vértice, y el lugar donde se coloca el receptor.

De acuerdo con la ilustración 2.23, La radiación directa mostrada es incidente en el reflector en el punto B en el borde, donde el radio es máximo en r_r . El ángulo ϕ_r es el ángulo de borde dado por la ecuación:

$$\phi_r = \tan^{-1} \left[\frac{8 \left(\frac{f}{a} \right)}{16 \left(\frac{f}{a} \right)^2 - 1} \right] = \sin^{-1} \left(\frac{a}{2r_r} \right) \quad (2.13)$$

Donde a es la apertura.

Además, para cualquier punto del reflector parabólico el radio local es:

$$r = \frac{2f}{1 + \cos \phi} \quad (2.14)$$

Con respecto a la ilustración 2.23(B), es posible observar la proyección de la imagen reflejada proveniente de la superficie reflectiva para encontrar el diámetro del receptor cilíndrico que es capaz de interceptar los rayos reflejados, esto de manera ideal pues se considera una superficie perfecta y bien alineada, ecuación 2.15.

$$D = 2r_r \sin \left(\frac{\theta_s}{2} \right) \quad (2.15)$$

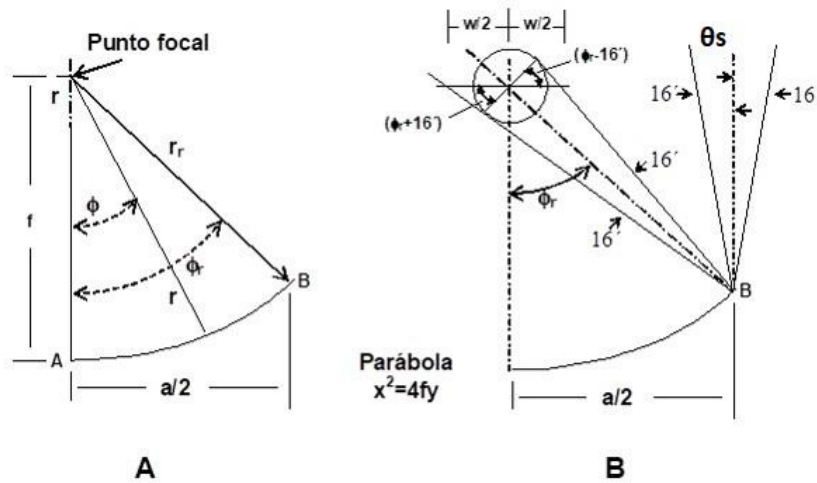


Ilustración 2.23 (A) Sección de un concentrador parabólico mostrando sus dimensiones principales y las coordenadas x, y, z, (B) Proporciones de imagen de un concentrador lineal. Fuente: Duffie et al., 1980

De manera similar, la expresión 2.16 calcula la concentración máxima para un concentrador de perfil parabólico y con un receptor tubular de sección circular:

$$C_{g,D} = \frac{a}{A_D} = \frac{a}{\pi D} = \frac{\sin(\phi_r)}{\pi \sin(\frac{\theta_s}{2})} \quad (2.16)$$

En general, los concentradores con receptores mucho más pequeños que el área de apertura son efectivos solo con radiación directa. Es evidente que el ángulo de incidencia de la radiación directa en el concentrador es importante, así como que un seguimiento solar podría ser requerido.

Una variedad de mecanismos para orientar los dispositivos han sido diseñados para mover la dirección de los concentradores, y así la radiación directa incidente sea reflejada al receptor. Los movimientos requeridos para llevar a cabo el seguimiento varían con el diseño del sistema óptico, y particularmente si existen más de un sistema de concentración solar conectado. En la sección siguiente se amplía el tema.

2.4 SEGUIMIENTO SOLAR

2.4.1 Configuraciones

Para el caso de concentradores solares, algunos mecanismos de seguimiento son usados para permitir seguir al Sol para maximizar la energía colectada. Mientras más sea el nivel de concentración más precisión requiere en el seguimiento.

Los seguidores solares pueden ser clasificados por su sistema de seguimiento. Esto puede ser por el seguimiento de uno o más ejes. En el caso del modo de un solo eje, el movimiento puede ser en varias maneras: paralelo al eje de la Tierra (Ilustración 2.24(b)), norte - sur (Ilustración 2.24(c)), o este-oeste (Ilustración 2.24(d)), cuyas ecuaciones siguientes son derivadas de la ecuación general (2.6) y aplica para los planos móviles como se indica en cada caso.

Kalogirou (2013) realizó un estudio para observar diferentes configuraciones de ubicación y tipo de seguimiento para identificar sus características y obtener un modelo de la cantidad de energía en una superficie por unidad de área durante los solsticios de verano e invierno, así como los equinoccios para una latitud de 35°. Este análisis se realizó con un modelo de radiación. El ángulo de incidencia afecta la prueba, el cual es diferente para cada modo. El tipo de modelo no se considera importante ya que se usa solo con propósitos de comparación.

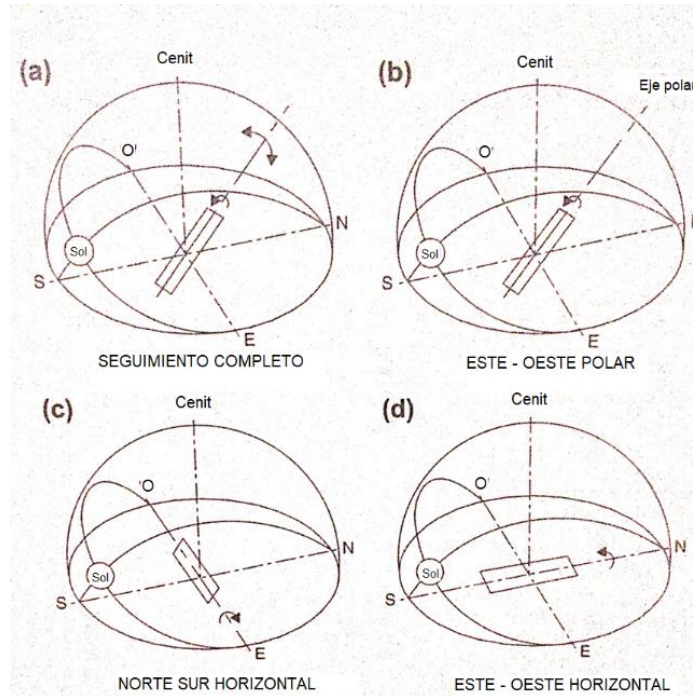


Ilustración 2.24 Orientación de los colectores en varios modos de seguimiento solar. Fuente: Kalogirou, 2013

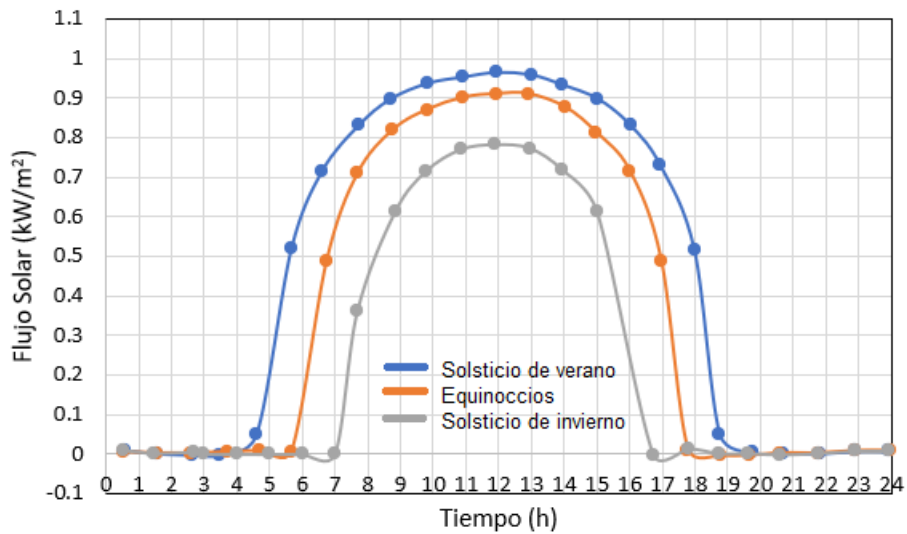
2.4.1.1 Seguimiento completo

Para un mecanismo de dos ejes que mantiene la superficie en cuestión continuamente orientada al Sol tiene un ángulo de incidencia igual a:

$$\cos \theta = 1 \quad (2.17)$$

O $\theta = 0^\circ$. Esto dependiendo de la precisión del mecanismo. El seguimiento completo obtiene la máxima radiación posible. El desempeño de esta configuración se muestra en la gráfica 2.1

Este tipo de montaje parece llevar un costo mayor comparado con uno más sencillo, dependiendo de la aplicación es razonable si se interesa por la energía adicional que se puede usar en el día. Ilustración 2.24 (a).



Gráfica 2.1 Variación diaria del flujo solar con un seguimiento completo. Fuente: (Kalogirou, 2013)

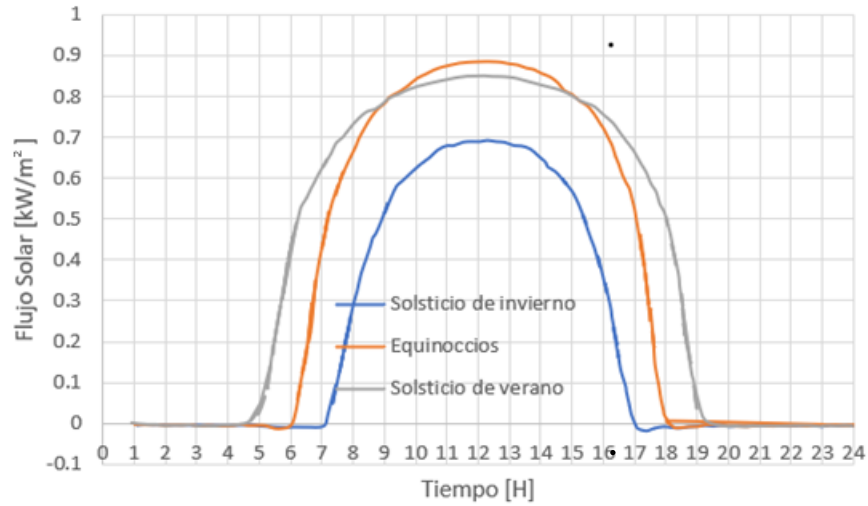
2.4.1.2 Seguimiento este – oeste con el eje orientado a polos norte y sur

Se puede elevar el eje de un colector Norte -Sur hasta que se alinee con el eje polar de la Tierra, Ilustración 2.24 (b). Esto significa que el Sol es normal al colector en el equinoccio y que el efecto reductor de la función cosenoidal disminuye en los solsticios, pero con la implicación de una estructura necesaria adicional. En este caso la ecuación para el ángulo existente entre la normal al colector y el Sol es:

$$\cos \theta = \cos \delta \quad (2.18)$$

Una desventaja del sistema de eje polar es que la parte inclinada hacia arriba de los colectores proyectan sombra sobre los demás que están situados hacia el norte. Además, se ve reducida la eficacia de la disposición pues cuando se despliegan varios colectores, los situados al este y al oeste oscurecen al Sol cuando su ángulo horario es grande. Las sombras bloquean completamente el acceso al Sol de verano durante dos o tres horas en la mañana y de nuevo por la tarde. En el caso de los colectores únicos la configuración de eje polar es excelente. La gráfica 2.2 muestra su desempeño diario, de la configuración este -oeste con el eje orientado a los polo norte sur de un canal parabólico.

El rendimiento en el equinoccio y en el medio día en el verano se consideran esencialmente iguales. El valor al medio día en el invierno, en cambio, se reduce. Para igualar las curvas de verano e invierno bastaría con tener una inclinación más alta que la polar; pero la altura física de dicha configuración será una dificultad potencial para tener en cuenta en el rendimiento de costos respecto a la estructura más baja del montaje polar.



Gráfica 2.2 Variación diaria del flujo solar con un seguimiento este – oeste en el eje norte sur Polar. Fuente: (Kalogirou, 2013)

2.4.1.3 Seguimiento Norte – Sur en el eje Este -Oeste horizontal

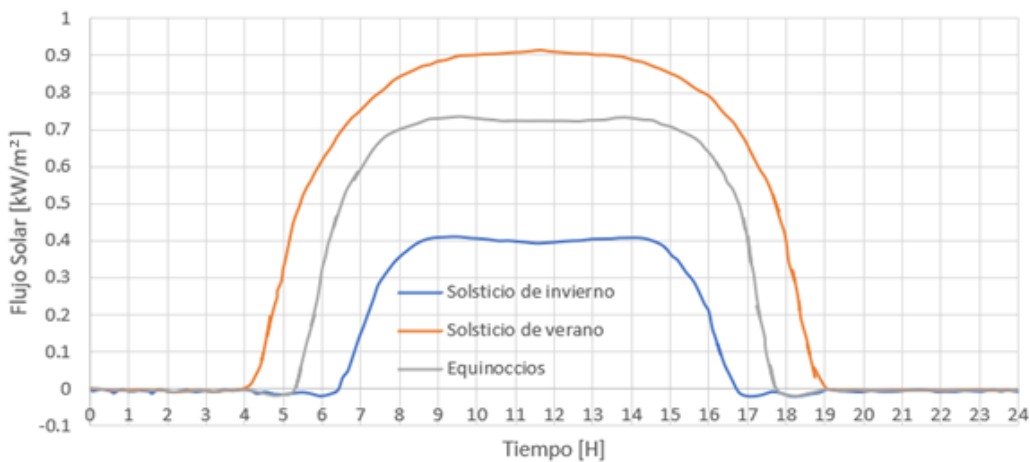
Para un plano rotado al eje este – oeste horizontal con varios ajustes para minimizar el ángulo de incidencia, θ , puede ser obtenido de (Kreith y Kreider, 1978; Duffie y Beckman, 1991):

$$\cos \theta = \sqrt{1 - \cos^2 \delta \sin^2 \omega} \quad (2.19)$$

O de la ecuación (Meinel y Meinel, 1976):

$$\cos \theta = \sqrt{\sin^2 \delta + \cos^2 \delta \sin^2 \omega} \quad (2.20)$$

La configuración básica de esta geometría se observa en la Ilustración 2.24(c). El sombreado de ésta es mínimo. El máximo sombreado es causado cuando se lleva al colector a un ángulo máximo hacia el sur de ($\delta = -23.5^\circ$) en el solsticio de invierno. Esta configuración tiene la ventaja de que se aproxima al seguimiento completo en el verano, pero el efecto coseno en el invierno gradualmente reduce su efectividad. La gráfica 2.3 muestra su desempeño en un día.



Gráfica 2.3 Variación diaria del flujo solar con un seguimiento Norte – Sur en el eje este – oeste horizontal. Fuente: (Kalogirou, 2013)

2.4.1.4 Seguimiento Este – Oeste en el eje Norte - Sur horizontal

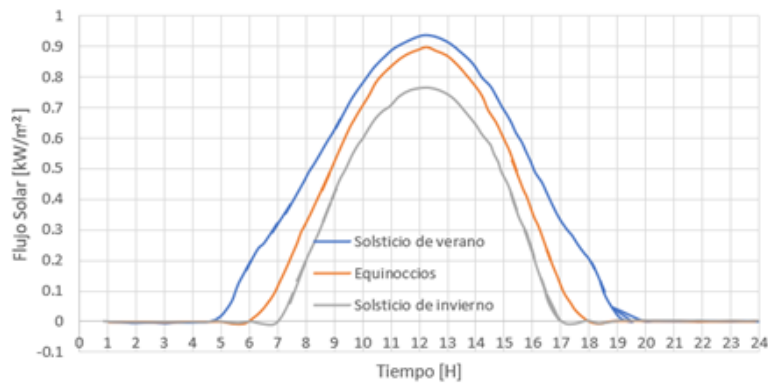
Para un plano rotado hacia el eje norte – sur horizontal, Ilustración 2.24 (d), con continuos ajustes para minimizar el ángulo de incidencia, θ , puede ser obtenido de (Kreith y Kreider, 1978; Duffie y Beckman, 1991):

$$\cos \theta = \sqrt{\sin^2 \alpha + \cos^2 \delta \sin^2 \omega} \quad (2.21)$$

O de la ecuación (Meinel y Meinel, 1976):

$$\cos \theta = \cos \phi \cos \omega + \cos \delta \sin^2 \omega \quad (2.22)$$

La ventaja más grande que tiene esta configuración es el pequeño efecto de sombreado cuando hay más de un colector. Este efecto está presente solo en las primeras y últimas horas del día. La gráfica 2.4 muestra su desempeño.



Gráfica 2.4 Variación diaria del flujo solar con un seguimiento Este – Oeste en el eje Norte – Sur horizontal. Fuente: (Kalogirou, 2013)

La cantidad de energía en una superficie por unidad de área para 4 formas de seguimiento solar incluyendo los solsticios de verano e invierno, así como los equinoccios es mostrada en la tabla 2.2. Se observa que los modos que muestran un mejor desempeño para un seguimiento de un eje es el E-O Polar y el N-S horizontal, los cuales se parecen más a un seguimiento total en dos ejes.

Tabla 2.2 Comparación de la energía recibida para varios modos de seguimiento. Fuente: Kalogirou, 2013

Modo de seguimiento	Energía solar Recibida (kWh/m ²)			Porcentaje con respecto al seguimiento completo		
	Equinoccios	Solsticio de verano	Solsticio de invierno	Equinoccios	Solsticio de verano	Solsticio de invierno
Completo	8.43	10.60	5.70	100.00	100.00	100.00
E-O polar	8.43	9.73	5.23	100.00	91.70	91.70
N-S horizontal	7.51	10.36	4.47	89.10	97.70	60.90
E-O horizontal	6.22	7.85	4.91	73.80	74.00	86.20

2.4.2 Clasificación

Aunque, por un lado, en la sección anterior se presentaron configuraciones geométricas más comunes para el seguimiento en un eje, existen otros aspectos a considerar. Esta clasificación mayor incluye el tipo de control automático usado, los tipos de accionamientos o actuadores, la estrategia de seguimiento y el número de grados de libertad de movimiento del dispositivo. (Awasthi et al., 2020)

Estas cuatro clasificaciones están íntimamente relacionadas. La ilustración 2.25 muestra divisiones y subdivisiones para trabajar con el seguimiento solar, sin embargo, ninguna se hace por separado o individualmente.

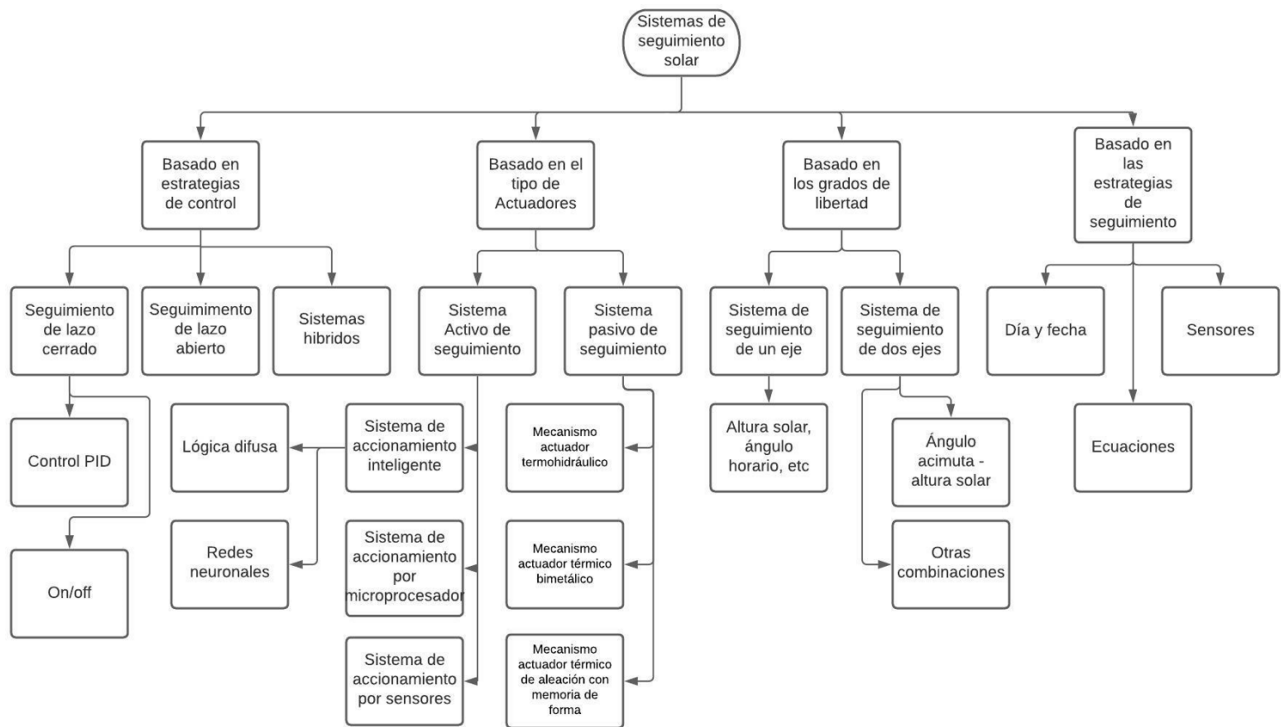


Ilustración 2.25 Clasificación del sistema de seguimiento. Fuente: Awasthi et al., 2020

Hablar de un seguimiento solar conlleva a que el dispositivo trabaje por sí solo. Pero esto puede pasar de muchas maneras. *El seguimiento de lazo cerrado* consiste en recibir retroalimentación del estado del sistema que estamos usando, la ilustración 2.26 muestra el diagrama de bloques básico. Un ejemplo para este tipo de control es calcular la posición del Sol, como elemento para la retroalimentación se usa algún sensor fotosensible, el cual dependiendo de la cantidad de luz que tenga genera un voltaje diferente. La diferencia de voltajes se compara y el controlador realiza la acción correspondiente para obtener la señal que requiere, esto mediante mover algún motor, por ejemplo.

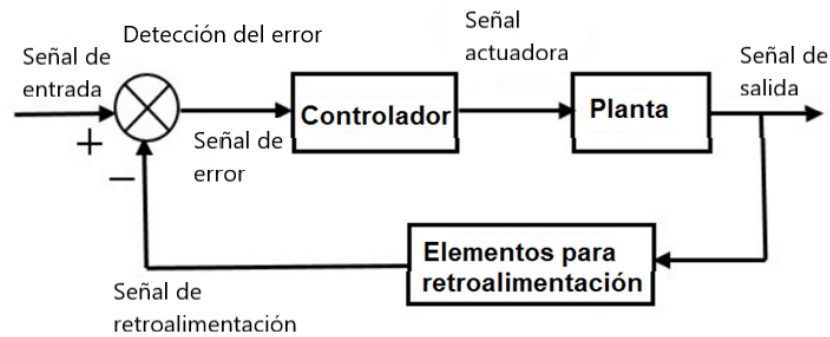


Ilustración 2.26 Diagrama de bloques para un sistema de control de lazo cerrado. Fuente: elaboración propia

Es común que para realizar el control de un sistema físico se realice el modelo matemático en función del tiempo, para luego aplicar una transformada de Laplace con el fin de obtener una función de transferencia. Esta función relaciona la respuesta de un sistema con una señal de entrada o excitación. Una vez realizado este proceso se puede usar la teoría de control en un sistema cerrado, por ejemplo, la aplicación de un control tipo Proporcional, Integral y Derivativo (PID). Sin embargo, en algunos sistemas simples se puede usar un control encendido/apagado más simple y barato de hacer.

Un sistema que no tenga retroalimentación se llama de lazo abierto y se representa con un diagrama de bloques como en la ilustración 2.27. Un ejemplo sería usar un seguidor solar basado únicamente en el cálculo de las coordenadas astronómicas del Sol.

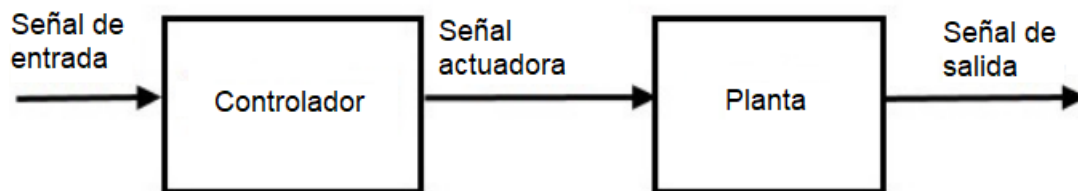


Ilustración 2.27 Diagrama de bloques para un sistema de control de lazo abierto. Fuente: elaboración propia

Otra clasificación es por el tipo de actuador o mecanismo para mover el seguidor solar. El *Pasivo*, no usa dispositivos mecánicos para orientar el dispositivo hacia la radiación solar. Por ejemplo, el uso de contrapesos en los extremos de un colector, los cuales con el paso del día y del cambio de temperaturas hacen que se mueva el dispositivo, o el uso de gas comprimido con bajo punto de ebullición o aleaciones metálicas que guardan su memoria para forzar el movimiento angular requerido.

Por otro lado, se encuentran los sistemas de seguimiento solar de tipo Activo. Estos requieren de mecanismos, microcontroladores, sensores, actuadores mecánicos, hidráulicos, neumáticos, etc., para mover el dispositivo. La característica principal es que consumen energía para funcionar. Los sistemas de seguimiento y en general los de control pueden usar muchos tipos de programación que ayuden a mejorar la inteligencia artificial del sistema, algunas opciones son los sistemas difusos o las redes neuronales, y esto conlleva a un aumento en recursos energéticos y computacionales.

La clasificación basada en los grados de libertad se describió un poco en la sección anterior. Un grado de libertad consiste en el número de direcciones en las cuales se puede mover un mecanismo y son independientes entre sí. En este sentido, para seguir al Sol se requieren uno o dos ángulos como se describió en la sección 2.2. En general, cada grado de libertad requiere de un

actuador, un sistema de control, alimentación y, si así es requerido, sensores para su retroalimentación. Por esta razón, entre más grados de libertad se requieren más elementos y condiciones extra al sistema, como aumento de costos o inercia. No obstante, los resultados pueden ser mejores.

La estrategia de seguimiento básicamente significa como se atacará el problema. Para llevar a cabo el seguimiento solar se cuentan con muchas herramientas, cada una puede contribuir a la anterior, pero se debe balancear el costo – beneficio. En un principio se pueden aplicar algoritmos basados en cálculos matemáticos que solo usen datos de la fecha y hora, sin tener algún tipo de retroalimentación de la trayectoria del Sol, únicamente para orientar dispositivos. El uso de microcontroladores y sensores permite mejorar el control y el error de posición con más precisión debido a la retroalimentación.

2.5 ANTECEDENTES

2.5.1 Antecedentes académicos

A partir de la revisión bibliográfica se realizó la tabla 2.3 con los resultados más importantes. Es de resaltar que la mayoría de los casos tienen 2 grados de libertad, es decir, siguen a dos ángulos para un mejor seguimiento del Sol. Sin embargo, en varias aplicaciones se realizaron pruebas excelentes con un solo ángulo.

No existe una preferencia a usar en cuanto a microcontroladores, existen varias opciones de electrónica. Algunas personas usaron equipos de *alto* costo para desarrollos estudiantiles como *myRio*[®] de *National Instruments*[®] (Aprox. \$12,000 pesos MXN), microcontroladores o PLC's. En los documentos más antiguos inclusive usaron sistemas de compuertas lógicas y amplificadores operacionales. Todo depende de la aplicación y de la tecnología disponible.

El control automático usado es abierto o cerrado. Aunque el más común es el cerrado con sensores para su retroalimentación. En varios casos se usa un control encendido/apagado de los actuadores, aunque también existieron sistemas con controles PID.

Los documentos más antiguos trataban de tener una retroalimentación de la ubicación del Sol usando fotorresistencias. Muchos de ellos recomendaban el sistema para su uso; sin embargo, a pesar de tener un seguimiento solar perdían su referencia en días nublados ya que dependen totalmente de la intensidad de la radiación solar, este error en equipos nuevos es cada vez menor. Esos sensores son los más comunes, pero con el paso de los años se fueron haciendo más comunes el uso de acelerómetros, giroscopios y *encoders*, es decir, nueva variedad de sensores para la ubicación de las posiciones o de la radiación solar.

Como era de esperarse, es muy común el uso de motores (varios de corriente continua y en algunos trifásicos) con su caja de engranes. Pocos explicaban la disposición de sus actuadores, sin embargo, es un detalle no menor.

Es un hecho que el uso del seguimiento solar mejoró muchos de los sistemas encontrados. En general quienes seguían dos ángulos, lo hacían para el acimut y la altura solar. Quienes seguían solo un ángulo lo hacían con el ángulo horario. Todo lo anterior siguiendo la misma metodología. Sin embargo, Sharma & Bhattacharya, 2020 [43], sugirieron algo diferente. Que no se moviera, o no tuviera seguimiento el concentrador, como normalmente se hace; sino que quien realiza el movimiento fuese el receptor. Una idea poco vista y con resultados aceptables, es decir, se demostró que el promedio anual de la intensidad en el absorbedor puede ser mejorado hasta 50%, con pocos gastos de operación y poco incremento de inversión inicial, según su artículo. También cabe resaltar que es muy útil no depender de la luz solar para el seguimiento, ya que en días soleados se ve muy afectado el proceso.

Documento	No. ejes	Tipo de ejes	Sensado	Procesamiento	Control	Etapas de potencia	Resultados	Comentarios	Fuente
Sistema de seguimiento, modelado numérico y validación experimental de un prototipo de concentrador cilíndrico parabólico para la generación de calor de proceso	1	Ángulo horario	Acelerómetro integrado de tres ejes. Mirilla (par de foto resistencias)	La tarjeta programable usada es una NI myRIO-1900	modo automático, manual y libre	Actuador lineal. 900mm de carrera.	Error en la temperatura del fluido: min de -0.06% y máx de -1.71%	Los resultados fueron que el acelerómetro mide mejor la posición y una vez integrada la mirilla mejora aún más la del acelerómetro por sí solo.	(Manterola, 2019)
Seguidor Solar, optimizando el aprovechamiento de la energía solar	2	Acimut y horizontal	fotorresistencias	microcontrolador PIC 18F1320	ENCENDIDO-APAGADO	motores a pasos	Diferencia de 0 a 3°	----	(Machado Toranzo et al., 2015)
Diseño e implementación de un seguidor solar para la optimización de un sistema fotovoltaico	1	Acimut	son dos celdas fotovoltaicas	microcontrolador MC68HC908GP32 de Motorola	no indica	Motor a pasos 12V	no indica	La etapa de procesamiento de la señal es una comparación entre los valores obtenidos de los dos sensores (fotoceldas). Programación en C. El sistema presenta una alta resolución de entrada que le permite muestrear de forma satisfactoria la señal de voltaje proveniente de los sensores	(Mejía et al., 2010)
Control y monitoreo de un concentrador solar de disco parabólico	2	Elevación y acimut	Potenciómetros de precisión multivuelta, sensor de temperatura LM35	Tarjeta ARDUINO Mega 2560	Proporcional-Integral (PI)	motor de tipo sinfin corona con PWM	Ejemplo de mediciones: Ángulo de elevación calculado: 39.8929995, medido: 40.0007574; Ángulo de acimut calculado: -44.8407451, medido: -44.8143103.	Con el software de programación LabVIEW, en el cual se lleva a cabo tanto la programación del control, como el diseño y desarrollo de la HMI. Dentro de la programación en LabVIEW y las herramientas de ARDUINO (Toolkit), se hace uso de un bloque funcional llamado "PWM Write Pin".	(Castañeda Rufino & Hernández Morales, 2013)
Seguidor solar adaptativo basado en un controlador lógico programable para paneles fotovoltaicos	no indica	no indica	sensor fotoeléctrico: dos fotorresistencias, un switch de final de carrera	PLC LOGO-SIEMENS con reloj	control adaptativo	motorreductor de 12 VDC	un error en estado estable de 2.08°, máximo	La ventaja de la adaptación es que el seguidor solar seguirá la trayectoria del Sol aun cuando este se encuentre oculto por las nubes	(la Cruz Casaño et al., 2012)

Tabla 2.3 Antecedentes académicos (1era parte). Fuente: elaboración propia

Documento	No. ejes	Tipo de ejes	Sensado	Procesamiento	Control	Etapas de potencia	Resultados	Comentarios	Fuente
Concentradores solares y control adaptativo. Comparación entre el modelo parabólico lineal y el modelo Fresnel	no indica	no indica	no indica	no indica	Por retroalimentación de estados. La tarjeta programable usada es una NI myRIO-1900	Modelo del sistema de transmisión de potencia por correa	no indica	no indica	(Cufiño Guerrero & others, 2013)
Implementación de seguidor solar en dos ejes para el Sistema Fotovoltaico de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la UES.	2	eje Este - Oeste y eje Norte-Sur	dos fotorresistencias	PLC	ENCENDIDO-APAGADO con BANDA MUERTA	Motor	máx. 32%, min 3.3%	El seguidor es activo (motores). El incremento en la irradiación percibida por un panel solar en movimiento respecto a uno fijo, es mayor en los días soleados, alcanzando un máximo del 32% en nuestro experimento. Un incremento menor se produce en días nublados, y en nuestro experimento fue un mínimo de 3.3%.	(Gutiérrez & Chávez, 2012)
Diseño y construcción de un seguidor solar para aumentar el rendimiento energético en paneles fotovoltaicos de un sistema de bombeo	2	eje Este - Oeste y eje Norte-Sur	cuatro fotorresistencias (LDR),	PLC y Arduino	ENCENDIDO-APAGADO	Motor	40% máx.	No calcula la posición del Sol. Movimientos erráticos en momentos con alta radiación difusa (nubosidad). Se obtuvo que el aumento del rendimiento de la instalación con seguidor en comparación con la instalación estática fue aproximadamente del 40%, este valor puede aumentar o disminuir por las condiciones de nubosidad que se presentaron entre medidas	(Arrieta Morelo et al., 2018)

Tabla 2.3 Antecedentes académicos (2da parte). Fuente: elaboración propia

Documento	No. ejes	Tipo de ejes	Sensado	Procesamiento	Control	Etapa de potencia	Resultados	Comentarios	Fuente
Concentrador Solar PDR Con Seguimiento Solar	2	Elevación y acimut	Acelerómetro	Microcontrolador	tipo lazo abierto	motor del tipo sinfin-corona automotriz,	incrementa la temperatura del aceite térmico de 26 °C a 120 °C	Haciendo un promedio de los valores máximos y mínimos de temperatura alcanzados en el elemento absorbedor del colector, se considera que en las pruebas el mínimo de temperatura alcanzado fue de 24 °C entre 12:30 y 12:42 h, mientras que la máxima fue de 410 °C a las 13:54 h, bajo condiciones de cielo parcialmente nublado	(Duran et al., 2016)
Seguimiento solar para el mejoramiento de la eficiencia de un sistema de calentamiento solar de agua	2	Altitud solar, ángulo horario y cenital	Switches, relevadores, detectores inductivos	PLC programado en escalera	no indica	Motores síncrono trifásico controlado con variador	Comparando los datos con seguimiento y sin seguimiento se aumentó un 40% de energía térmica obtenida	Los experimentos están de acuerdo con las simulaciones. La comparación entre datos teóricos y flujos obtenidos muestran un buen seguimiento solar	(Abdelghani-Idrissi et al., 2018)
Diseño y construcción de un sistema de seguimiento solar de un eje	1	Ángulo horario	3 fotorresistencias	Circuito lógico de compuertas, sensores y relevadores	Lazo cerrado, ENCENDIDO-APAGADO	Motor de 12 V de corriente directa, con caja de engranes	Desviación desde cero es de 0.2° y 0.05° con radiaciones de 100 a 600 W/m ²	El mecanismo puede ser usado satisfactoriamente para concentradores parabólicos de media a alta temperatura. Orientado de Norte - sur y sigue al Sol de Este a Oeste. La exactitud depende totalmente de la intensidad de la radiación solar	(Kalogirou, 1996)

Tabla 2.3 Antecedentes académicos (3era parte). Fuente: elaboración propia

Documento	No. ejes	Tipo de ejes	Sensado	Procesamiento	Control	Etapa de potencia	Resultados	Comentarios	Fuente
Experiencia con un sistema de seguimiento solar	2	acimut y altitud	2 fototransistores (fotorresistencias) para la ubicación	Amplificadores operacionales, dispositivo que calcula los ángulos por separado	Lazo cerrado, ENCENDIDO-APAGADO	Motor de corriente directa y caja de engranes	El seguimiento solar muestra una precisión mejor a 1°	Se ha usado por tres años sin problemas	(Hession & Bonwick, 1984)
Esquema de seguimiento de eje dual con algoritmo adaptativo para una radiación solar muy dispersa	2	acimut y altitud	Encoder para acimut y giroscopio para altitud	Microcontrolador atmega 328, puente H L298N, chip para cálculos de la fecha. Módulos "Wireless"	Lazo cerrado, ENCENDIDO-APAGADO	Motor DC, sistema de engranes,	El método de ejes duales de seguimiento solar es 41% más eficiente que un método tradicional de seguimiento	Los resultados obtenidos pueden ser usados para diseñar seguidores solares en áreas donde existen muchas nubes. El algoritmo está basado en cálculos astronómicos	(Saymbetov et al., 2021)
Un novedoso concentrador estacionario para potenciar la intensidad solar con seguimiento de un solo eje del absorbedor	1	No indican, posiblemente horario	no indica	no indica	no indica	no indica	Se demostró que el promedio anual de la intensidad en el absorbedor puede ser mejorado hasta 50%, con pocos gastos de operación y poco incremento de inversión inicial	Basado en una geometría tipo Fresnel, solo el absorbedor tiene seguimiento solar. La efectividad de los concentradores estacionarios depende del rango del ángulo de incidencia.	(Sharma & Bhattacharya, 2020)

Tabla 2.3 Antecedentes académicos (4era parte). Fuente: elaboración propia

2.5.2 Diseño del canal parabólico

Como se comentó en un principio, este diseño fue realizado previamente por el grupo de Concentración solar del IER-UNAM. Uno de los primeros pasos es saber o conocer el tamaño que tendrá el dispositivo. Es decir, dependiendo del espacio que se tenga se puede comenzar a elegir la apertura de la parábola. En este caso, medio metro aproximadamente (530 mm) se consideró aceptable para un concentrador pedagógico, transportable (si fuera necesario) y ligero. También posee un ángulo de borde de 90° , lo que garantiza el mejor nivel de concentración. Para este ángulo, la relación entre el foco y la amplitud (f/A) tiene un valor de 0.25.

Como ya se tienen los datos de apertura y la relación f/A , únicamente despejando f , se obtiene la distancia focal en donde se debe colocar el receptor. La ilustración 2.28 muestra gráficamente los valores de la apertura y del foco, es decir 132.42 mm.

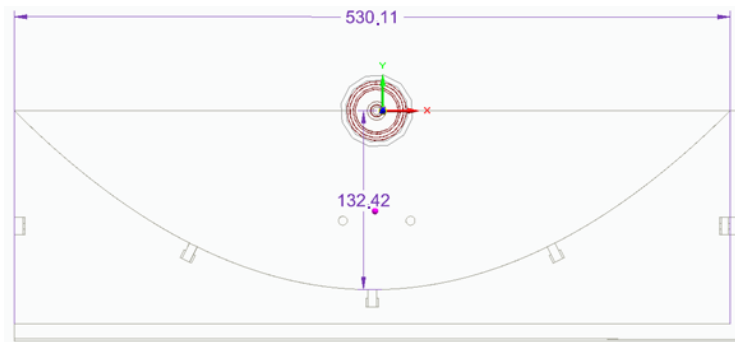


Ilustración 2.28 Distancia focal y apertura del canal parabólico, unidades en mm. Fuente: elaboración propia

El diseño de la estructura se muestra en la ilustración 2.29. Cuenta con dos costillas y dos cabezales con la forma de la parábola. En los cabezales se tienen los apoyos para el receptor. Para soporte y unión de las costillas se tienen 5 soleras internas. Todo esto fabricado en acero inoxidable.

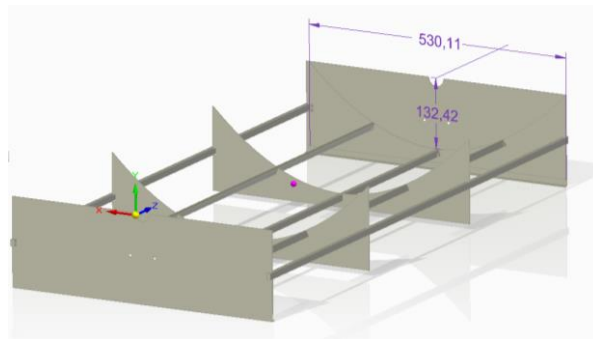


Ilustración 2.29 Estructura del canal parabólico. Fuente: elaboración propia

El receptor es de suma importancia. Se decidió usar diámetros comerciales de tubos de cobre, para estas pruebas se tienen de $3/8$ de pulgada. Al tubo de cobre se le aplicó una capa de una pintura selectiva, marca *SOLKOTE* (SOLEC, Solar Energy Corporation (2022)), que favorece la absorptividad del material para absorber energía térmica. Además, el tubo de cobre tiene un tubo de borosilicato concéntrico para evitar pérdidas convectivas, cuyo diámetro interno es de 46 mm, más 3 mm de espesor, lo que hace un total de 52 mm. La tabla 2.4 resume las características de la geometría del concentrador.

Tabla 2.4 Características geométricas del canal parabólico. Elaboración propia con datos de SOLEC, Solar Energy Corporation (2022)

Geometría del concentrador	Cantidad	Unidad
Largo	1.18	m
Ancho (Apertura)	530	mm
Ángulo de borde	90	°
Distancia al foco	132.50	mm
Relación foco/Amplitud	0.25	
Reflectividad Lamina <i>Alanod</i>	0.9-0.95	
Geometría del receptor		
Material	Cobre	
Diámetro tubo de cobre	3/8"	in
Diámetro interno tubo borosilicato	46	mm
Diámetro externo tubo borosilicato	53	mm
Absortividad pintura selectiva <i>Solkote</i>	0.88-0.94	

Como apoyo entre los tubos y la estructura, se tiene un par de acoplamientos mecánicos hechos de *Nylamid*. Además, para rellenar los espacios entre los elementos se colocó silicón de alta temperatura. La lámina del concentrador también es importante, ya que se debe evitar tener errores ópticos tanto como sea posible. Por este motivo, se optó por importar láminas especiales para aplicaciones solares, la marca es *Alanod*. Ilustración 2.30.

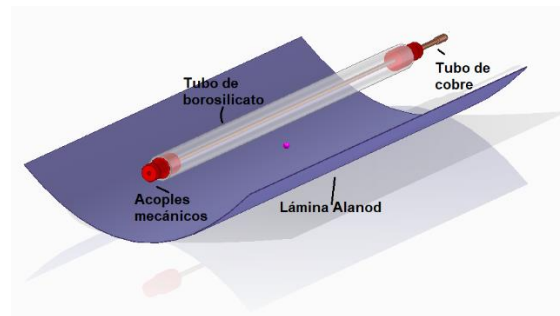


Ilustración 2.30 Lámina y tubo absorbente del concentrador. Fuente: elaboración propia

A la configuración descrita se le colocó una base para soportar la estructura, Ilustración 2.31, y se colocaron un par de chumaceras para facilitar el movimiento. Además, se colocó el actuador, que en este caso es uno lineal. Su capacidad es de hasta 1500 N, de 12 V de corriente directa, longitud de carrera de 200 mm una velocidad máxima de hasta 10 mm/s; lo que permite un movimiento de 42 a -30° del concentrador.



Ilustración 2.31 Estructura base para soporte del concentrador solar. En esta fotografía el tubo absorbedor aún no tiene colocado el tubo de cobre. Fuente: elaboración propia

CAPÍTULO 3

SEGUIMIENTO SOLAR

En este apartado se diseña el sistema de seguimiento para un grado de libertad para seguir la trayectoria del Sol. Para esto se muestra la lógica del control automático y de la programación. Así mismo, se hace una descripción de la electrónica usada para tal motivo.

Se explican los resultados del seguimiento solar del ángulo horario incluyendo gráficas de los ángulos calculados y medidos. Posteriormente, se explican las desviaciones en el control por medio captura de imágenes del haz de luz concentrado usando un procesamiento por software a lo largo del seguimiento del sol del sistema. En este mismo procesamiento se realiza una simulación de la concentración en la superficie lambertiana comparado con el medido y el cálculo teórico a través de la técnica de trazado de rayos.

Finalmente, se comparan las concentraciones simulando el concentrador parabólico en el software de trazado de rayos Tonatiuh® para obtener una evaluación de los errores ópticos en la superficie reflectiva.

3.1 TIPO DE SEGUIMIENTO Y CONTROL DEL DISPOSITIVO

En la sección 2.4.1 se explicaron las configuraciones de un seguidor solar completa (dos ángulos) o solo un ángulo. Se encontró que, luego del seguimiento total, el seguidor Este-Oeste con orientación al eje Norte-Sur polar, ver ilustración 3.1, es el que tiene los mejores resultados.

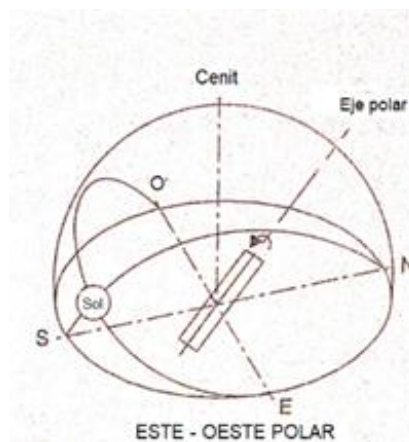


Ilustración 3.1 Configuración del seguimiento Este-Oeste, con orientación Norte-Sur polar. Fuente: Meinel & Meinel, 1982

Siguiendo esta línea, este proyecto tiene la configuración mencionada y, además, realiza un seguimiento del ángulo horario, el cual sigue la trayectoria del Sol de este a oeste, el cual cambia una velocidad constante de 15° cada hora.

Para realizar esto, se requiere tener un control del seguimiento en lazo cerrado. Es decir, se requiere que además de que el dispositivo se mueva como se desea, se tenga una forma de verificarlo por medio de un transductor (acelerómetro) midiendo la posición angular del canal parabólico. La ilustración 3.2 muestra el diagrama de bloques del sistema de control.

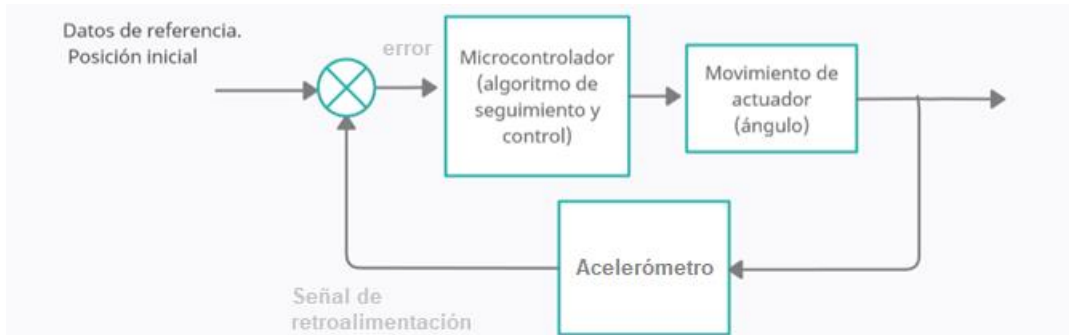


Ilustración 3.2 Diagrama de bloques del control automático propuesto. Fuente: creación propia

La descripción del controlador consiste en enviar o dar una entrada del ángulo en el que se requiere colocar al concentrador. Este ángulo se compara con el ángulo que se registra en el acelerómetro. El acelerómetro funge como la retroalimentación de la posición de todo el sistema. Es decir, si el concentrador no está donde se requiere el controlador envía la señal para que se mueva el concentrador. Esta acción de control se realiza hasta llegar a la posición indicada o que este dentro de algún límite establecido. La entrada del ángulo puede ser tanto una posición en específico como el valor del ángulo horario requerido en ese momento.

Como se vio en los antecedentes del capítulo anterior, para solucionar este tipo de problemas ya existen varias teorías, cada una con sus ventajas y desventajas, con sus equipos o software determinado. De acuerdo con las variables requeridas (posición angular del concentrador y ángulo horario), y con el objetivo de obtener un seguidor con instrumentación y electrónica de bajo costo (asequible para estudiantes) y con una respuesta del sistema que garantice mantener un seguimiento solar para obtener un gradiente de temperatura comparable a sistemas de concentración solar con otras tecnologías, se elige usar un control del tipo APAGADO/ENCENDIDO.

Este tipo de control es el más barato de todos y no requiere una programación exhaustiva comparado a otros. En la sección 3.3 se detallará más cómo funciona el sistema de control y en la parte final del capítulo se analizarán los resultados.

Considerando la clasificación de la tabla 2.31, en el capítulo anterior, el control para el concentrador tiene las siguientes características:

- Tiene un control de lazo cerrado de tipo apagado/encendido. Es decir, se requiere de retroalimentación para funcionar.
- Tiene un sistema basado en actuadores activos, con accionamiento por microcontrolador y sensores, es decir, requieren energía para funcionar.
- Tiene un solo grado de libertad siguiendo la trayectoria del Sol con el ángulo horario.

- Se basará en el cálculo de las variables para ubicar la posición del Sol incluyendo geográficas y temporales, apoyado por sensores.

3.2 ELECTRÓNICA

Con la idea de construir un dispositivo pedagógico se dio la pauta para elegir la electrónica. Una de las plataformas de código abierto de creación de prototipos basada en software libre es la tarjeta *Arduino*®. Aunque existen más de una en el mercado, ésta es de las más populares y fáciles de usar. Lo que permite que cualquier persona pueda usarla y modificar su software.

Esta tarjeta tiene varias versiones, en cada una varía el número de entradas y salidas digitales y analógicas para conectar y comunicar diferentes periféricos, sensores, etc. Ilustración 3.3. Algunas características del *Arduino UNO*®, que lo han hecho una de las placas de desarrollo más populares para proyectos educativos en el mundo son las siguientes:

- Microcontrolador: ATmega328P.
- Velocidad de reloj: 16 MHz.
- Voltaje de trabajo: 5V.
- Voltaje de entrada: 7.5 a 12 voltios.
- Conexiones de salida: 14 digitales (6 PWM) y 6 analógicos.
- 1 puerto serie por hardware.
- Memoria: 32 KB Flash (0.5 para *bootloader*), 2KB RAM y 1KB *Eeprom*



Ilustración 3.3. *Arduino UNO*®, Fuente: Mercado libre

Esta tarjeta de desarrollo se usa como una de adquisición de datos en este proyecto. Aunque si bien tiene las capacidades para realizar todo el desarrollo en su microcontrolador, el control fue programado directamente en la interfaz gráfica de *LabVIEW*® para esta primera versión del proyecto.

Esta tarjeta de desarrollo funciona como el corazón de la electrónica. La tarjeta es conectada a un “*Driver*” encapsulado (Ilustración 3.4), el cual facilita el manejo de cualquier actuador otorgando las señales de control y alimentación correctas, en este caso el motor del actuador lineal. Funciona con 5V lógicos y puede controlar dos motores en sentido horario y antihorario, o 4 en un solo sentido.

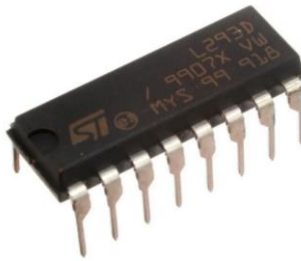


Ilustración 3.4 Microchip para control de actuadores. Fuente: Mercado libre

Así mismo, se le conecta un acelerómetro a la tarjeta de desarrollo y a la estructura del concentrador. Este sensor puede registrar vibraciones y cambios en la aceleración, que finalmente da lecturas de la posición angular. Puede mantener el monitoreo en 3 ejes con un acelerómetro, 3 con un giroscopio y 3 con un magnetómetro. Tiene un convertidor Analógico a digital de 16 bits para cada uno entre otras características. Ilustración 3.5.



Ilustración 3.5 Acelerómetro MPU9250. Fuente: Mercado libre

Como parte de la automatización y control solo se usan estas tres partes: tarjeta con microcontrolador, *driver* del actuador y el sensor de retroalimentación. Cabe destacar que la alimentación de todo el sistema se lleva a cabo de 5V, incluyendo al actuador. Esto llegó a cambiar en algunas pruebas de ópticas para tener mayor par mecánico (torque).

De manera similar, con fines de adquisición de datos se usó la tarjeta electrónica MAX31855, la cual tiene conectores para 4 termopares tipo K, ver Ilustración 3.6. Esta tarjeta solo se usó para la comunicación en la prueba de caracterización térmica del canal parabólico, en la sección 4.1 se explicarán otros detalles.



Ilustración 3.6 Tarjeta MAX31855. Fuente: Mercado libre

3.3 PROGRAMACIÓN E INTERFAZ GRÁFICA

La interfaz gráfica, el control del movimiento y el monitoreo fueron programados en *LabVIEW*[®]. Es decir, con la finalidad de monitorear los registros en tiempo real y observar el comportamiento, el programa *LabVIEW*[®] fue instalado en una computadora portátil. La ilustración

3.7 sigue el esquema de la operación para el movimiento del concentrador con respecto al ángulo horario.

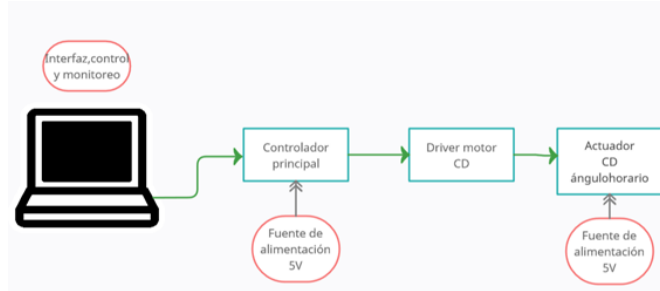


Ilustración 3.7 Esquema de la programación. Fuente: elaboración propia.

La lógica de programación para llevar a cabo el control se muestra en el diagrama de flujo de la ilustración 3.8. El valor de la tolerancia para este sistema estaba entre -0.2° y 0.2° . Con una tolerancia más baja el sistema comienza a vibrar y no alcanza una estabilidad.

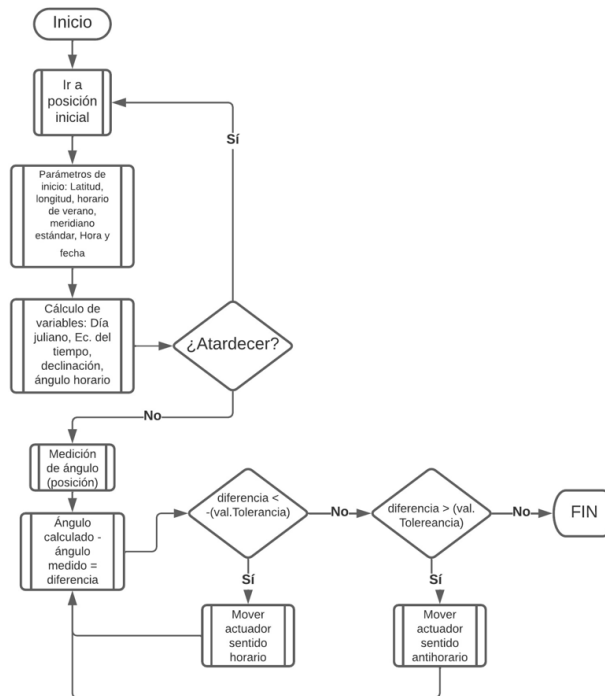


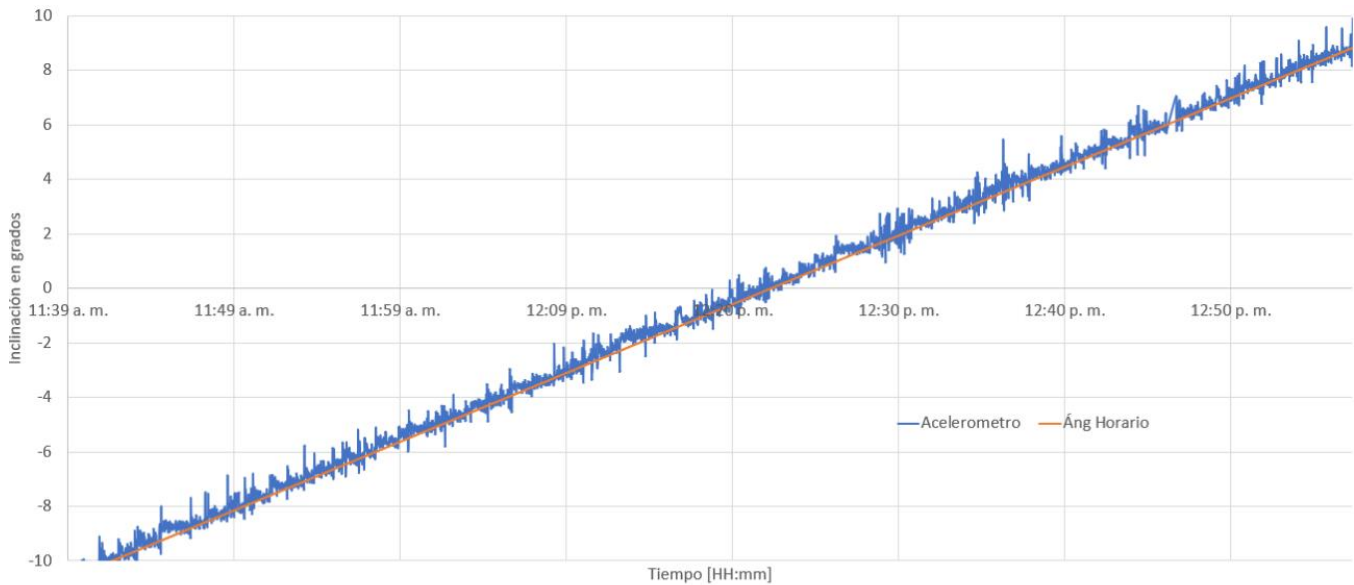
Ilustración 3.8 Diagrama de flujo del control del actuador. Fuente: elaboración propia

3.4 EVALUACIÓN DEL SEGUIMIENTO SOLAR

El seguimiento solar del canal parabólico didáctico se lleva a cabo bajo las condiciones antes descritas. En esta sección se mostrarán los resultados del seguimiento, así como el procedimiento para realizarlo.

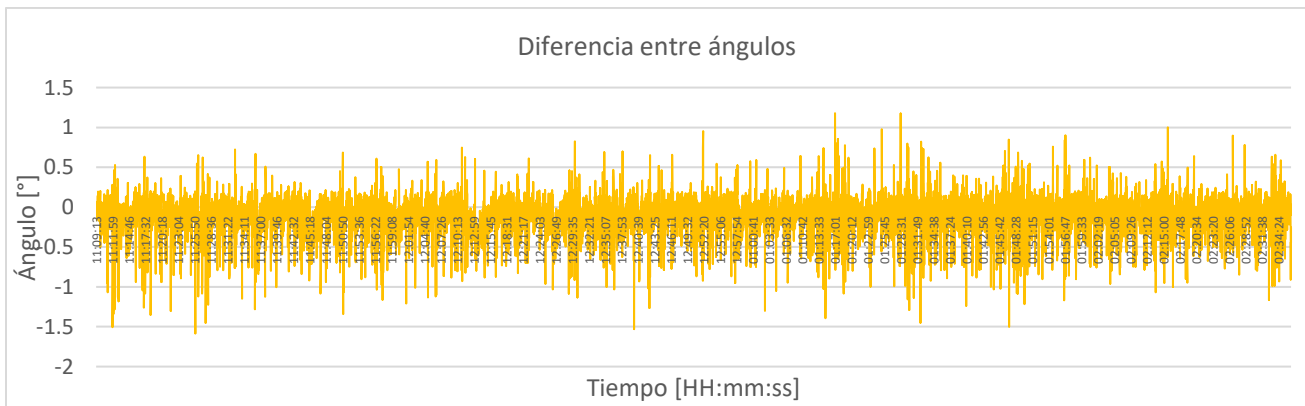
3.4.1 Curva de seguimiento del ángulo horario

La gráfica 3.1 muestra el cálculo del ángulo horario (ω) y la inclinación del canal parabólico medida por el acelerómetro, en esta gráfica se muestra el comportamiento de -10° a $+10^\circ$. Se aprecia que la gráfica del ángulo sigue una línea recta con pendiente positiva de acuerdo con las características que lo definen, es decir, es negativo antes y positivo después del mediodía solar. Mientras que las mediciones del acelerómetro están alrededor de esta línea. Debido a la programación se notan perturbaciones para tratar de seguir el valor calculado, sin embargo, estas oscilaciones no son mayores a $\pm 0.2^\circ$, teniendo una desviación absoluta promedio de 0.16° , como se explicará más adelante.



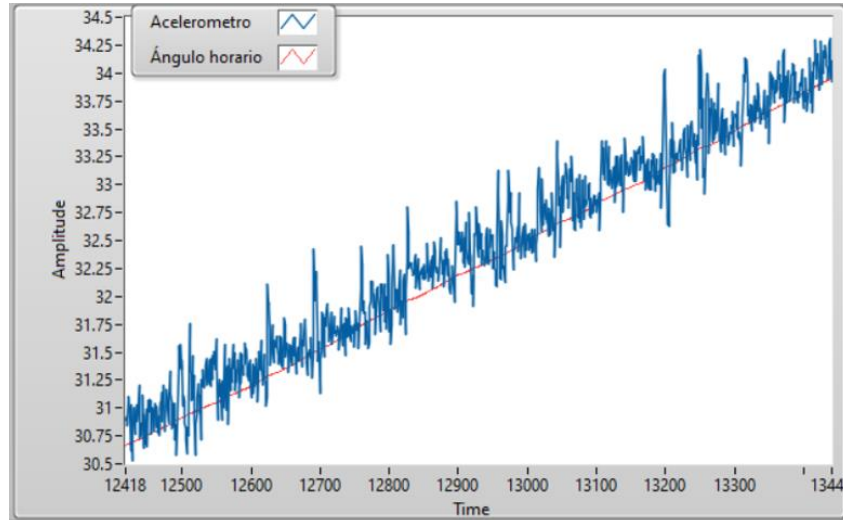
Gráfica 3.1 Comparación entre el ángulo horario calculado y el medido por el acelerómetro. Fuente: elaboración propia

La gráfica 3.2 muestra la diferencia que existió en cada instante entre el ángulo horario y el ángulo que se registraba en el acelerómetro. Las mediciones se registran cada segundo, por lo que existen una gran cantidad de datos. Se reporta la diferencia puede llegar a ser de hasta -1.5° en un sentido y aproximadamente 1° en otro, cuya desviación estándar es $\pm 0.22^\circ$, muy cercana a la resolución del programa. Estas mediciones solo se mantenían durante un segundo antes de reducirse.



Gráfica 3.2 Diferencia entre el ángulo horario calculado y el ángulo de la estructura medida por el acelerómetro. Fuente: elaboración propia

En la gráfica 3.3 se puede observar más a detalle el funcionamiento del actuador y el seguimiento del ángulo horario (ω). Se aprecian los saltos al inicio del movimiento, así como el amortiguamiento de la respuesta del actuador. El sistema se mantiene en una constante búsqueda de equilibrio mecánico. Aunque la imagen parece que muestra mucho movimiento, según las mediciones tardaba menos de 1 minuto en llegar a la estabilidad, es decir, estar dentro de los límites de tolerancia.



Gráfica 3.3 Ángulo horario calculado y ángulo sentido por el acelerómetro en tiempo real en la interfaz de usuario.

Fuente: elaboración propia

3.4.2 Desviación del seguimiento

En la sección anterior se conoció que tanto está desviado el sistema de acuerdo con el ángulo calculado y el ángulo medido durante el seguimiento solar. Sin embargo, esto solo nos da una idea del desvío mecánico de la estructura. En esta sección se extenderá la explicación sobre el desvío o desbordamiento concentración solar en conjunto con lo que sucede con la imagen que se forma en el foco de la parábola y por lo tanto en el centro del tubo absorbedor.

3.4.2.1 Configuración del sistema

Para observar la desviación óptica de la proyección del haz concentrado se requirió el uso de un arreglo particular en el concentrador solar. Este arreglo cuenta con una superficie lambertiana en lugar de un tubo absorbedor. Esta superficie tiene la propiedad de reflejar toda la irradiancia de forma uniforme hacia todos lados. Además de colocar la placa del blanco *lambertiano*, se le colocó un sensor Gardon. Este sensor, de acuerdo con el fabricante *Hukseflux Thermal sensors*, mide el flujo de calor en el rango de $(5 \text{ a } 200) \times 10^3 \text{ W/m}^2$. Esta equipado con un absorbente negro, los sensores de flujo de calor de este tipo están diseñados para medir en un entorno en el que el flujo de calor está dominado por la radiación. También es sensible al flujo de calor convectivo. Es posible la aplicación en entornos con niveles de irradiación inferiores a $50 \times 10^3 \text{ W/m}^2$ o entornos con un transporte de calor significativo por convección, pero requiere una evaluación cuidadosa de la incertidumbre de la medición. Cuenta con un sensor de termopila (varios termopares juntos) el cual genera un voltaje de salida proporcional a la radiación entrante, es decir, tiene una constante para

transformar los milivolts que produce a unidades de potencia por metro cuadrado. El sensor está refrigerado por agua, ver Ilustración 3.9.



Ilustración 3.9 Sensor gardon. Fuente: Hukseflux Termal sensors, 2022

Además, para tomar las fotografías para este arreglo se requiere de una cámara específica. La Ilustración 3.10 muestra la imagen de la cámara de marca *Allied Vision*[®] de la línea Manta modelo G125-B.



Ilustración 3.10 Cámara fotográfica G125-B. Fuente: Allied Vision Technologies GmbH, 2002

Esta cámara reproduce 31 cuadros por segundo de manera monocromática y tiene un sensor del tipo CCD (dispositivo de carga acoplada por sus siglas en inglés). En un ojo humano, la retina es la parte a la que llega la luz antes de transformarse en señales eléctricas. Si buscamos en la cámara fotográfica un elemento que se asemeje nos encontramos con los sensores CCD. Estos dispositivos son los encargados de transformar la luz en carga eléctrica para crear cada pixel de la imagen, (Fernández-Vega, 2019). La ilustración 3.11 muestra una gráfica de comparación entre las eficiencias de un ojo humano y otras cámaras.

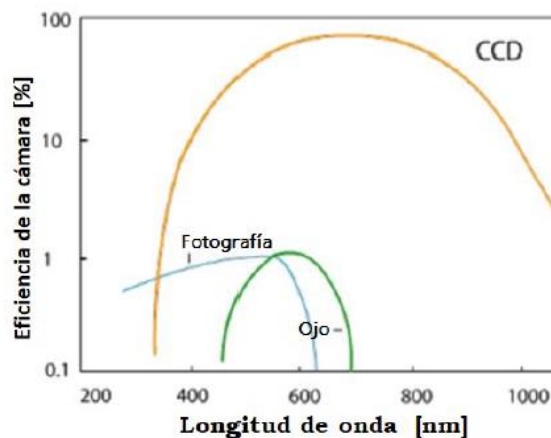


Ilustración 3.11 Comparación entre eficiencias de un ojo humano y otras cámaras fotográficas. Fuente: Manterola, 2019

Este tipo de cámaras con sensor CCD se miden con eficiencia cuántica. Esta eficiencia es una medida precisa de la sensibilidad del dispositivo. Es común medirla sobre un rango de diferentes

longitudes de onda para caracterizar la eficiencia del dispositivo con respecto a cada energía. La ilustración 3.12 muestra la eficiencia cuántica de la cámara elegida.

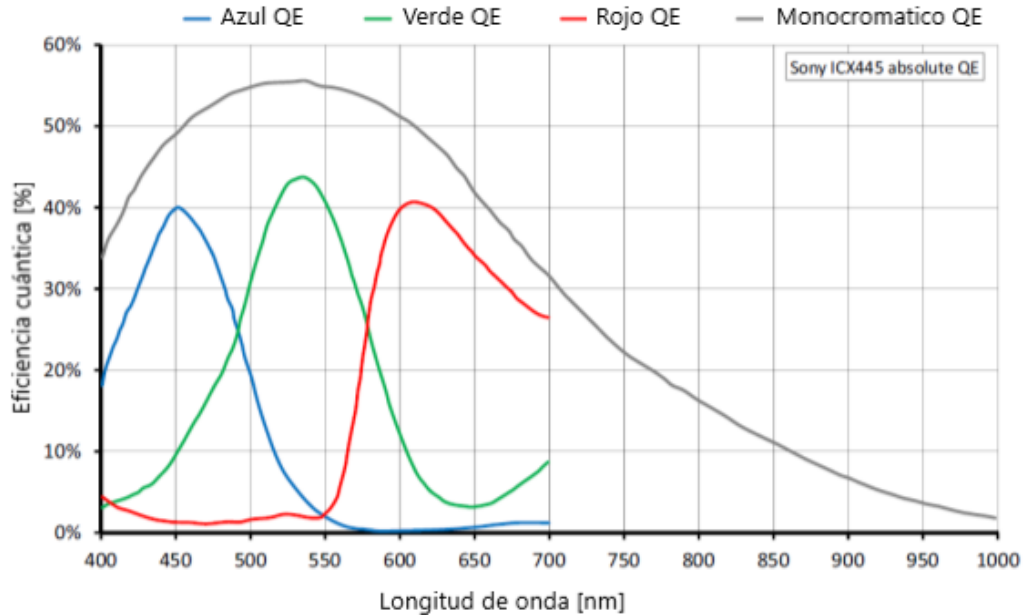


Ilustración 3.12 Eficiencia cuántica con respecto a la cantidad de energía de diferentes longitudes de onda. Fuente: Manual de usuario Allied Vision Technologies GmbH, 2002

Para colocar la superficie lambertiana y el sensor gardon se colocó un perfil de aluminio sobre la estructura del canal. Aunque la estructura no tenía suficientes sujeciones cerca del foco de la parábola, se adecuo un sistema para sujetar el perfil. Solo en ángulos mayores a 20° se tenían algunos problemas de posibles desplazamientos. La ilustración 3.13 muestra una fotografía del arreglo completo. Para asegurar que el haz de luz concentrado llegara a la superficie lambertiana y sobre el sensor, se colocó una guía que pasaba por el foco de la parábola. Con esta guía se aseguró la colocación más precisa de la estructura sobre el eje focal.

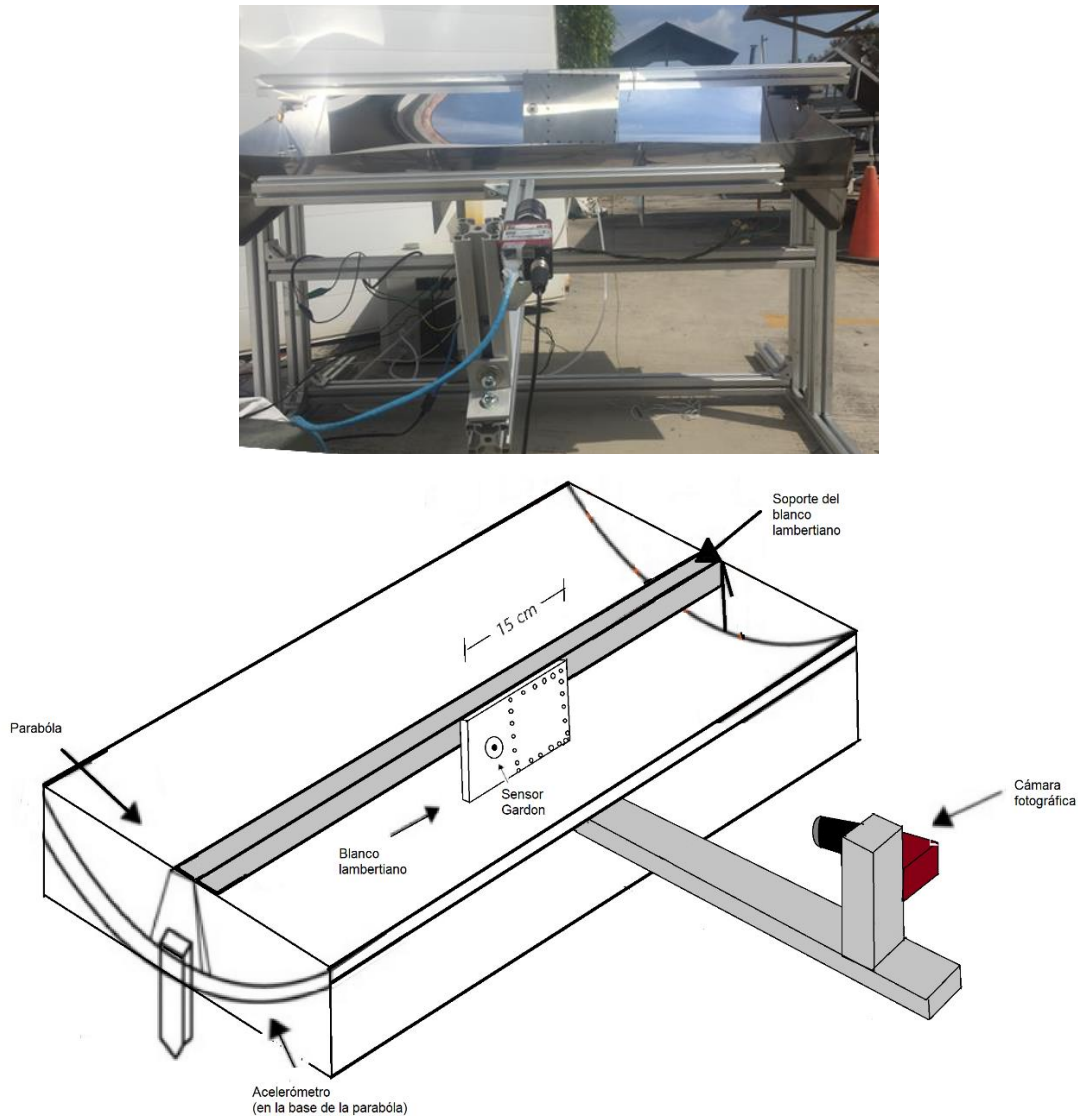


Ilustración 3.13 Configuración del canal parabólico para la toma de fotografías. Fuente: elaboración propia

Para la configuración de la cámara, así como la toma de fotografías se usó el software propio de la cámara: *Vimba Viewer*[®]. Algunas configuraciones comunes son el tiempo de exposición y la ganancia para obtener la nitidez y contraste con mejor calidad. Además, se usaron filtros solares en la cámara debido a que en los primeros experimentos las imágenes tenían demasiada luz, lo que “quemaba” las fotografías y era necesario adecuar la cantidad de luz. Demasiada luz dificulta el procesamiento posterior de las imágenes.

3.4.2.2. Procesamiento de las imágenes

El tamaño de la superficie lambertiana es de aproximadamente 15 cm de largo, lo cual es insuficiente para cubrir la longitud total del canal parabólico de poco más de 1 metro. Por esta razón se eligió el lugar que mostró menos distorsión de la imagen, así como un mejor haz de luz concentrado. En la sección 3.5.2 se mostrarán los errores ópticos de toda la superficie más a fondo.

Los lentes que se tienen para esta cámara tienen un ángulo de visión pequeño, por lo que si se hubiese querido registrar la imagen de toda la longitud del canal se hubiera tenido que llevar muy lejos. En este sentido, se colocó a una distancia suficiente para enfocar el sensor gardon, puntos de referencia para la una calibración de la imagen (en este caso los tornillos cerca del gardon) y espacio libre para el análisis del haz de luz.

Se realizaron 42 tomas de fotografías cada 5 min aproximadamente verificando que no se “quemaran” vigilando las gráficas en tiempo real del software de la cámara. Posteriormente, con el software *Vision Assistant*[®] de *National Instruments*[®] se realiza el siguiente procedimiento:

1. El primer paso es quitar cualquier factor de distorsión de las imágenes. Esto puede suceder si la cámara no se colocó perpendicularmente al plano de la fotografía, con este bloque de programación la imagen automáticamente es colocada perpendicular al plano lambertiano.
2. Se debe calibrar la imagen. Esto se realiza en el bloque correspondiente. En esta parte se deben colocar 4 puntos de referencia en la imagen, de los cuales se debe conocer la distancia real. En el caso de estas imágenes se calibró con las distancias entre los tornillos y el perímetro donde se coloca el sensor gardon, es decir 2.54 cm. Ilustración 3.14. Esta calibración se toma como referencia para todas las fotografías.

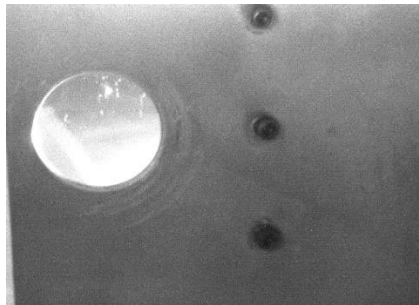


Ilustración 3.14 Puntos de referencia para la calibración de las imágenes. Fuente: elaboración propia

Cada uno de los puntos de referencia tiene su equivalente en píxeles. El programa en automático le asigna su valor. Obteniendo las diferencias en el eje x y en el eje y se obtiene el factor que relaciona metros con píxeles. Para el eje x son 0.00007 m/píxel y para el eje y 0.000067 m/píxel. Lo que indica que es prácticamente un píxel cuadrado de área $4.9 \times 10^{-9} \text{ m}^2/\text{píxel}^2$.

3. Para poder saber cuándo se mueve el haz de luz se debe encontrar el centroide de éste. El centroide que se considera, es el lugar donde se considera se tiene más intensa la luz. En un programa en Matlab[®] se procesa la imagen calibrada y se obtiene el punto que más brilla de acuerdo con un punto preseleccionado manualmente. Por ejemplo, en la ilustración 3.15 se observa que el haz de luz no está perfectamente concentrado debido a la geometría, así como también, del lado izquierdo (cerca al sensor gardon) se observa que el material del blanco lambertiano tiene brillos más intensos debido a desgaste. Se le indica al programa en que zona debe buscar el centroide. De manera general se le indica que busque en la zona debajo al tornillo del centro. La línea roja indica una referencia de donde se ubica el foco de la parábola, y el rectángulo la zona de análisis. Esta zona se eligió debido a que por arriba del foco se encuentra un tornillo,

pero abajo es una zona sin interferencias donde el haz concentrado de la parábola tiene menos distorsión por las ondulaciones de la lámina.

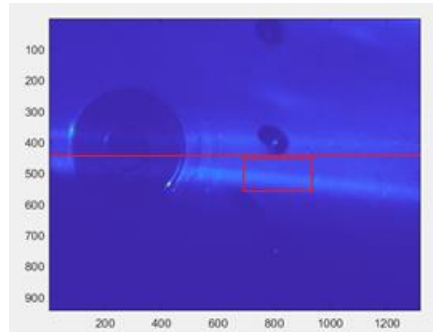


Ilustración 3.15 Primer filtrado en el procesamiento de las imágenes. Fuente: elaboración propia

Por debajo del tornillo en el centro se hace un recorte de la imagen siempre en la misma franja, previamente programada. En esta zona el programa busca las zonas con más irradiancia. El punto que cuente con más intensidad lo marca como el centroide. Ilustración 3.16. Este procedimiento se realiza a todas las imágenes.

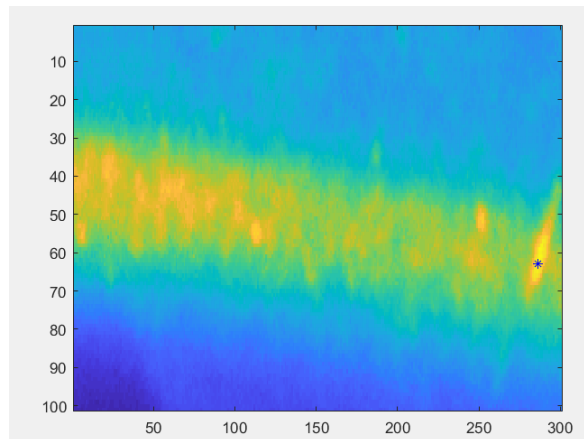
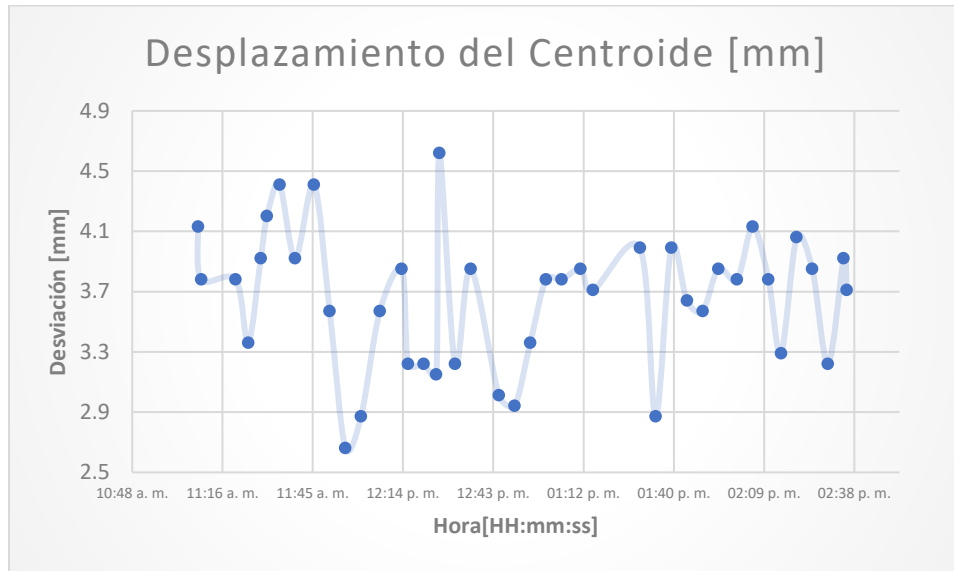


Ilustración 3.16 Localización del centroide. Fuente: elaboración propia

De esta manera, a cada imagen se le calculó su centroide y por lo tanto su desplazamiento vertical con respecto a la misma zona. El foco de la parábola solo queda como referencia. La gráfica 3.4 muestra el desplazamiento del centroide calculado en milímetros con el factor previamente calculado. Como se observa, la franja de concentración está en continuo movimiento.



Gráfica 3.4 Desplazamiento de los centroides del procesamiento de la imagen. Fuente: elaboración propia

3.4.2.3 Concentración solar

Como se explicó en el capítulo 2, la razón de concentración de áreas está dada por la ecuación 2.11. Para el caso de este concentrador, cuyas medidas se encuentran en la última sección de ese capítulo queda:

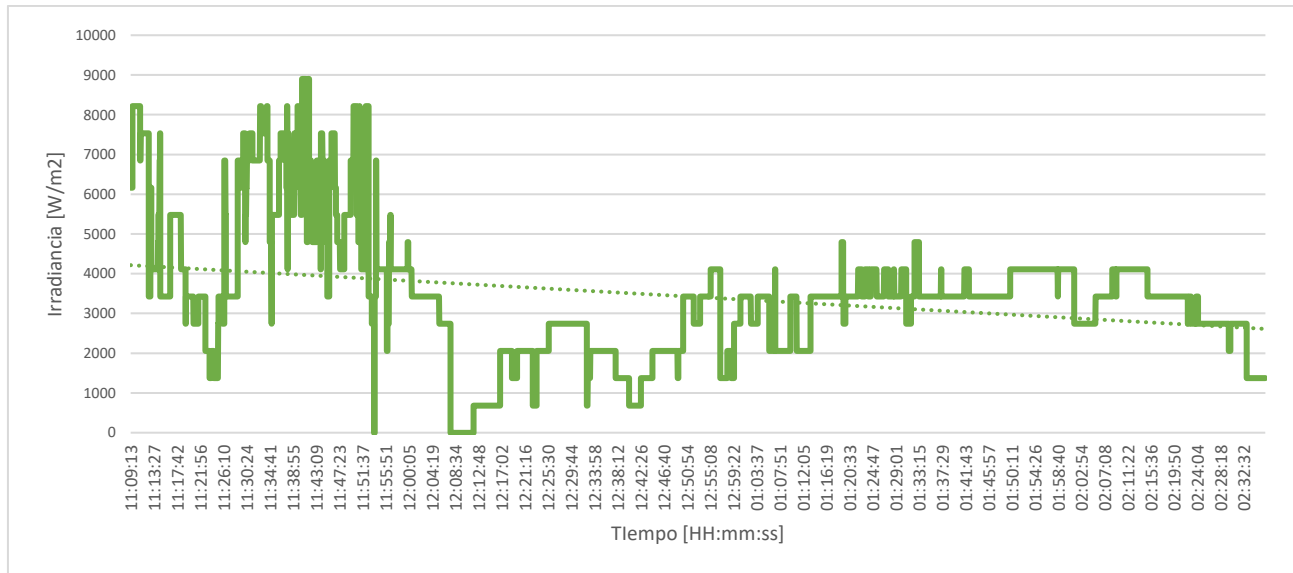
$$C = \frac{A_{aperturas}}{A_{receptor}}$$

$$C = \frac{(0.6m)(1.18m)}{\pi(0.0095m)(1.18m)}$$

$$C = 20.7 \text{ soles}$$

El resultado anterior significa que el máximo de concentración que podría alcanzar la geometría de este concentrador es de poco más de 20 Soles.

El experimento realizado con el blanco lambertiano, solo considera un lado de la parábola, por lo tanto, solo concentra la mitad, es decir, 10 Soles aproximadamente. Los datos obtenidos en el sensor gardon son mostrados en la gráfica 3.5. Se observan picos en las mediciones, incrementos y decrementos. Los máximos valores llegaron a 8000 o 9000 W/m², es decir, 8 o 9 Soles de concentración. En algunos momentos no se concentró irradiancia solar debido a la nubosidad principalmente.



Gráfica 3.5 Datos del sensor gardon. Fuente: elaboración propia

3.4.2.4 Cálculo de la concentración solar a partir del procesamiento de las imágenes

Como complemento de la ubicación del centroide, el programa permite el análisis del flujo sobre la superficie. La siguiente simulación se realizó para tener otro punto de comparación.

Una vez que se encuentra el centroide, se reacomoda la imagen para realizar un análisis de la irradiancia solar en esa zona. Se mueve y recorta la imagen, el centroide lo coloca en el centro. Como nos interesa únicamente la luz concentrada sin la luz de los alrededores, se filtran los valores que nos interesan. Aunque no es exactamente la misma imagen del análisis anterior, sí representa el flujo alrededor del centroide, que es lo que se busca. La ilustración 3.17 nos muestra el mapa de densidad de flujo longitudinalmente. En la ilustración 3.18 se observa que se alcanzan poco más de 10 Soles de concentración ($10,000 \text{ W/m}^2$), que es la mitad teórica calculada. Pero solo en algunos puntos.

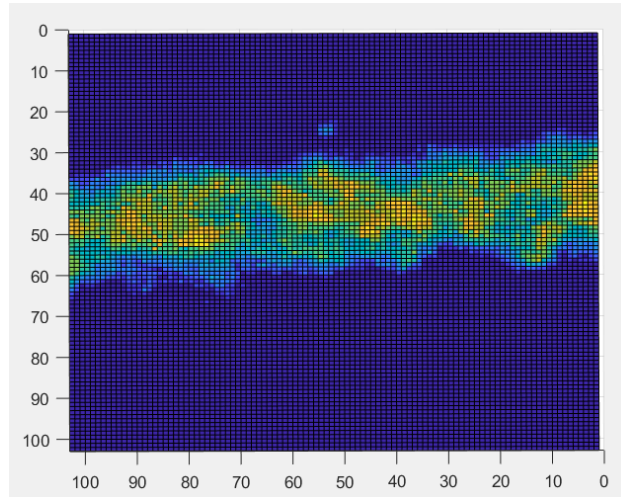
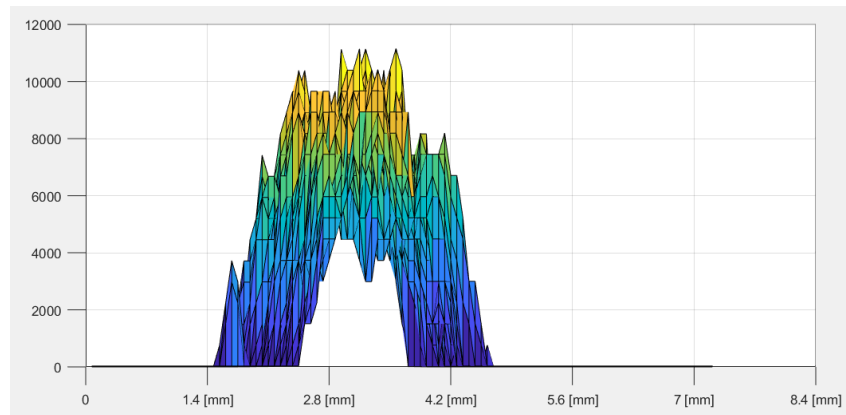
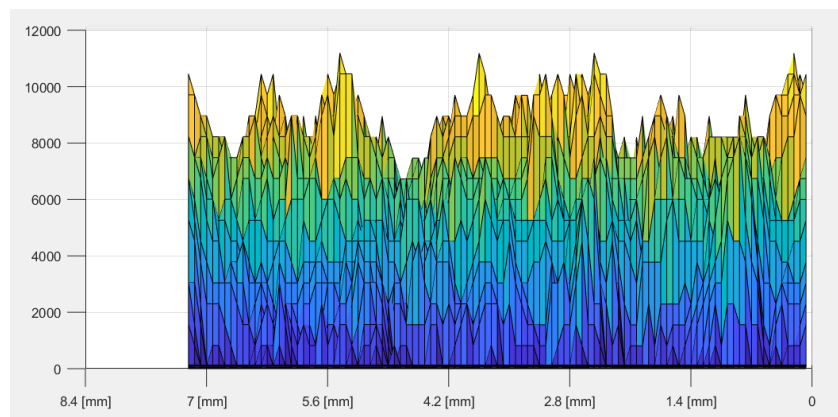


Ilustración 3.17 Variación de la irradiancia solar en la zona de concentración (vista de frente a la superficie lambertiana), unidades en pixeles.



(A) Corte axial, el eje vertical representa irradiancia [W/m^2]



(B) Corte longitudinal, el eje vertical representa irradiancia [W/m^2]

Ilustración 3.18 Variación de la irradiancia solar en la zona de concentración. Fuente: elaboración propia

3.5 SIMULACIÓN Y ERROR ÓPTICO

3.5.1 Tipos de errores ópticos

Cuando se habla de concentración solar es imprescindible hablar de la superficie que hace esto posible. La prolijidad, pulcritud y calidad de la superficie hacen una gran diferencia en la aplicación. Entre mejores propiedades tengan los materiales mejores resultados de reflexión de la luz y por lo tanto de concentración. Las desviaciones que se encuentran a una reflexión ideal se les conoce como errores ópticos, (Iriarte Cornejo, 2020).

Los errores ópticos más comunes en la concentración solar son los de canteo, los de pendiente o forma (*slope*) y los de especularidad (*specularity*), los cuales tienen que ver con la superficie reflectiva. Es muy común modelar los errores con base en distribuciones Gaussianas de normales para cada una de las superficies, sin embargo, cada una con diferentes efectos.

El error por canteo (σ_{canteo}) tiene que ver con aplicaciones con heliostatos y facetas, cuando alguna de las facetas no dirige correctamente la irradiancia, se dice que tiene error de canteo. Ilustración 3.19 (c). Sin embargo, para los casos de un concentrador cilíndrico parabólico y otros sin facetas no es común este tipo de errores por su inherente geometría y configuración. De esta forma, Balghouthi et, al (2014) usa la fórmula del error óptico definida por la ecuación 3.1, incluyendo el error de canteo:

$$\sigma_{opt}^2 = 4\sigma_{pendiente}^2 + \sigma_{espec}^2 + \sigma_{canteo}^2 + \sigma_{desplazamiento}^2 + \sigma_{seguimiento}^2 \quad (3.1)$$

El error por desplazamiento es definido como la desviación angular de la ubicación de la línea del foco de la parábola en el absorbedor. Para los concentradores que no tienen facetas como el cilíndrico parabólico la calidad de la reflexión queda definida por los errores de pendiente ($\sigma_{pendiente}$) y el especular (σ_{espec}), y en este trabajo no se considerarán los errores por desplazamiento y seguimiento. El error de pendiente se refiere a la desviación de los rayos cuando la superficie reflectora presenta pequeñas ondulaciones, la ilustración 3.19 (b) muestra una comparación entre una superficie real y una ideal. Por otro lado, el error de especularidad se presenta cuando la superficie tiene deformaciones o imperfecciones por un mal acabado en su superficie ocasionando que los rayos reflejados no se reflejen uniformemente. La ilustración 3.19 (a) muestra un ejemplo de lo que podría ser una superficie con un mal acabado. Además, la ilustración 3.19 (d) señala el ángulo $\Delta\theta$ que se presenta debido a los errores presentados.

El error de pendiente típicamente genera distorsión en la concentración solar haciendo que ciertas zonas concentren más que otras, mientras que el error de especularidad genera dispersión de la concentración, (Iriarte Cornejo, 2020).

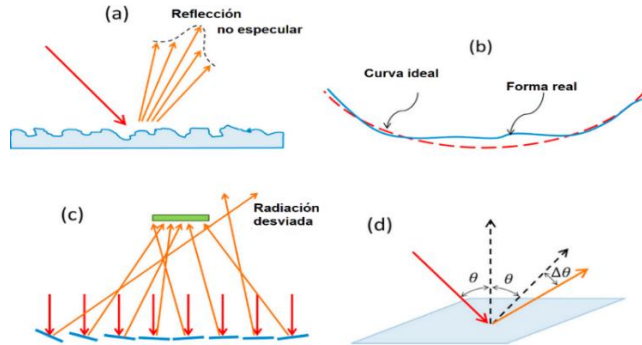


Ilustración 3.19 Errores ópticos que causan desviación de la reflexión ideal. (a) Error especular (b) errores de pendiente (c) errores de canteo (d) resultado de la desviación. Fuente: Arancibia-Bulnes et al., 2017

Dependiendo del autor, se pueden hablar de otros tipos de errores. Por ejemplo, un error inevitable es causado por la distribución angular no uniforme de los rayos del sol (σ_{sol}); otro, es el error de puntería (σ_{pum}), lo que significa que el receptor no está colocado exactamente en el punto focal, (Flores Lara et al., 2021), o el error de seguimiento ($\sigma_{seguimiento}$), que como su nombre lo indica se debe a un mal seguimiento solar. Algunos otros autores consideran importante la limpieza de la superficie reflectiva ya que la suciedad agrava los errores. Por un lado, aumenta la absorción por parte del material, disminuyendo por lo tanto la reflectividad. Y por otro, disminuye la especularidad, es decir, la reflexión sobre un material sucio es más difusa y tiene como consecuencia un “ensanchamiento” de la distribución, (Blázquez Carnerero, 2014).

3.5.2 Errores ópticos en el concentrador

Los errores ópticos tienen un gran impacto en la aplicación de concentración solar como se demostrará en estas secciones. En la ilustración 3.20, se observa cómo no se concentra completamente el haz de luz en el plano lambertiano. Se tiene una gran distorsión en el haz de luz, lo que concluye que el error de pendiente o de forma ($\sigma_{pendiente}$) es grande. Por otro lado, el error especular (σ_{espec}) se considera muy pequeño debido a que la lámina fue adquirida con una empresa que asegura un excelente acabado. Este efecto se da principalmente a un mal montaje de la hoja sobre la estructura, también derivado de un diseño mecánico no tan robusto.

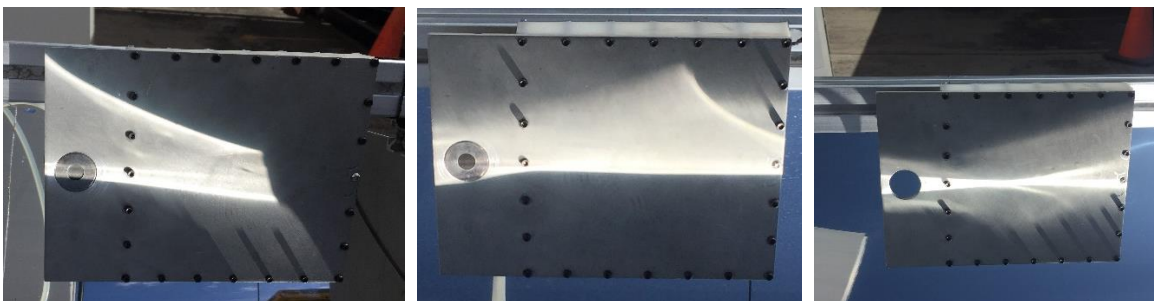


Ilustración 3.20. Fotografías en la superficie lambertiana del haz de luz concentrado en tres puntos diferentes del canal parabólico. Fuente: elaboración propia

Así mismo, en la ilustración 3.21 se muestran variaciones en el haz concentrado obtenido en el procesamiento de las imágenes. Lo que hace pensar que el blanco lambertiano no refleja uniformemente por imperfecciones en su superficie, que es independiente a los errores ópticos de

la lámina. En la ilustración 3.18 se observa que algunos puntos llegan a 10 Soles, aunque la mayoría está cerca de 7.

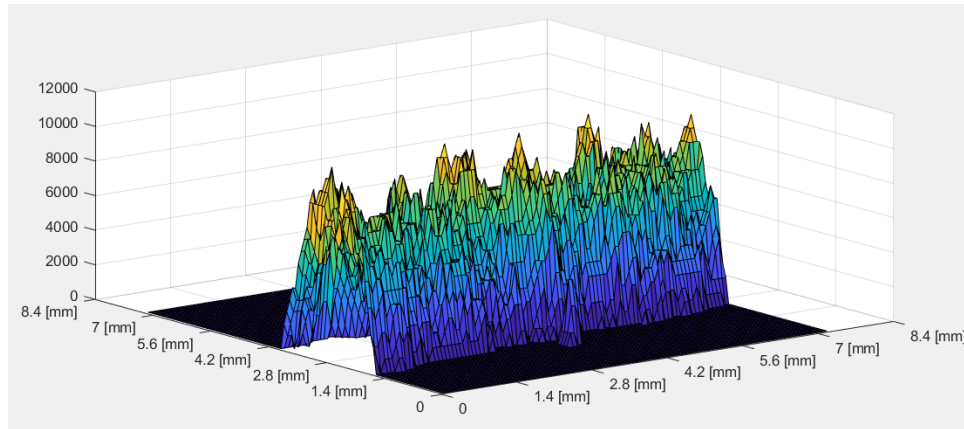


Ilustración 3.21 Variaciones de la irradiación solar en el haz concentrado. Fuente: elaboración propia

3.5.3 Métodos de caracterización óptica

Como se mencionó antes la óptica es un aspecto sumamente importante para los concentradores solares, si se tienen errores en las superficies reflectivas se afecta el desempeño de todo el sistema. Si bien, algunos procesos de manufactura pueden asegurar algunas propiedades de los materiales una vez instalados, en la aplicación los materiales pueden tener ciertas afectaciones. Por esta razón y la obligación de poder al menos ponderar cuanto se reducirá el flujo radiativo en la concentración existen varias opciones para poder determinar los errores ópticos de algún sistema de concentración.

En cada método de caracterización existen varias técnicas o variaciones, los cuales llevan procedimientos cuidadosos que han evolucionado en los últimos 30 años. Arancibia-Bulnes et al., (2017), realizan una clasificación y comparan los diferentes métodos existentes a detalle. A continuación, se describirán como conocimiento general. Así mismo, los autores proponen una clasificación mostrada en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Clasificación de las técnicas de caracterización de las superficies reflectivas para concentradores solares.
 Fuente: Arancibia-Bulnes et al., 2017

Familia	Método	Información obtenida
Mapeo de flujo	Películas fotográficas	Error global
	Códigos de trazado de rayos	
Métodos del tipo Hartman	SHOT	Errores especulares y de forma o pendiente
	VSHOT	
	Profilometría	
	SCOTS	
	LSLH	
Fotogrametría	SCCAN	Errores de canteo o de forma
	Fotogrametría de corto alcance	
Reflección de luz estructurada	Fraunhofer ISE	Errores de canteo o de forma
	SOFAST	
	AIMFAST	
	Qdec	
	Método de centroides	
	FOCUS	
Método del observador distante	DOM	Factor de intercepto y errores de canteo
	TOP	
	TARMES	
	Método NREL DO	
	Micro drones DOM	
Reflexión de patrones geométricos	Prueba de pantalla nula	Errores de forma
	Patrones codificados por color	
Métodos de canteo	Deflectometría de canteo codificado por color (CCD)	Errores de canteo o de forma
	Deflectometría de patrón de color	
	Faceta-H	

3.5.3.1 Mapeo de flujo

Este método tiene una caracterización básica al mapear la distribución de la irradiancia en el receptor y de esta manera obtener las características de la superficie reflectiva. Una técnica que se ha usado en hornos solares es exponer películas fotográficas en el foco de un espejo parabólico para medir la densidad de flujo y luego compararla con una película sin concentración solar.

En algunas variantes del método de mapeo de flujo se llevan a cabo simulaciones de los dispositivos con condiciones lo más parecidas al experimento para luego compararse con las mediciones reales. Aquí el error total del concentrador σ_{opt} se toma como parámetro de comparación. El objetivo final es aproximar la distribución de irradiancia.

El algoritmo del trazado de rayos modela los rayos del Sol y como se reflejan en la superficie de concentración. Esto puede realizarse con una programación por elementos finitos o por el método Monte Carlo, el cual se basa en la generación de números al azar. De esta forma se simulan millones de rayos y conociendo las condiciones geométricas el modelo puede reproducir la concentración del haz de luz del concentrador solar.

Algunos ejemplos de los códigos generados más usados pueden ser el SolTrace® por NREL® o el Tonatiuh® creado por la CENER® basado en el método de trazado de rayos “Monte Carlo”.

3.5.3.2 La prueba Hartman

La prueba básica Hartman se basa en el uso de una pantalla perforada como máscara y se localiza al frente del espejo a examinar. Una fuente de luz en un punto pasa a través de las perforaciones y su reflejo rebota para imprimirse en una pantalla de observación creando el patrón Hartman de reflexión. Ilustración 3.22.

Existen modificaciones al método bajo la misma premisa, pero con otras tecnologías. Por ejemplo, la prueba de escaneo óptico Hartman (SHOT, por sus siglas en inglés) usa un láser como fuente de luz, en lugar de usar la máscara perforada se mapea automáticamente por sistemas de escaneo capaces de detectar el láser con exactitud en diferentes partes de la superficie reflectiva. Otros métodos creados se observan en la tabla 3.1.

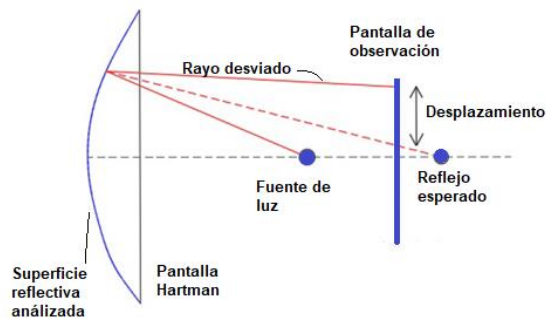


Ilustración 3.22 Prueba Hartman básica. Fuente: elaboración propia

3.5.3.3 Fotogrametría

En esta técnica se toman fotogramas de diferentes ángulos de una superficie. Sobre el plano de estudio se crean una serie de puntos y marcas que se analizan en los fotogramas. Esta técnica se puede usar en casi cualquier superficie, sin embargo, la fotogrametría de corto alcance es la más aplicada en las tecnologías de concentración.

Esta metodología se usa para encontrar con alta precisión la forma de la superficie de los elementos más pequeños. Para obtener el mejor detalle de la información normalmente se usan cámaras de alta resolución y programas de análisis de fotogrametría. Este método es bastante robusto, sin embargo, el tiempo de procesamiento depende del tamaño del concentrador bajo evaluación y su zona de caracterización.

3.5.3.4 Reflexión de luz estructurada

Este método proyecta luz de una rejilla, luego su reflexión capturada se compara con una imagen de referencia para obtener la desviación de la superficie. Normalmente se usa patrones sinusoidales cuyas reflexiones en la superficie son observadas por una cámara. En este método se obtienen mediciones de alta resolución. Ilustración 3.23.

Su principio de medición también proviene de la teoría de interferometría y se ha usado ampliamente para la reconstrucción de superficies en 3D y la calificación de superficies especulares (diseño CAD de automóviles, parabrisas, etc.).

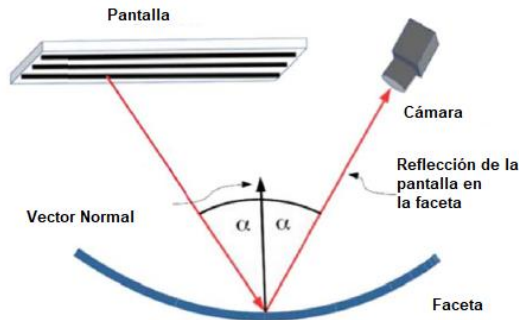


Ilustración 3.23 Método reflexión de luz estructurada. Fuente: elaboración propia

3.5.3.5 Método del observador distante

Este método ha sido usado para analizar concentradores cilindro-parabólicos. Se basa en la observación de la reflexión de facetas sobre un absorbedor. Aquí existe un observador alineado al eje óptico del concentrador. Este observador observa la imagen reflejada en el tubo absorbedor. Mientras este observador se va moviendo lejos del colector, la imagen que observa va creciendo hasta que cubre la apertura total del concentrador. De esta manera las zonas de la superficie reflectiva que no reflejan la imagen del tubo absorbedor hacia el observador pueden ser identificadas.

Se puede reemplazar el observador por una cámara, de esta manera se pueden adquirir varias imágenes del concentrador. Es normal un procesamiento posterior de las imágenes para obtener el factor de intercepto, es decir el porcentaje de los rayos solares que chocan en el tubo absorbedor. La principal desventaja del método es que el observador debe estar a una distancia nominal de 100 veces la distancia focal. Una de las últimas modificaciones al método es usar micro drones con cámaras como observadores para lograr mejorar los tiempos de evaluación.

3.5.3.6 Reflexión de patrones geométricos

Aquí se usa una pantalla plana paralela a la línea del eje de la superficie en que llegan los rayos solares. Está cubierta por puntos sinusoidales a lo largo de los lados de la superficie. La posición de los puntos y el tamaño de la pantalla depende de la superficie en evaluación.

La reflexión de estos puntos puede ser vista por una cámara CCD, si se encuentran puntos fuera de lugar en la geometría es indicativo de errores de forma y defectos en la superficie. Las principales ventajas del método son su versatilidad para probar diferentes formas y tamaños de las superficies reflectivas. Además de la precisión y el amplio rango dinámico de las mediciones de deformación.

3.5.3.7 Métodos de canteo

Este método utiliza un patrón de líneas de color codificadas como objetivo localizable en una distancia cercana al punto focal del concentrador. El observador ve en la superficie del concentrador un patrón de colores deformado debido a los errores en la superficie reflectiva. Los patrones utilizados son compuestos por líneas horizontales y verticales para obtener información de errores ópticos en ambas direcciones.

El procesamiento de las imágenes posterior se lleva a cabo por software de acuerdo con gradientes de color y deformaciones en la superficie. Algunos métodos con características similares son la Deflectometría de canteo codificado por color (CCD), la Deflectometría de patrón de color y la Faceta H.

3.5.4 Simulación de Trazado de rayos

Como se describió en la sección anterior existen varios métodos para obtener información sobre los errores ópticos en superficies reflectivas. Uno de los métodos es la simulación por computadora del concentrador en cuestión cuyos resultados luego se comparan con los datos reales, es decir, el trazado de rayos. En el caso de este proyecto se usó el software Tonatiuh.

Estos programas generan rayos a partir de una fuente simulada, permitiendo observar la interacción de los rayos en las superficies, (Giovinazzo et al., 2014). El número de rayos es una de las características primordiales ya que la precisión aumenta con el número de rayos trazados, pero un mayor número de rayos significa más tiempo de procesamiento, (Wendelin et al., 2013). La ilustración 3.24 muestra la simulación de un canal parabólico con 100 rayos. Para la aplicación del concentrador de este trabajo el tiempo de procesamiento es muy corto debido a sus proporciones, no supera los 30 segundos con 10,000,000 de rayos.

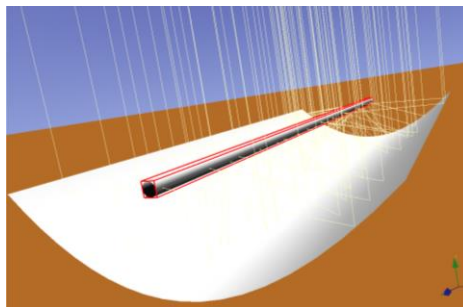


Ilustración 3.24 Simulación de trazado de rayos. Fuente: elaboración propia

Para obtener un valor aproximado del error óptico del sistema se hace una simulación en el software Tonatiuh. Primeramente, en esta simulación se coloca la misma geometría usada en el experimento con un sistema óptico compuesto por el Sol, la superficie reflectiva y el blanco lambertiano. Y como complemento se simulan los elementos: Sol, concentrador y el tubo receptor, bajo los errores ópticos encontrados en la simulación previa. Los errores del sistema de seguimiento no serán considerados, ya que en este trabajo únicamente se está analizando, el canal parabólico y su receptor.

Las condiciones que se usaron fueron las mismas que se usaron para la prueba de seguimiento, es decir, del día 18 de noviembre 2021. Con una irradiancia directa de 950 W/m^2 . Con

las coordenadas del Instituto de Energías Renovables en Temixco Morelos. Latitud: 19.4° Norte y longitud: 99.23° Oeste . Para las condiciones reales el ángulo de elevación solar es de 59.82° al medio día solar y azimut de 0°. Y para las condiciones ideales este ángulo se considerará 90°. Las medidas del concentrador corresponden a las del capítulo 2.

La irradiancia solar se dirige perpendicularmente al concentrador simulando las condiciones ideales durante todo el día. Se considero un valor de 0.85 de reflectividad. Se usa la forma solar en este análisis la distribución Buie, ya que es más cercana a la forma real del Sol.

3.5.4.1 Simulación con superficie lambertiana

En primera instancia se realiza la simulación de la superficie lambertiana conforme a lo sucedido en la práctica y los cálculos previos de concentración. De acuerdo con los resultados, el concentrador parabólico planteado puede llegar a un máximo de 20 Soles totales (usando toda la superficie reflectiva) y 10 parciales (usando solo la mitad de la superficie reflectiva, es decir, donde se tomaron las fotografías). Por lo tanto, se varían los errores ópticos de pendiente o de forma ($\sigma_{pendiente}$) y en menor medida el error especular (σ_{espec}). En esta simulación se considera colocar una superficie en toda la longitud del colector, con medidas 1.18 m. de largo por 0.05 m. de ancho, ver ilustración 3.25.

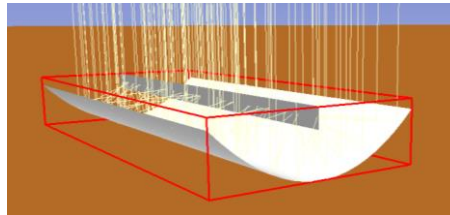


Ilustración 3.25 Simulación del trazado de rayos con una superficie lambertiana como receptor. Fuente: elaboración propia

La ilustración 3.26 muestra que en la primera parte de la longitud del concentrador no llegan los rayos solares debido a la altura solar y su distribución a lo largo del plano. Igualmente se observa que el haz concentrado tiene un ancho de 16 mm aproximadamente.

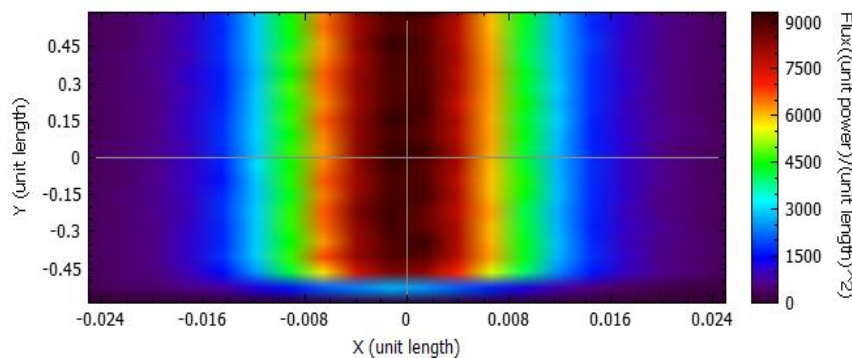
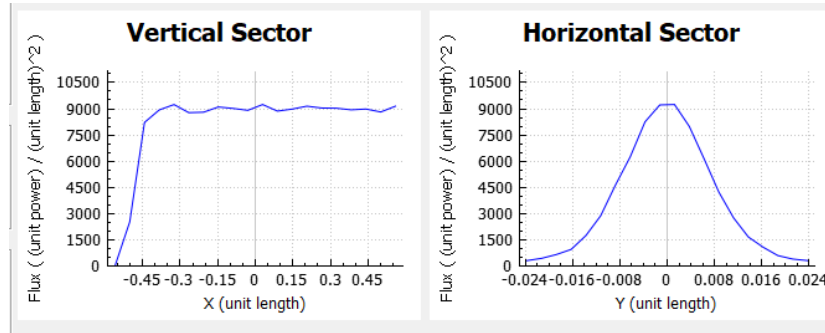


Ilustración 3.26 Distribución del flujo incidente en la superficie lambertiana. Fuente: elaboración propia

En la gráfica 3.6 se observan dos perfiles de la irradiancia. Con respecto a la distribución antes mostrada, en el sector vertical se mantiene casi constante cercanos a los 9 Soles, como se midió experimentalmente. Mientras que horizontalmente va variando del flujo más bajo al más alto,

para luego caer de nuevo. Todo esto sucede en el centro de la superficie. En la tabla 3.2 se encuentran los parámetros más importantes y los resultados obtenidos.



Gráfica 3.6 Irradiancia concentrada en el eje vertical y horizontal de la superficie lambertiana. Las unidades de longitud son en metros y de flujo en W/m^2 Fuente: elaboración propia

Tabla 3.2 Parámetros y resultados de la simulación con superficie lambertiana. Fuente: elaboración propia

Parámetro	Valor	Unidades
Error de forma o pendiente	14	mrاد
Error especular	6	mrاد
Número de rayos	1.00E+07	-
Reflectividad	0.85	-
Ángulo de altitud solar	59.82	grados
Resultados		
Flujo Máximo	9308.76	W/m2
Flujo promedio	3159.02	W/m2
Potencia	186.382	W

3.5.4.2 Simulación sin errores ópticos

Esta simulación corresponde a las condiciones ideales y sin errores ópticos. La intención de esta simulación es observar el comportamiento de la configuración con el mejor arreglo mecánico, de seguimiento y óptico.

En la ilustración 3.27 muestra que el Sol llega a todos los puntos del tubo absorbedor. En la distribución del flujo se observa la zona verde, la cual es la que se dirige a la superficie de la parte reflectiva, mientras que la parte más oscura corresponde a la superficie de los costados del tubo absorbedor. La gráfica 3.7 muestra que en una zona se alcanzan los 20 Soles calculados cuando no existen errores ópticos en la superficie reflejante. Horizontalmente se observa que son dos puntos en los cuales se llega al máximo flujo, actuando de forma simétrica.

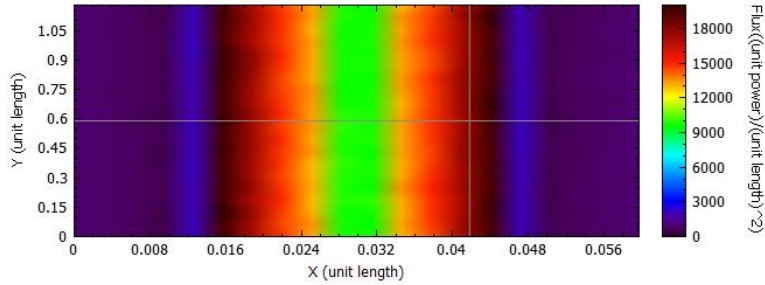
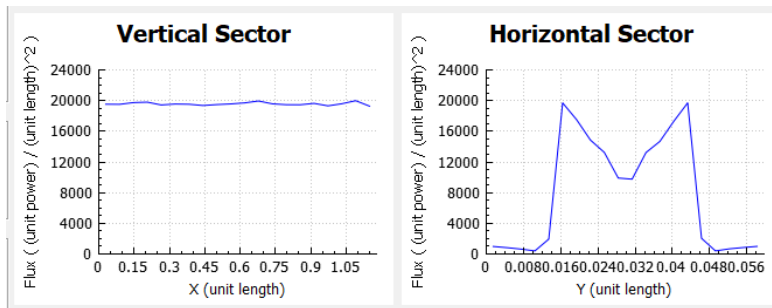


Ilustración 3.27 Distribución del flujo incidente en el tubo absorbedor sin considerar errores ópticos. Fuente: elaboración propia



Gráfica 3.7 Irradiancia concentrada en el eje vertical y horizontal del tubo absorbedor sin considerar errores ópticos. Las unidades de longitud son en metros y de flujo en W/m^2 Fuente: elaboración propia

En esta simulación sin errores se alcanzan los valores máximos del concentrador. Tiene una potencia máxima de un poco más de $20,000 W/m^2$, un flujo promedio en el tubo absorbedor de $7,941.21 W/m^2$ y una potencia de casi $560 W$. La tabla 3.3 muestra los resultados obtenidos sin considerar errores ópticos.

Tabla 3.3 Parámetros y resultados de la simulación sin errores ópticos. Fuente: elaboración propia

Parámetro	Valor	Unidades
Error de forma o pendiente	0	mrads
Error especular	0	mrads
Número de rayos	1.00E+07	-
Reflectividad	0.85	-
Ángulo de altitud solar	90	grados
Resultados		
Flujo Máximo	20017.7	W/m2
Flujo promedio	7941.21	W/m2
Potencia	559.335	W

3.5.4.3 Simulación con errores ópticos y ángulo de altitud solar

Con los errores ópticos estimados se realiza una simulación del concentrador solar, además, también se considera el ángulo de altitud solar de ese día tratando de colocar las condiciones reales. Como se observa en la ilustración 3.28 se puede ver que al principio de la longitud del colector no se concentran los rayos por las consideraciones de luz solar.

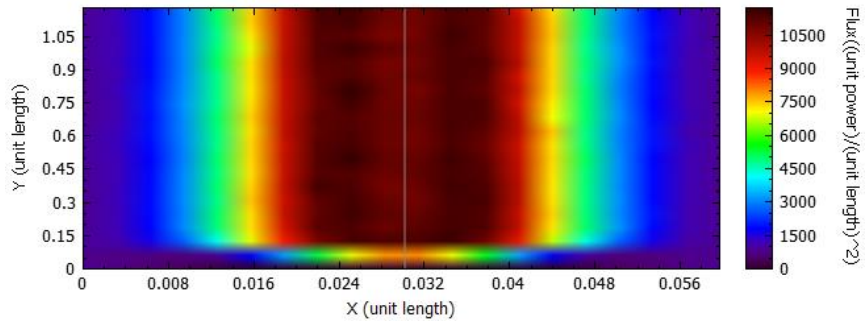
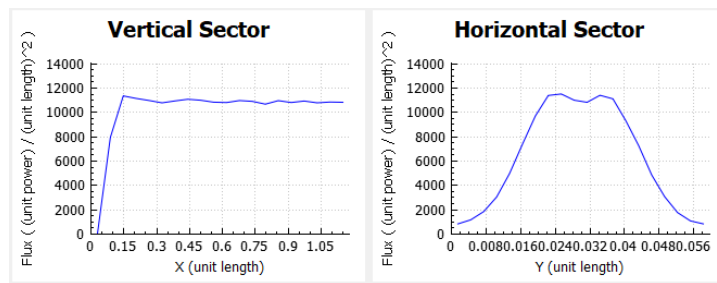


Ilustración 3.28 Distribución del flujo incidente en el tubo absorbedor considerando errores ópticos y ángulo de inclinación del Sol. Fuente: elaboración propia

El comportamiento es parecido a la simulación ideal, sin embargo, los errores ópticos provocan un descenso importante en la irradiancia concentrada. El flujo máximo que se obtiene es un poco menos de $12,000 \text{ W/m}^2$, por arriba de los picos de $9,000 \text{ W/m}^2$ obtenidos experimentalmente. Sin embargo, en la parte central no disminuye tan pronunciadamente la concentración si se observa la grafica 3.8 del sector vertical. En general, la curva es más suave.



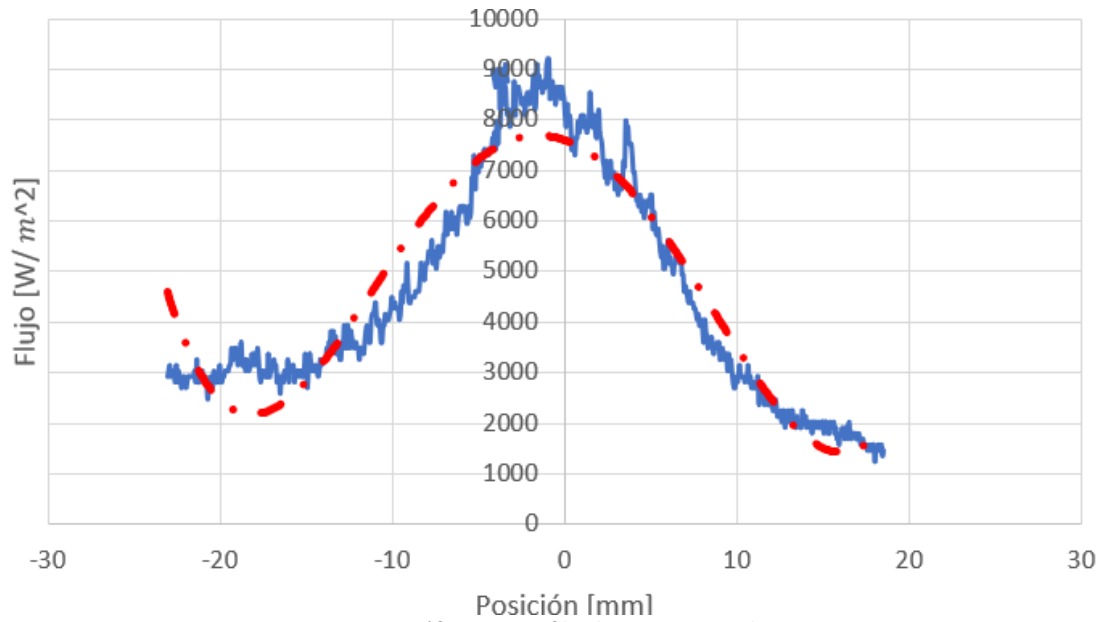
Gráfica 3.8 Irradiancia concentrada en el eje vertical y horizontal del tubo absorbedor considerando errores ópticos. Las unidades de longitud son en metros y de flujo en W/m^2 Fuente: elaboración propia

El flujo promedio se mantuvo en $5,820.41 \text{ W/m}^2$. No lejos del promedio de los valores medidos experimentalmente. El flujo maximo se redujo casi a la mitad. La tabla 3.4 describe los resultados obtenidos.

Tabla 3.4 Parámetros y resultados de la simulación con errores ópticos y ángulo de inclinación solar. Fuente: elaboración propia

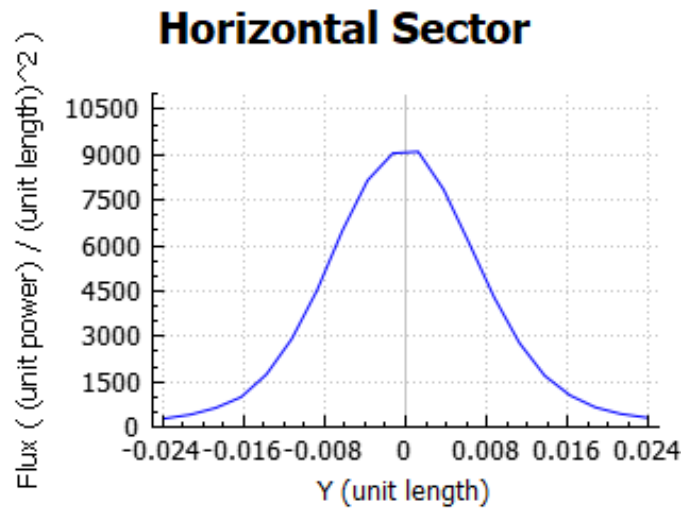
Parámetro	Valor	Unidades
Error de forma o pendiente	14	mrad
Error especular	6	mrad
Número de rayos	1.00E+07	-
Reflectividad	0.85	-
Ángulo de altitud solar	59.82	grados
Resultados		
Flujo Máximo	11916.7	W/m ²
Flujo promedio	5820.41	W/m ²
Potencia	409.958	W

El perfil solar experimental de la gráfica 3.9, se obtuvo con los datos medidos en el sensor gardon, cuyo valor más alto fue de 8904.09 W/m² y el valor promedio de 3423.23 W/m². Además, se analizó la fotografía de las 12:25 pm.



Gráfica 3.9. Perfil Solar experimental

Paralelamente se obtuvo el perfil Solar simulado con el error de forma y especular antes manejados. Dando como resultado la gráfica 3.10 con los resultados de la tabla 3.5



Gráfica 3.10. Perfil Solar simulado incluyendo errores ópticos. Las unidades de longitud en el eje Y son metros y de flujo en el eje X son W/m^2 .

Tabla 3.5. Resultados del perfil Solar simulado

Resultados		
Flujo Máximo	9205.93	W/m^2
Flujo promedio	3159.72	W/m^2
Potencia	186.423	W

La comparación entre las gráficas del perfil Solar simulado y el experimental son muy parecidas. En la simulación se obtuvieron valores muy cercanos a los experimentales validando los errores ópticos estimados.

3.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.6.1 Evaluación del seguimiento solar

La mejor forma de analizar las diferencias entre el ángulo horario calculado y el medido es observar el valor promedio, el cual está cerca del -0.118° y sobre todo con la desviación absoluta promedio, la cual es de 0.16, lo que nos indica que tanto se sale el Sol de la zona focal objetivo. Ambas desviaciones en la décima parte de un grado. La tabla 3.6 muestra el resumen de estos valores. Se puede apreciar que los valores se encuentran entre -1.5° y 1.178° . Pero cuando se presta atención al comportamiento del sistema, se observa que solo es un instante, aproximadamente menos de 1 segundo. Este momento es justo cuando se comienza con el movimiento. Sucede varias veces en el movimiento, pero no se mantiene en esa diferencia sino en un valor promedio de -0.118° según lo medido.

El sistema no tiene un movimiento constante, sino lo que hace es encender por breves momentos al actuador. Por esta razón cuando el sistema registra una diferencia de 0.2° , (según lo programado), el actuador se activa y debido a la inercia inherente del sistema, o a que el motor tiene una ligera diferencia de par (torque) hacia un lado, o en última instancia que alguna condición climática influya en el sistema tiene el desfazamiento mencionado un poco antes.

Tabla 3.6 Diferencias entre ángulos calculados y medidos

Mayor Diferencia	Menor diferencia	Diferencia promedio	Desviación absoluta promedio
1.178°	-1.587°	-0.118°	0.16

De acuerdo con las mediciones, el sistema tarda menos de 1 minuto en estabilizarse, esto se puede comparar con la velocidad del ángulo horario. Ya que el ángulo varió $0.25^\circ/\text{min}$ y la programación realiza cambios cada que el sensor detecta un valor menor o mayor a 0.2° , se puede concluir que el sistema tiene buena respuesta al tener 0.5° de ventaja.

3.6.2 Desviación del seguimiento

Para realizar este análisis se requirieron cerca de 40 fotografías tomadas cada 5 minutos. Las imágenes fueron analizadas y procesadas en dos diferentes softwares para obtener el su centroide. De acuerdo con el seguimiento solar mencionado se obtuvieron desplazamientos del centroide de hasta 4.5 mm, según la gráfica 3.4. de la sección 3.4.2.2. Esto sin embargo aún está dentro del diámetro del tubo absorbedor, el cual tiene un diámetro de casi 10 mm. Es decir, la concentración nunca sale del diámetro del tubo, a pesar de las diferentes dificultades.

El sistema y configuración del concentrador solar para obtener los centroides tuvo cambios que pudieron afectar la toma de fotografías. Por ejemplo, el sistema aumento su inercia debido a que se tuvo que colocar un soporte para el blanco lambertiano, lo que provocó que aumenta el tiempo de estabilización, vibraciones y en algunos casos movimientos demasiado bruscos. Este soporte no tenía las mejores sujeciones debido a que en el diseño estructural no se pensó para esto. Por esta razón se improvisaron ciertas mejoras para colocar los instrumentos. Debido a lo anterior el motor necesitaba más par mecánico (torque) para vencer la inercia. Esto provocó que el motor necesitará una mayor fuente de voltaje, lo cual hizo que se cambiará un poco la electrónica de los componentes. El sistema mejoró un poco cuando se pusieron contrapesos para balancear el equipo. También es posible que la estructura se moviera durante la prueba óptica.

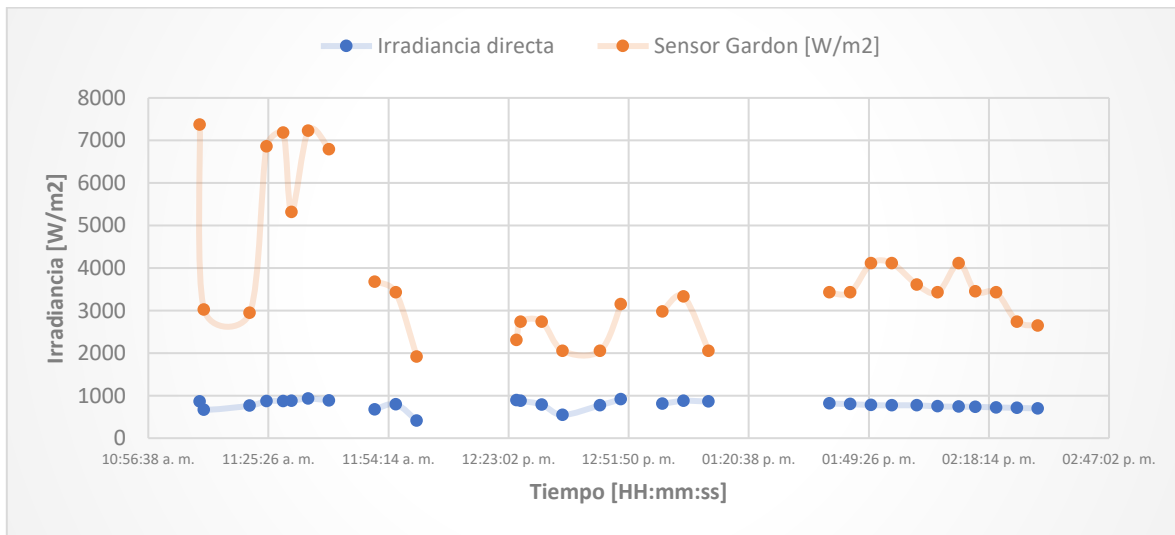
Por otro lado, los resultados arrojados por el procesamiento de imágenes muestran que se puede alcanzar en ciertos puntos los 10 Soles. Los mismos Soles teóricos calculados para una mitad del concentrador. Sin embargo, el sensor gardon tuvo muchas variaciones desde 9 Soles hasta un promedio de 4 o 5 Soles.

Las mediciones en el sensor gardon no son constantes por varias razones. En primer lugar, el mismo movimiento que afecto los centroides es posible que haya afectado sus mediciones. Por otro lado, el clima afecta directamente. Las nubes hacen que la radiación concentrada se reduce drásticamente.

La selección de dónde colocar el plano lambertiano no fue una tarea sencilla. Debido al error de forma o pendiente tan grande, es decir que hay una gran distorsión en el haz de luz, no existían tantos puntos donde al mismo tiempo el haz estuviera concentrado en el centro del sensor gardon como en la zona de evaluación del blanco lambertiano. Se evaluaron todos los puntos posibles.

El análisis del haz de luz solo se realizó para una zona de la superficie lambertiana, por esta razón la distancia de la posición de la cámara solo fue colocada a una distancia tal que permitiera ver la zona del gardon, zonas de referencia y zonas para análisis de la imagen.

La Gráfica 3.11 muestra la comparación de la irradiancia directa y la concentrada medida por el sensor gardon en los puntos donde se tomaron las fotografías, se eliminaron los puntos donde la irradiancia directa era muy baja debido a nubes. Se observa una relación casi directa cuando el clima no tiene nubosidades. En la primera parte de la prueba es probable que el sensor haya tenido alguna interferencia que ayudo a la toma de muestras, lo que después se estabilizó. Sin embargo, se observan los intervalos en los que trabajó el sistema. En su punto más alto de concentración alcanzó más de 7 Soles en estas fotografías, pero hasta 9 Soles en algunos otros puntos (ver gráfica 3.5), que multiplicado por dos llegaría a 18 Soles aproximadamente, cercanos a los 20 teóricos ya considerando ambos lados de la superficie reflectiva.



Gráfica 3.11 Datos medidos del sensor gardon y la irradiancia directa. Fuente: elaboración propia

3.6.3 Errores ópticos

Como se había descrito, se colocó un mayor error de pendiente y uno menor especular, debido a los errores cometidos en el montaje que conllevaron a una distorsión de la concentración de la luz. La tabla 3.7 muestra el resumen de los resultados. De acuerdo con otros concentradores parabólicos, el error de forma prácticamente duplicó o casi triplicó el valor de una superficie reflejante bien montada. Aunque, en la simulación ideal no existen errores y el valor obtenido fue el calculado teórico de 20 Soles, en la práctica llegar a esto requiere muchos cuidados. Usando los errores obtenidos de la simulación con la superficie lambertiana en la del concentrador con tubo absorbedor, se obtuvo un poco más de la mitad de la concentración deseada, lo anterior se realizó

con un análisis de independencia de malla no exhaustivo, es decir, se modifico manualmente la cantidad del numero de rayos hasta que se verifico que los resultados practicamente fueran constantes.

Tabla 3.7 Parámetros y resultados de las simulaciones en Tonatiuh®. Fuente: elaboración propia

Parámetro	Valor			Unidades
	Sup. Lambertiano	Ideal	Tubo absorbedor	
Error de forma o pendiente	14	0	14	mrاد
Error especular	6	0	6	mrاد
Número de rayos	1.00E+07	1.00E+07	1.00E+07	-
Reflectividad	0.85	0.85	0.85	-
Ángulo de altitud solar	59.82	90	59.82	grados
Resultados				
Flujo Máximo	9308.76	20017.7	11916.7	W/m2
Flujo promedio	3159.02	7941.21	5820.41	W/m2
Potencia	186.382	559.335	409.958	W

Con respecto a la ecuación 3.1, se usan los errores de forma y especular, los cuales fueron validados con el perfil Solar simulado a final de la sección 3.5.4. Entonces, el error óptico total de este concentrador solar cilindro parabólico queda:

$$\sigma_{opt}^2 = 4\sigma_{pendiente}^2 + \sigma_{espec}^2$$

$$\sigma_{opt} = \sqrt{4\sigma_{pendiente}^2 + \sigma_{espec}^2}$$

$$\sigma_{opt} = \sqrt{4(14)^2 + 6^2}$$

$$\sigma_{opt} = 28.63 \text{ mrad}$$

Manterola (2019), reportó aproximadamente entre 4 y 9 mrad con una lámina de las mismas características y del mismo fabricante. Para determinar este error, el autor uso una metodología diferente. 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. Y, además, se buscó una geometría y manufactura con mínimos errores, por lo que obtuvo un error óptico tan pequeño.

El valor calculado se considera alto de acuerdo con el reportado por Manterola. Para el caso de este trabajo se reconocen las razones de este error y por lo tanto es posible reducirlo para mejorar el desempeño del concentrador.

Los valores de concentración obtenidos en las diferentes simulaciones y por el gardon se mantienen cercanos, sobre todo las de las simulaciones. Se puede ver que los valores del gardon se mantuvieron un poco bajos comparando las zonas con más concentración, sin embargo, se mantuvo cerca de los valores promedio de las simulaciones.

CAPÍTULO 4

CARACTERIZACIÓN

TÉRMICA

Luego de conocer las características y evaluación del sistema de control - seguimiento solar, en el presente capítulo se describe la metodología seguida para la obtención de la curva de caracterización térmica del concentrador solar como consecuencia del seguimiento solar. Se describe el desarrollo de la instrumentación, programación y puesta en marcha para conocer su comportamiento y desempeño en cualquier parte del mundo gracias a la obtención de su curva de eficiencia característica.

El objetivo principal es evaluar el rendimiento térmico del canal parabólico tomando los principios de los métodos normalizados vigentes con un caudal de agua constante. Es importante recalcar que no existe una normal oficial para canales parabólicos, por esta razón se usan normas para colectores solares como referencia. Para llevar a cabo la caracterización se usa la Norma ISO 9806: 2017 y la NMX-ES-001-NORMEX-2018, para las cuales se obtuvieron sus curvas.

Así mismo, se requería alcanzar otros objetivos específicos:

- Crear un sistema de adquisición para las pruebas del canal parabólico didáctico
- Instrumentar el equipo para prácticas de laboratorio

En el capítulo anterior se describió la electrónica y la interfaz gráfica en *LabView*[®] para realizar el seguimiento solar, de manera análoga se realizó la programación del sistema de adquisición de las magnitudes físicas requeridas para obtener la caracterización. Al ser un equipo didáctico en su primer diseño, no se había probado antes y no se contaba con ningún tipo de instrumentación ni sistema de adquisición para esta aplicación.

Como se sabe, la irradiancia solar es el motor de este sistema y era requerido que se tuvieran los datos en el momento del experimento. Por consiguiente, se usaron los datos de irradiancia directa, global y difusa adquiridos de los equipos de la estación meteorológica del Instituto de Energías Renovables (IER), únicamente vinculando su adquisición a la del canal parabólico facilitando los cálculos de la eficiencia energética en tiempo real.

Se determinó trabajar con el canal parabólico con una orientación Norte-Sur siguiendo la trayectoria del Sol, para conocer el desempeño y la curva de caracterización del canal parabólico.

Sin embargo, se realizaron dos pruebas más de caracterización térmica, una con orientación Este–Oeste, pero sin seguimiento solar, y otra con un simulador solar. Al final del capítulo, se hace la comparación entre los resultados.

4.1 COMPONENTES

Para realizar la caracterización térmica se requiere conocer algunas magnitudes físicas, tales como las temperaturas de entrada, el flujo másico de agua, la irradiancia solar y el área del receptor. Se pueden realizar pruebas a diferentes condiciones variando algunas de estas magnitudes. En esta perspectiva se requieren manipular y medir las cantidades. Para regular, por ejemplo, el flujo de agua se requirió únicamente una válvula de tipo globo.

4.1.1 Sistema de enfriamiento de estado sólido (ThermoCube 400W)

Este sistema genera hasta 400 W de capacidad de enfriamiento/calentamiento sin el uso de compresores o refrigerantes. El sistema que proporciona de 1 a 3 litros por minuto de refrigerante, o en este caso agua a temperatura constante, con control PID tanto para refrigeración como para calefacción con ± 0.05 °C de control. (Ilustración 4.1). Las temperaturas que alcanza van de los 5 a 50 °C. Y la temperatura ambiente de trabajo está entre los 10 y 40 °C. El volumen del tanque es de aproximadamente 300 ml.



Ilustración 4.1 Sistema de enfriamiento ThermoCube 400W. Fuente: Solid State Cooling Systems, 2020

4.1.2 Medidor de Flujo

Los medidores de flujo son instrumentos que monitorean, miden o registran la tasa de flujo, el volumen o la masa de un gas o líquido. (Badger Meter, 2020) En este trabajo se usaron dos tipos de medidores, uno por efecto Coriolis y otro por frecuencia de giro. Los de efecto Coriolis miden el flujo de masa y la densidad a través de la inercia. El medidor de flujo abierto y sin obstrucciones identifica la tasa de flujo midiendo directamente la masa del fluido en un amplio rango de temperaturas con un alto grado de precisión. A medida que el fluido fluye a través de los tubos sensores, las fuerzas inducidas por el flujo de masa hacen que los tubos se retuerzan, lo cual es

proporcional a la masa. Los medidores de efecto Coriolis son reconocidos por su precisión, facilidad de instalación y habilidad para medir tanto el flujo másico como la densidad. Ver ilustración 4.2



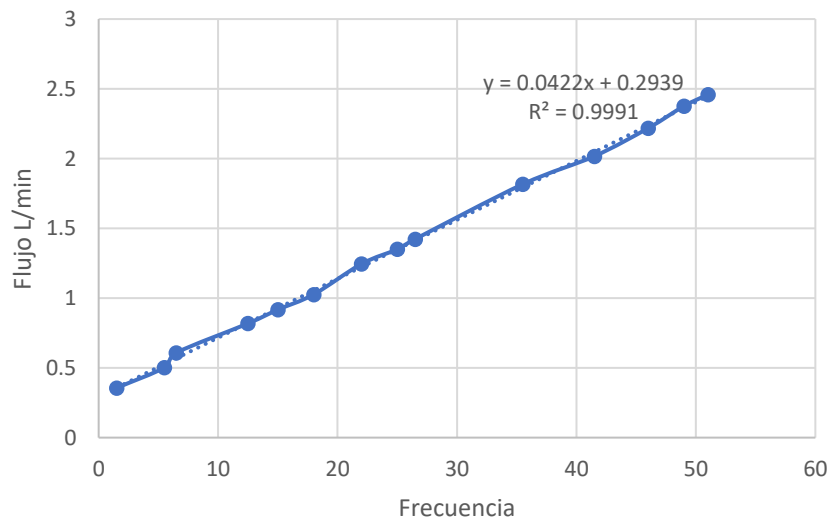
Ilustración 4.2 Medidor de flujo de efecto Coriolis.

Además, se requirió usar un medidor más accesible y pequeño para futuras prácticas de laboratorio, este funciona por ciclos de una pequeña turbina interna. Para este fin se usó un medidor de flujo como el mostrado en la ilustración 4.3. Para calibrar este sensor se comparó con el sensor de efecto Coriolis mencionado anteriormente.



Ilustración 4.3 Sensor de flujo de agua tipo turbina. Fuente: Mercado Libre

Se realizaron varias mediciones para hacer la correlación entre ambos sensores. En la gráfica 4.1 se observa la ecuación de la recta que más se aproxima al comportamiento del sensor de flujo, con la cual se obtiene un valor cercano al del efecto Coriolis.



Gráfica 4.1 Correlación entre sensores de Flujo

4.1.3 Termopar tipo K

Para monitorear la temperatura del ambiente, de la entrada y salida del tubo receptor del canal parabólico se usaron tres termopares del tipo K. Un termopar es un sensor para medir temperatura. Consiste en dos metales diferentes unidos por un extremo. Con la unión de los metales se crea un voltaje, el cual varía cuando se calienta o enfría y que se puede correlacionar con la temperatura. Las aleaciones de termopar están disponibles normalmente en forma de alambre.

Un termopar está disponible en diferentes combinaciones de metales o calibraciones. Las cuatro calibraciones más comunes son J, K, T y E. Hay calibraciones de alta temperatura que son R, S, C y GB. Cada calibración tiene un diferente rango de temperaturas, aunque la temperatura máxima varía con el diámetro del alambre que se usa en el termopar. (OMEGA Engineering inc., 2022) En la Ilustración 4.4, se observa el conector usado para el termopar. La precisión del termopar tipo K usado es de ± 0.25 °C.

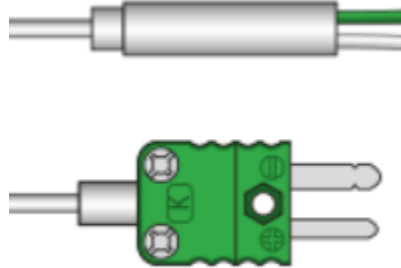


Ilustración 4.4 Termopar tipo K, Miniatura. Ideales para medidas de precisión de temperatura donde se requiera una respuesta rápida. Fuente: (OMEGA Engineering inc., 2022)

La tabla 4.1 muestra el resumen de los componentes y sus características:

Tabla 4.1 Características de los sensores y equipos para la caracterización térmica. Fuente: desarrollo propio de acuerdo con hojas de datos

Equipo	Salida	Otras características
Sistema de enfriamiento ThermoCouple	Se muestra directamente en un display	Rango de operación: 5°C to 50°C. Rango de trabajo de la temp. Ambiente: 10°C to 40°C. Estabilidad /repetitibilidad: ± 0.05 °C
Medidor de flujo	5V TTL	Tasa de flujo: 1 L a 30 L/min $\pm 10\%$; Presión máxima de agua: 2 MPa. Característica del pulso de caudal: Frecuencia (Hz)=7.5*Flujo de caudal (L/min) ; Voltaje de operación: 5 a 18 V--- ; Durabilidad mínima: 300 000 ciclos ; Conexiones hidráulicas: Diámetro exterior 19 mm (3/4") / Diámetro interior 12,7 mm (1/2")
Sensor de temperatura Termopar tipo K	Voltaje μ V	Resolución ± 0.25 °C
Tarjeta de acondicionamiento de señal del termopar MAX 31855	Señal analógica	Para un termopar tipo K el voltaje cambia a razón de 41 μ V/°C que se aproxima a la ecuación : $V_{out} = (41.276 \mu V^{\circ}C) * (TR - Tamb)$; donde T_{out} es el voltaje de salida del termopar, TR la temperatura de las terminales, Tamb la temperatura del dispositivo. Este voltaje se lleva al convertidor analógico -dígital de 14 bits de la tarjeta, lo que da la resolución de ± 0.25 °C final del termopar.

4.1.4 Datos de radiación solar

Para adquirir los datos de radiación solar requeridos, es decir, irradiancia solar directa, global y difusa, se requiere usar equipos probados, calibrados y con una comunicación en tiempo real. Por este motivo se usaron los equipos de la Estación Solarimétrica y Meteorológica del IER. En la imagen 5 se observa la interfaz gráfica, así como la información que se puede obtener. Para la programación y adquisición de datos se usan equipos de National Instruments® y el software LabView®. La tabla 4.2 muestra las características de los sensores usados.



Ilustración 4.5 Panel frontal – interfaz de la Estación Solarimétrica y meteorológica. Fuente: Estación meteorológica del IER, UNAM

Tabla 4.2 Características de los sensores de radiación. Fuente: Estación meteorológica del IER, UNAM

SENSORES DE RADIACIÓN Y EQUIPO DE SEGUIMIENTO						
VARIABLE	DESCRIPCIÓN	SERIE	CALIBRACIÓN			
			PLACA	USADA	AÑO	OTORGA
Radiación Directa	Pirheliometro marca Eppley NIP Sensitivity : approx. 8 $\mu\text{V} / \text{Wm}^{-2}$	31821E6	8.42	8.33	2009	IGF-UNAM
Radiación Global	Piranómetro marca Eppley B&W. Sensitivity : Approx. 8 $\mu\text{V} / \text{Wm}^{-2}$	28754	9.06	9.60	2011	IGF-UNAM
Radiación Difusa	Piranómetro marca Eppley B&W Sensitivity : approx. 8 $\mu\text{V} / \text{Wm}^{-2}$	28786	9.88	10.38	2011	IGF-UNAM
Radiación UV	Radiómetro marca Eppley TUVR Sensitivity: approx. 150 $\mu\text{V}/\text{Wm}^{-2}$.	32505	175.00	175.00	1999	Certificado
Sun Traker	Seguidor solar marca Eppley ST-1	-----	-----	-----	-----	-----
Sun Traker	Seguidor solar marca EKO					

4.2 ESQUEMA EXPERIMENTAL

En la Ilustración 4.6 se muestra el esquema del concentrador solar conectado a un sistema de enfriamiento de agua que regula la temperatura de entrada del agua de alimentación. La válvula a la salida del termostato regula el flujo másico de agua. Las temperaturas T1 (entrada) y T2 (salida) y T3 (temperatura ambiente) son los tres puntos donde se monitorea las temperaturas. A continuación, se muestra su ubicación, la ilustración 4.7 muestra cómo fue colocado físicamente:

- T1- Temperatura de entrada del colector solar
- T2- Temperatura de salida del colector solar
- T3- Temperatura ambiente

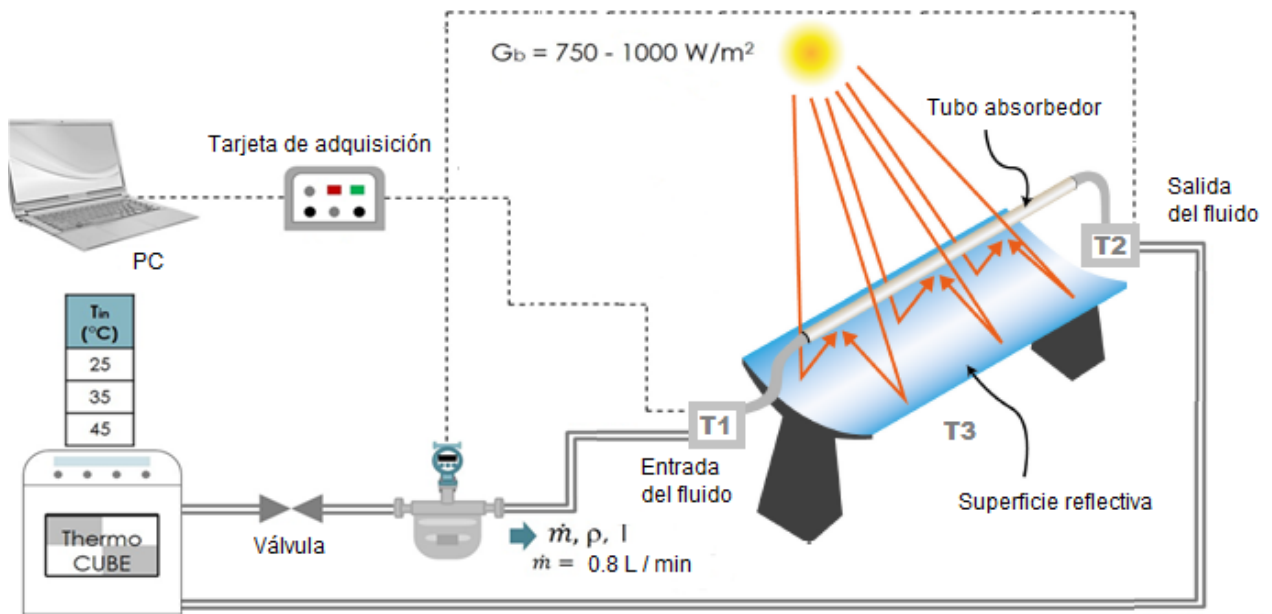


Ilustración 4.6 Esquema experimental de la caracterización térmica.

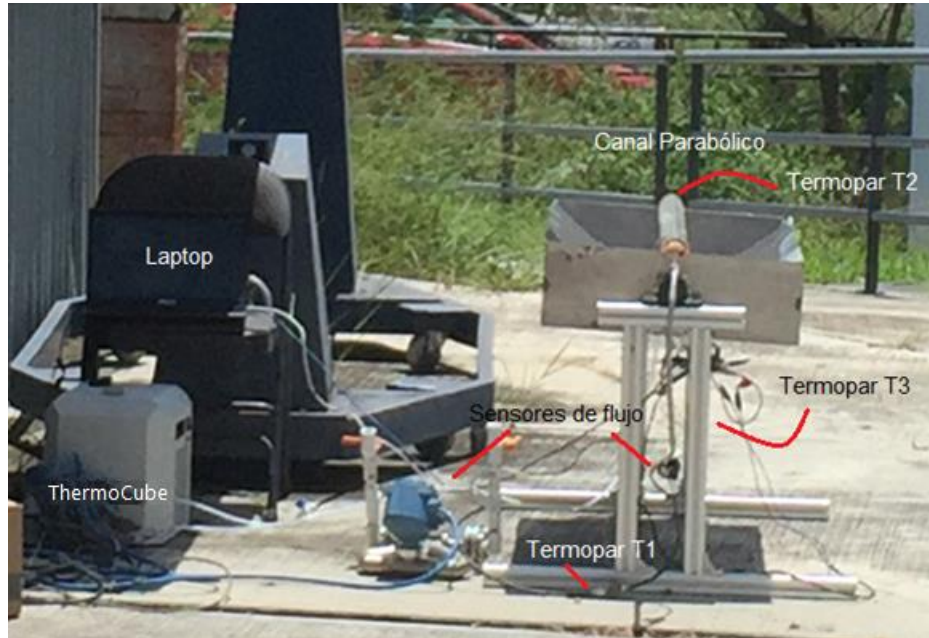


Ilustración 4.7 Esquema experimental físico con la orientación Norte – Sur. Fuente: elaboración propia

4.3 SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS

El sistema de adquisición de las temperaturas se hace mediante la tarjeta de desarrollo Arduino UNO, pasando previamente por una tarjeta electrónica llamada MAX31855. Esta tarjeta acondiciona la señal de los termopares para que el Arduino lea los valores sin problema y además tiene las conexiones tipo hembra correspondientes a la ilustración 4.4. Al mismo tiempo y en tiempo real, la programación en *LabView*[®] recibe la información de la Estación Solarimétrica y Meteorológica del IER. Los datos que se consideraron constantes se ingresan manualmente en la interfaz gráfica como el flujo másico del agua, el área de captación, y un valor constante de Calor Específico del agua (a Presión constante). La Ilustración 4.8 muestra un esquema de la adquisición:

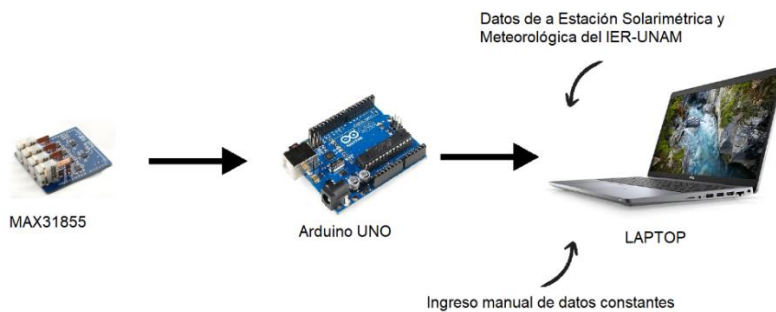


Ilustración 4.8 Esquema del sistema de adquisición de datos. Fuente: elaboración propia

En la Ilustración 4.9, se muestra el panel frontal usado de *LabVIEW*® donde se observan las temperaturas y gráficas en tiempo real, así como la dirección donde se guarda el registro de los datos censados. También se tiene un botón de paro y un botón que permite controlar cada cuanto tiempo se hacen las mediciones. Se realizan los cálculos de la eficiencia con respecto a la irradiancia Global solo como referencia, la curva obtenida usa la eficiencia con irradiancia directa.

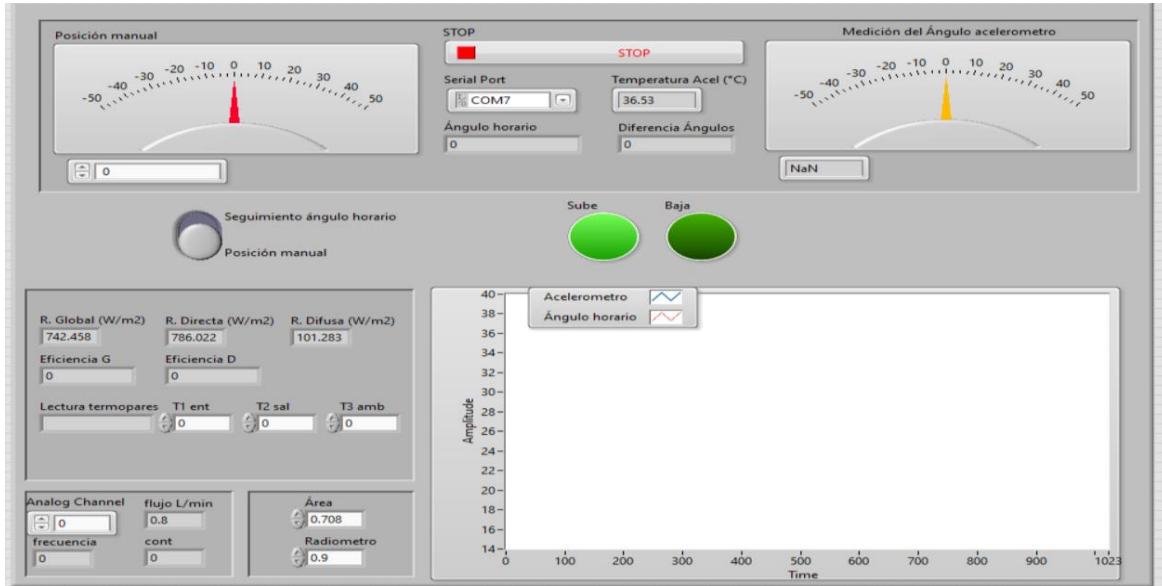


Ilustración 4.9 Panel frontal para la interfaz con *LabView*®. En la parte inferior izquierda se encuentra la información requerida para la caracterización térmica. Fuente: elaboración propia

La Ilustración 4.10 muestra el diagrama de flujo de la adquisición de los datos requeridos, así como algunos cálculos:

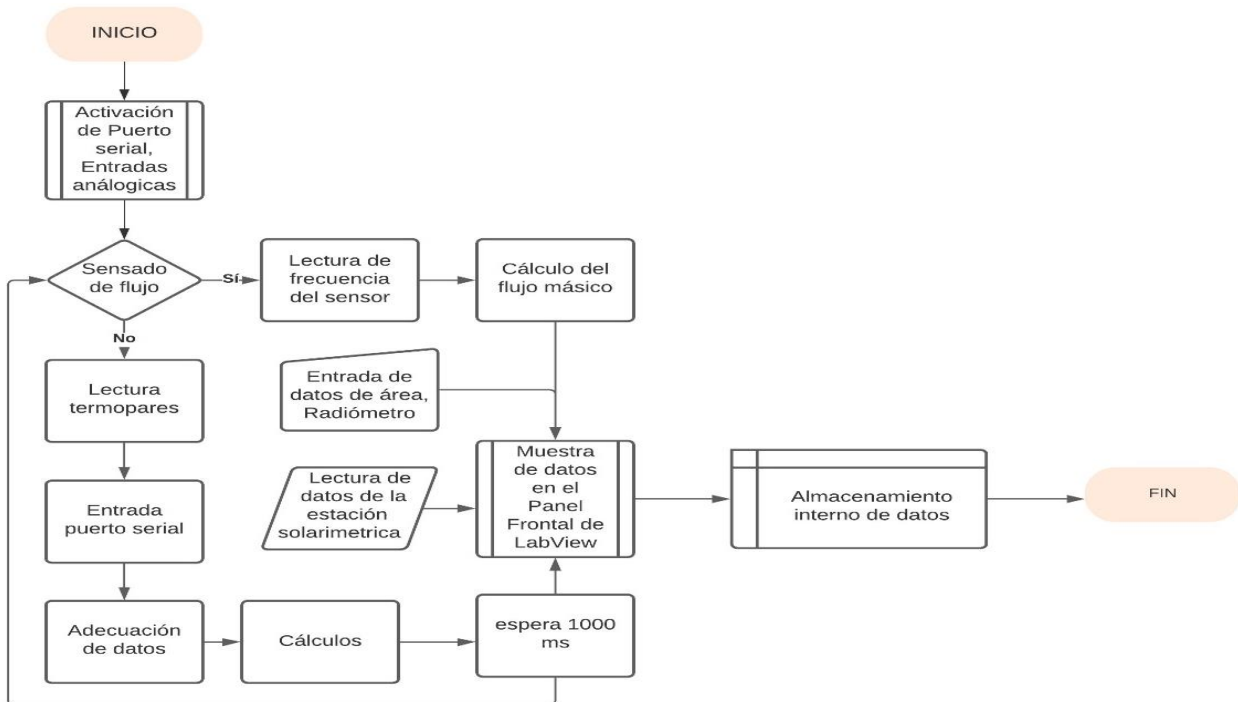


Ilustración 4.10 Diagrama de flujo de la adquisición de datos. Fuente: elaboración propia

4.4 MARCO TEÓRICO

4.4.1 Norma para captadores solares ISO 9806: 2017

La Norma ISO 9806:2017 (*Solar Energy – Solar Thermal Collectors – Test Methods*) define los procedimientos para probar los captadores solares de calentamiento de fluidos para el rendimiento térmico, la confiabilidad, la durabilidad y la seguridad en condiciones bien definidas y repetibles.

Contiene métodos de prueba de rendimiento para realizar pruebas en exteriores con irradiación solar natural y para simuladores solares.

Los captadores probados de acuerdo con la norma ISO 9806:2017 representan una amplia gama de aplicaciones, por ejemplo, captadores de placa plana y captadores de tubos de vacío para calentamiento de agua y de espacios domésticos, captadores para piscinas y captadores de concentración de seguimiento para calor industrial.

La norma ISO 9806:2017 especifica los métodos de prueba para evaluar la durabilidad, confiabilidad, seguridad y rendimiento térmico de los captadores solares de calentamiento de fluidos.

Es aplicable a todos los tipos de captadores solares de calentamiento de fluidos, captadores solares de calentamiento de aire y captadores solares híbridos que generan energía térmica y eléctrica. No cubre aspectos de seguridad eléctrica ni otras propiedades específicas directamente relacionadas con la generación de energía eléctrica. La norma no es aplicable a aquellos dispositivos en los que una unidad de almacenamiento térmico es parte integral hasta el punto de que el proceso de recolección no puede separarse del almacenamiento (sistemas autocontenidos), (Octavio García Valladares, 2020).

4.4.2 Norma mexicana para captadores solares NMX-ES-001-NORMEX-2018

De acuerdo con García Valladares (2020), esta Norma Mexicana especifica métodos de prueba para evaluar la durabilidad, fiabilidad y seguridad de colectores solares de calentamiento de fluido en fase líquida. También incluye métodos de prueba para la caracterización del rendimiento térmico del colector solar de calentamiento de fluido, concretamente rendimiento térmico en estado estacionario y de colectores solares de calentamiento de líquido con cubierta y sin cubierta. Sin embargo, no es aplicable a aquellos colectores solares en los cuales la unidad de almacenamiento térmico es una parte integral del colector solar hasta el punto de que el proceso de captación no puede separarse del proceso de almacenamiento con el propósito de realizar mediciones de estos dos procesos.

4.5 METODOLOGÍA

4.5.1 Caracterización térmica

Basado en la norma mexicana, el laboratorio LAPECAS (Laboratorio de Pruebas de Equipos de Calentamiento Solar, [31]), recomienda obtener 4 puntos con 4 repeticiones en condiciones estables. Es decir, cada día se debe hacer una medición a una temperatura con sus 4 repeticiones.

Dos mediciones antes y dos después del mediodía solar. Con lo anterior se obtienen 16 puntos para realizar la gráfica correspondiente. La ilustración 4.11 muestra un ejemplo de la curva generada.

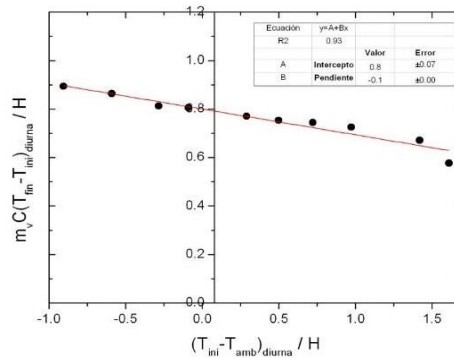


Ilustración 4.11 Ejemplo de curva característica. Fuente: (García Valladares, 2020)

Para comenzar la prueba se deben definir las 4 temperaturas a las que se hará la prueba, normalmente no sobrepasando los 90 °C. En el caso de este canal parabólico, se está usando el *ThermoCube*, el cual tiene la restricción de solo llevar la temperatura hasta los 50 °C. Debido a esto y a que es un equipo didáctico, se decidió realizar la prueba en 5 puntos: 30°, 35°, 40°, 45° y 50 °C. Entre cada uno de los puntos se espera 5 min cuidando que las variaciones de temperatura de entrada y salida no excedan el ±1°C y en la temperatura ambiente ±1.5°C.

En el caso del flujo de agua se debe mantener sin fluctuaciones de no más de ±1% del flujo. Y, de acuerdo con la norma, debe pasar 0.02 kg/s, por cada metro cuadrado de área de colección calculado en el capítulo 2. El cálculo queda como sigue:

$$\begin{aligned} \dot{m} &= (\text{Área} [m^2]) * \left(0.02 \left[\frac{kg}{s * m^2}\right]\right) * (60[s]) \\ \dot{m} &= (0.708 [m^2]) * \left(0.02 \left[\frac{kg}{s * m^2}\right]\right) * (60[s]) \\ \dot{m} &= \left(0.8496 \left[\frac{kg}{s}\right]\right) \end{aligned}$$

De acuerdo con Duffie et al.,(1980), las pruebas de desempeño térmico pueden ser consideradas en tres partes. La primera es determinando la eficiencia instantánea con la irradiancia directa. La segunda es determinando los efectos del ángulo de incidencia de la radiación solar. La tercera es obteniendo la constante de tiempo del colector, una medida de la capacidad de calor efectiva. Este trabajo solo se centrará en la primera prueba.

El método básico para medir el desempeño del colector es medir las temperaturas de entrada y salida del fluido una vez colocándolo perpendicularmente hacia la radiación solar. La cantidad de calor ganada es entonces la ec. [4.1]:

$$Q_u = \dot{m} C_p (T_{out} - T_{in}) \quad (4.1)$$

Donde:

Q_u = Cantidad de calor ganada [W]

\dot{m} = flujo másico [kg/s]

C_p = Calor específico del agua a presión constante [J/kg°C]

T_{out} = Temperatura de salida del fluido en [°C]

T_{in} = Temperatura de entrada del fluido en [°C]

Además, se deben tomar en cuenta la temperatura ambiente, la velocidad del viento, así como la irradiancia en el colector. Estos datos en el colector y las condiciones permiten obtener el desempeño del dispositivo, como absorbe energía y como la pierde a su alrededor.

La ecuación que describe el desempeño térmico de un colector operando bajo condiciones estables en términos de la incidencia de radiación es [4.2]:

$$Q_u = A_c F_R [G_T (\tau\alpha)_{av} - U_L (T_{in} - T_{amb})] \quad (4.2)$$

Aquí, $(\tau\alpha)_{av}$ es el producto de la transmitancia-absortancia y es relativo a las proporciones de la irradiancia directa, difusa y del albedo. Los estándares requieren generalmente que la radiación normal sea alta y la difusa baja. Para determinar este producto $(\tau\alpha)_{av}$, se requieren condiciones donde se obtenga la mayor ganancia del colector, y donde la radiación solar sea alta y la mayor parte sea directa. F_R , es el factor de remoción de calor del colector solar. A_c es el área en m^2 . G_T , es la irradiancia solar Directa en W/m^2 y U_L , es el coeficiente de pérdidas de calor.

Las ecuaciones [4.1] y [4.2], pueden ser usadas para obtener la eficiencia instantánea obteniéndose las expresiones siguientes:

$$\eta_i = \frac{Q_u}{A_c G_T} = F_R (\tau\alpha) - \frac{F_R U_L (T_{in} - T_{amb})}{G_T} \quad (4.3)$$

y

$$\eta_i = \frac{\dot{m} C_p (T_{out} - T_{in})}{A_c G_T} \quad (4.4)$$

Las ecuaciones [4.5] y [4.6] son la base para este método estándar, donde al graficar las coordenadas quedan como:

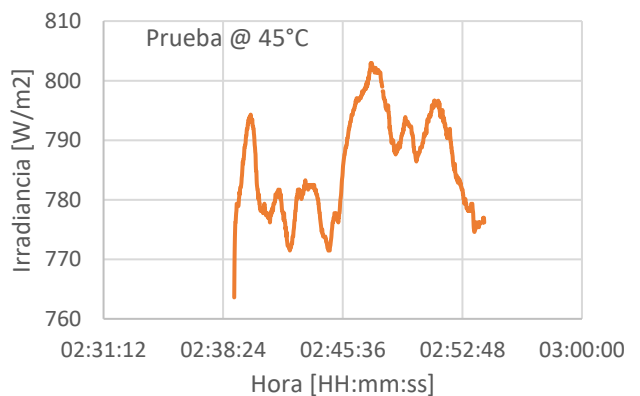
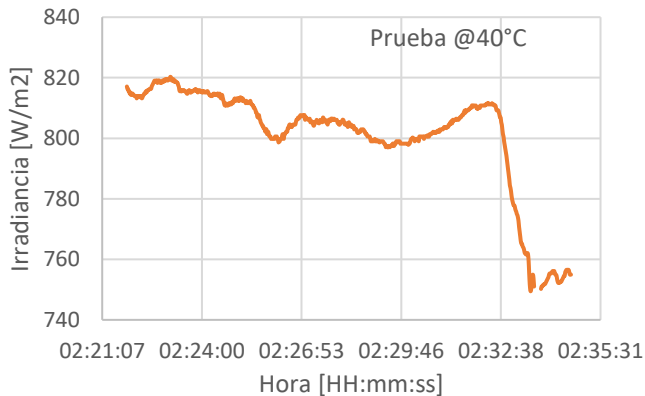
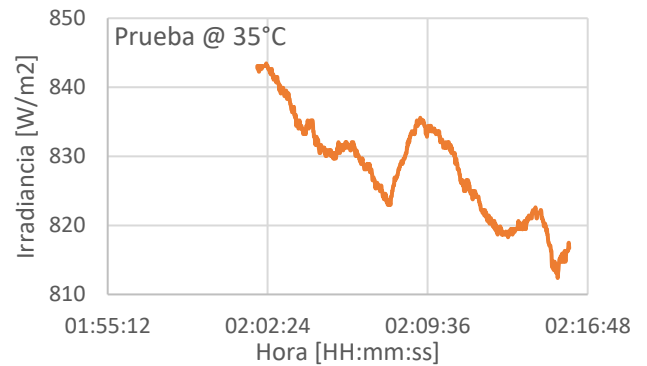
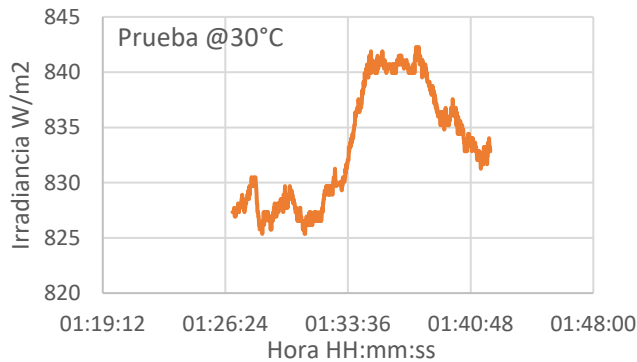
$$x = \frac{(T_{in} - T_{amb})}{G_T} \quad (4.5)$$

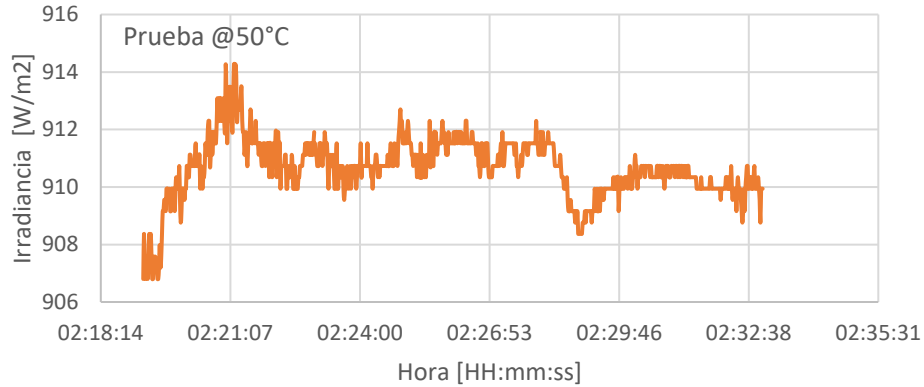
$$y = \frac{\dot{m} C_p (T_{out} - T_{in})}{A_c G_T} \quad (4.6)$$

En la norma *ISO 9806: 2017*, para el eje x , no se usa la temperatura T_{in} , sino un promedio de las temperaturas de entrada y salida.

4.6 PRUEBA CON ORIENTACIÓN NORTE – SUR Y SEGUIMIENTO SOLAR

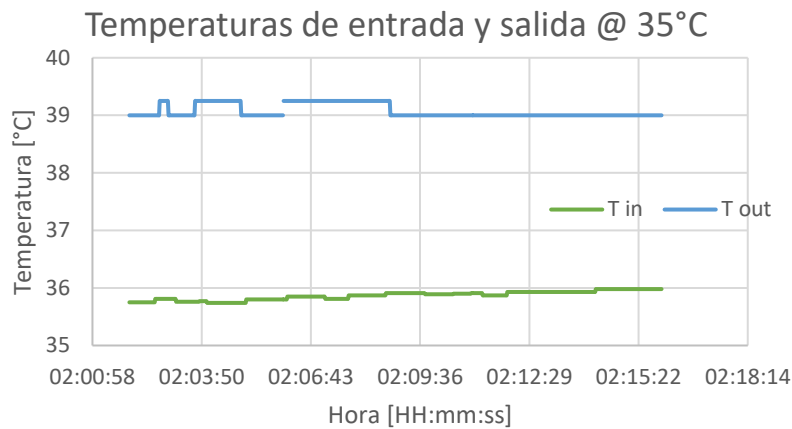
Antes de comenzar la prueba se verifica que los sensores de flujo indiquen el valor de 0.85 L/min, previamente calculado. De igual forma se comienza la prueba cuando las temperaturas de entrada y salida están estables. Durante las pruebas se requiere que la irradiancia solar directa este por arriba de 750 W/m^2 , en la gráfica 4.2 muestra la variación de la irradiancia durante las pruebas realizadas. Debido a las condiciones climatológicas y restricciones de salud pública debido al Covid-19, se realizaron las pruebas en días completos y no por separado. Como consecuencia de lo anterior, se buscaron días donde la irradiancia solar estuviera en los valores deseados. Estas pruebas se realizaron cada 15 min, con 5-10 min de estabilización.





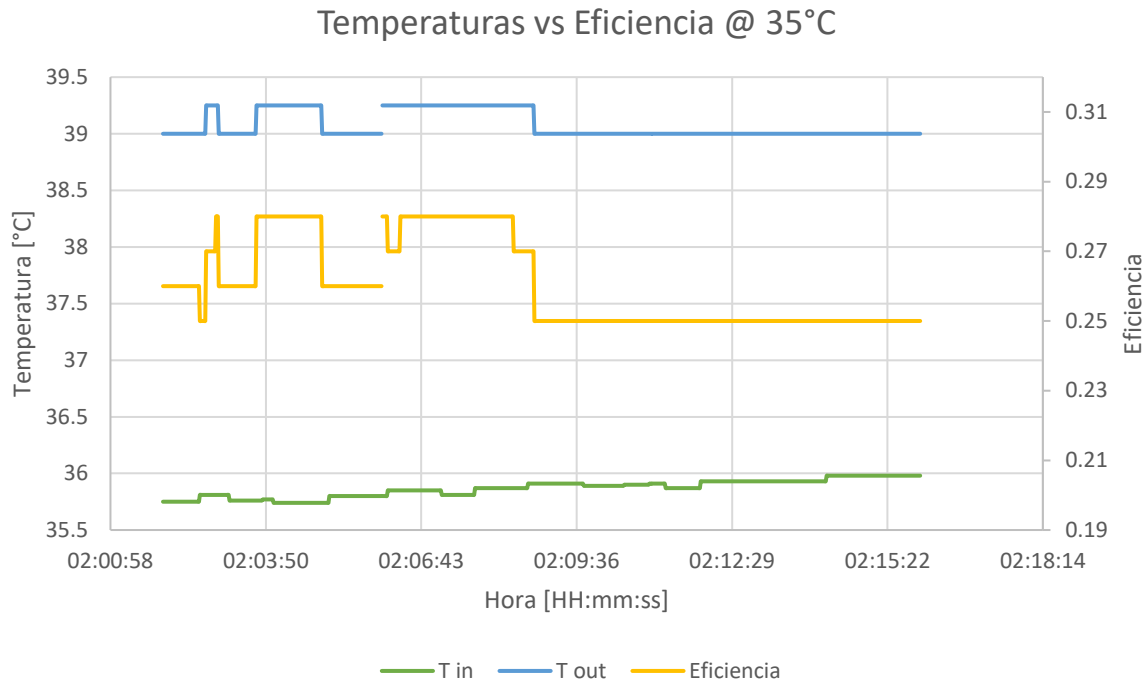
Gráfica 4.21 Irradiancia solar directa durante las pruebas el 1 de octubre del 2021 Pruebas a 30°,35°,40°,45° y 50°. Fuente: elaboración propia

Como se muestra en las gráficas 4.2, la irradiancia solar directa en casi toda la prueba está por arriba de 800 W/m². Durante todas las pruebas se recolectaron los datos de las temperaturas de entrada y salida, así como la diferencia de temperaturas. En el caso de la gráfica 4.3, se muestra el comportamiento de las temperaturas para la prueba con temperatura inicial de 35°C, hay un ΔT de 3 a 3.5°C.



Gráfica 4.3 Temperaturas de entrada y salida con temperatura inicial de 35°C. Fuente: elaboración propia

Analizando la gráfica 4.4 y la gráfica 4.2 a 35°C, se observa que al principio de la prueba se tiene una disminución de la irradiancia solar. Así mismo hay un pequeño aumento de temperaturas. Estas variaciones afectan directamente a la eficiencia, en este caso la elevó. Este tipo de casos fueron muy comunes en las pruebas ocasionando variación en el desempeño, al no tener estables todas las variables del sistema. En la sección 4.9 se discuten más a fondo los resultados.

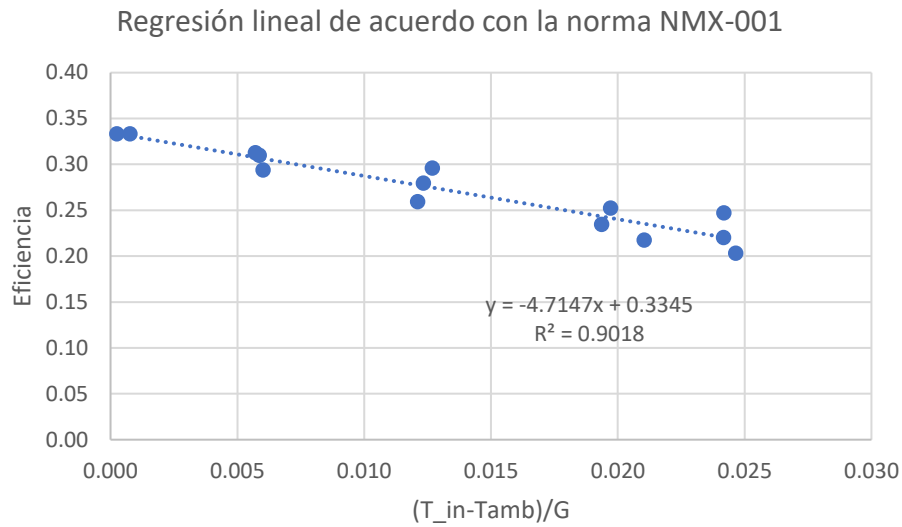


Gráfica 4.4 Temperaturas de entrada y salida comparadas con la eficiencia en la prueba con Temp. Inicial de 35°. Fuente: elaboración propia

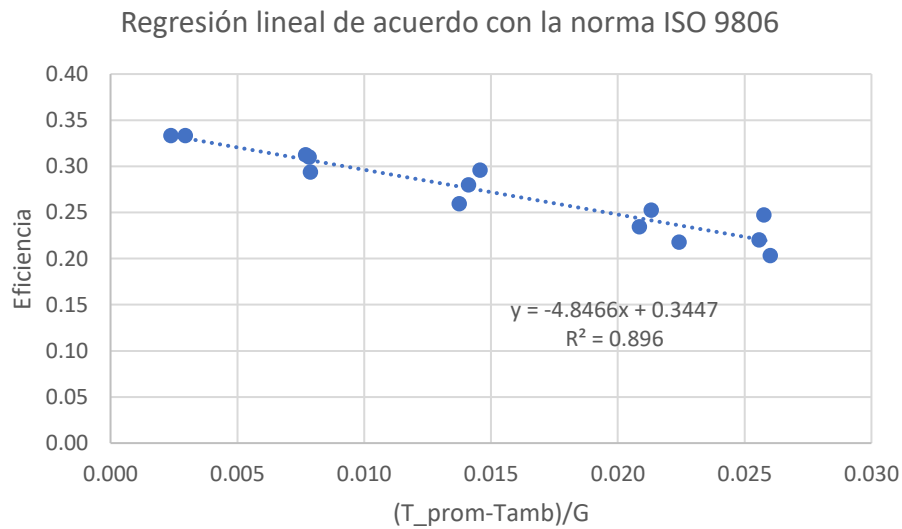
El comportamiento de las eficiencias se observa más a detalle en las gráficas 4.5 y 4.6. En estas gráficas se muestran las curvas de caracterización térmica del canal parabólico. No existen demasiadas diferencias entre estas gráficas, inclusive las ecuaciones obtenidas por regresión lineal son muy parecidas.

En estas gráficas, lo más importante a destacar son las distribuciones de los puntos. Se observa que las eficiencias no coinciden totalmente, hay pequeñas variaciones.

Sin embargo, aunque no coinciden todas las eficiencias, se observa que el concentrador puede llegar hasta una eficiencia de casi 35%. Existe un límite termodinámico donde ya no se obtendrá un incremento de temperatura.



Gráfica 4.5 Curva de caracterización térmica de acuerdo con la norma mexicana para la orientación norte – sur. Fuente: elaboración propia



Gráfica 4.6 Curva de caracterización térmica de acuerdo con la norma internacional para la orientación norte – sur. Fuente: elaboración propia

4.7 PRUEBA CON ORIENTACIÓN ESTE-OESTE SIN SEGUIMIENTO

Para esta prueba, lo único que se modificó con respecto a la prueba anterior, es que no se sigue la trayectoria del Sol y, por lo tanto, se coloca en una posición fija. El concentrador no puede quedar horizontal ya que difícilmente la incidencia de los rayos solares daría directamente, es decir, se requiere que el canal parabólico este direccionado hacia el Sol.

Para obtener el ángulo del canal parabólico se calcula el ángulo complementario al de altitud solar. Esta consideración es debido a la geometría del canal. Su posición inicial es horizontal, es decir, los rayos solares llegan perpendicularmente si el Sol está en el cenit. Mientras que el ángulo de altitud solar tiene una diferencia de 90° . Ver ilustración 4.12. Este cálculo se considera al medio día solar, es decir, con el ángulo azimut igual a 0° , ecuación 7. Cabe recalcar que este ángulo varía todos los días:

$$\alpha_{noon} = 90 - \varphi - \delta \quad (7)$$

Donde:

α_{noon} = ángulo de latitud solar al medio día solar

φ = latitud

δ = declinación

De esta forma el cálculo para la ciudad de Temixco y para el día 22 de octubre del 2021 es:

$$\alpha_{noon} = 90 - 19.4^\circ - (10.774^\circ)$$

$$\alpha_{noon} = 90 - 30.174^\circ$$

$$\alpha_{noon} = 59.826$$

Al considerar el complementario de este ángulo, el ángulo requerido es $\theta=30.174^\circ$

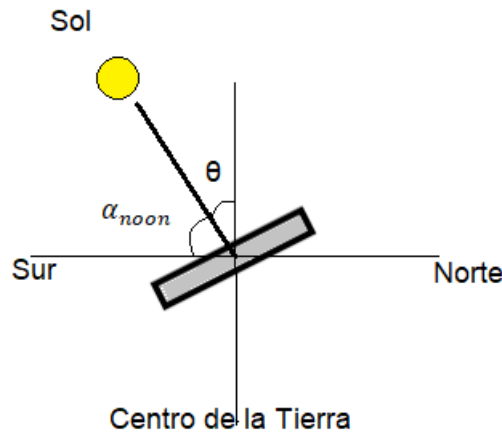
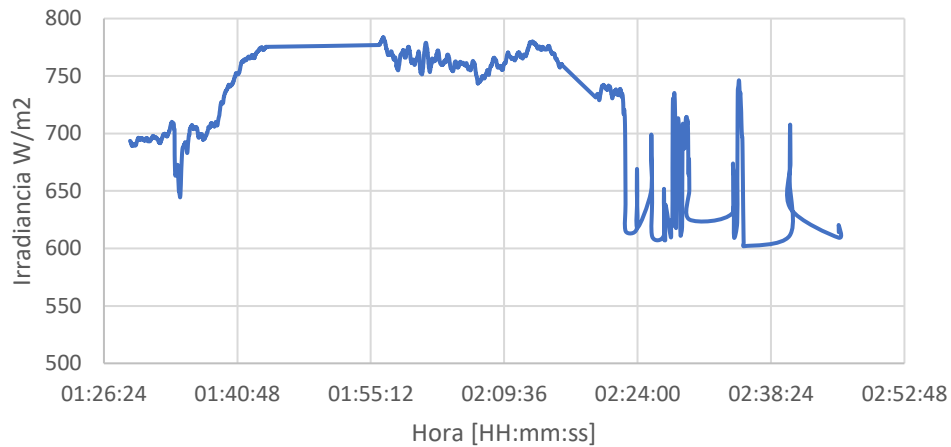


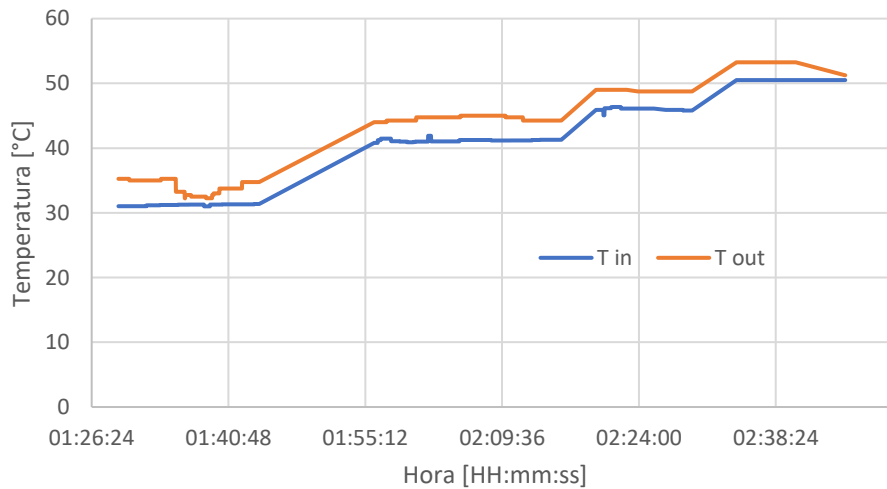
Ilustración 4.12 Ángulo calculado para la orientación Este – Oeste. Fuente: elaboración propia. Fuente: elaboración propia

En la gráfica 4.7 se observa la irradiancia solar directa de este día. Durante esta temporada los días no eran completamente despejados, como se observa fue un día con algunas nubes.



Gráfica 4.7 Irradiancia solar directa para la prueba con orientación este – oeste. Fuente: elaboración propia

De acuerdo con las condiciones del clima, las temperaturas de salida variaron como se observa en la gráfica 4.8. Cuando la irradiación directa fue más estable, la temperatura de entrada estaba incrementándose para llegar a otro *set point*. En la sección 3.9 se discuten más a fondo los resultados.

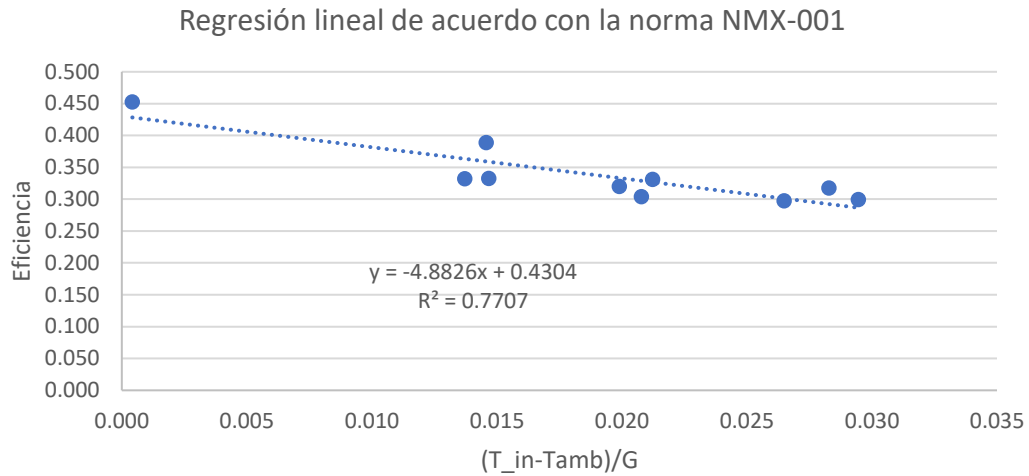


Gráfica 4.8 Temperaturas de entrada y salida durante la prueba con orientación este – oeste. Fuente: elaboración propia

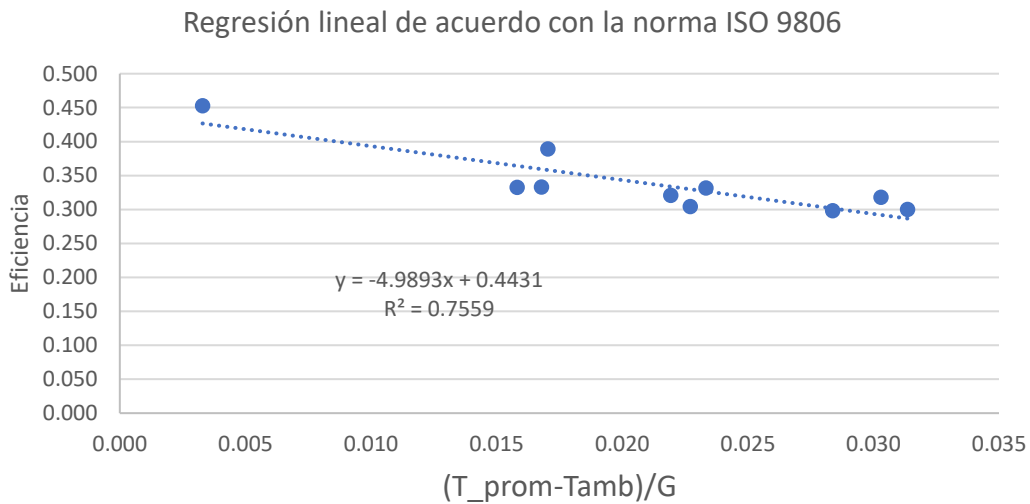
El comportamiento de las eficiencias se observa más a detalle en las gráficas 4.9 y 4.10. En estas gráficas se muestran las curvas de caracterización térmica del canal parabólico. De igual forma que en la prueba anterior, no existen demasiadas diferencias entre las gráficas de las normas.

Se observa que las eficiencias no se superponen, en cada temperatura hubo variación. El caso con mayor diferencia fue con la temperatura inicial a 30°C, aquí hubo eficiencias de 10, 27 y 45%. Se observó que, si se consideraban estos puntos, la correlación disminuía e inclusive, la pendiente de la recta se vuelve positiva. Para generar las gráficas se eliminaron dos puntos y solo se dejó la eficiencia de 45%, con esto el coeficiente de correlación era más cercano a 1 y la recta generada tiene un comportamiento más real, si el último punto se borra el coeficiente decae por debajo de 0.5. Estos puntos se pueden considerar *outliers* debido a que no se tenían las condiciones

estables de irradiancia solar para poderlos considerar.



Gráfica 4.9 Curva de caracterización térmica de acuerdo con la norma mexicana para la orientación este – oeste. Fuente: elaboración propia



Gráfica 4.10 Curva de caracterización térmica de acuerdo con la norma internacional para la orientación este – oeste. Fuente: elaboración propia

4.8 PRUEBA CON SIMULADOR SOLAR

El simulador solar del IER-UNAM cuenta con equipos listos para realizar pruebas, así como un adquisidor de datos probado. De esta forma, y considerando que no se depende de las

condiciones climáticas de ningún tipo, se realizó la prueba completa el día 29 de octubre del 2021, de aproximadamente las 8:00 a las 14:30 horas. La ilustración 4.13 muestra algunas imágenes de la prueba.

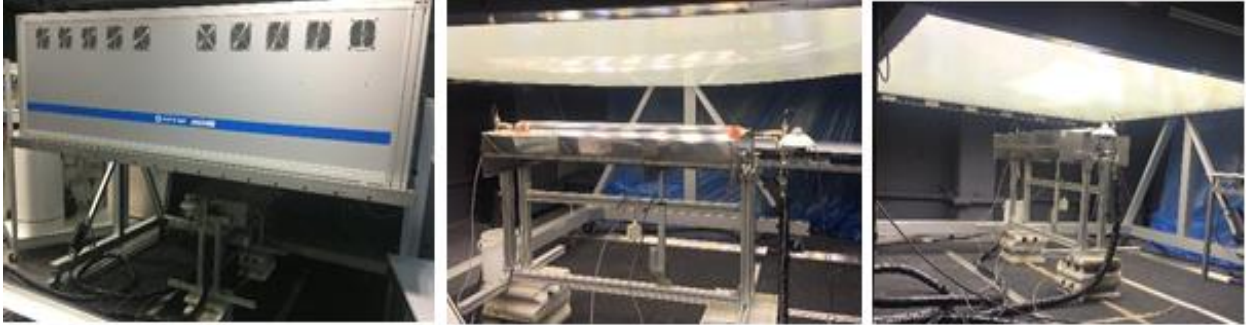
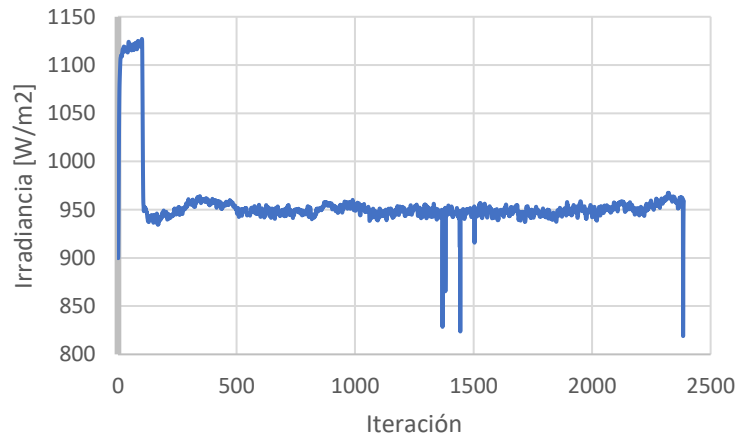


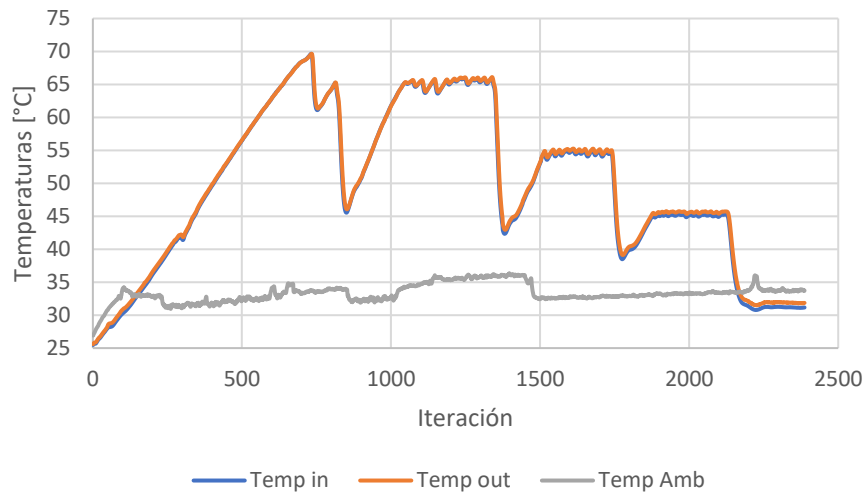
Ilustración 4.13 Fotografías de la prueba en el simulador solar. Fuente: elaboración propia

La gráfica 4.11 nos muestra la radiación solar simulada para la prueba. Es notable como se tienen condiciones muy estables de la irradiancia solar.



Gráfica 4.11 Radiación solar simulada. Fuente: elaboración propia

Se decidió realizar las pruebas para las temperaturas iniciales de 30°, 45°, 55° y 65° C, parecidas a las que se usaron en las pruebas al exterior. El sistema tiene un control interno con termopares muy sensibles, con hasta milésimas de grado de medición. Es importante llegar a la temperatura deseada y para esto el sistema tarda hasta 20 minutos para estabilizar la temperatura. Se comenzó con la temperatura más alta, ver gráfica 4.12. Y se consideró el tiempo para realizar 4 puntos por temperatura. Para estas instalaciones llevar a 0.84 l/min fue imposible, es un flujo muy pequeño. Se realizaron las pruebas con un flujo de 1 l/min en promedio.

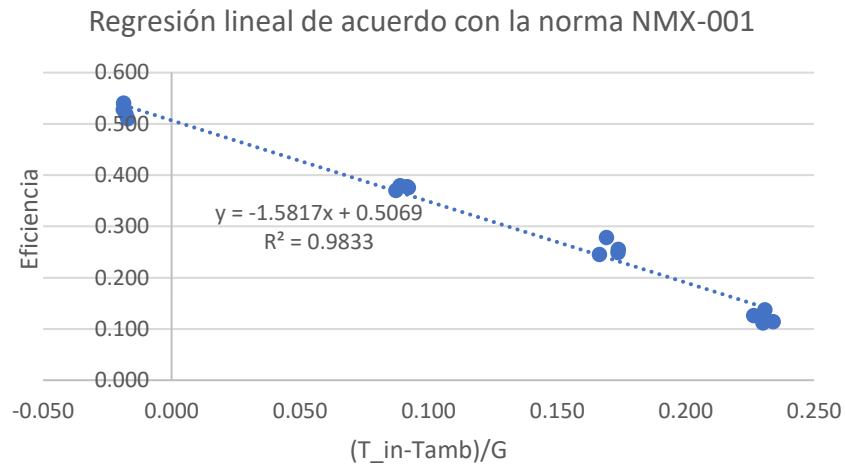


Gráfica 4.12 Temperaturas usando el simulador solar. Fuente: elaboración propia

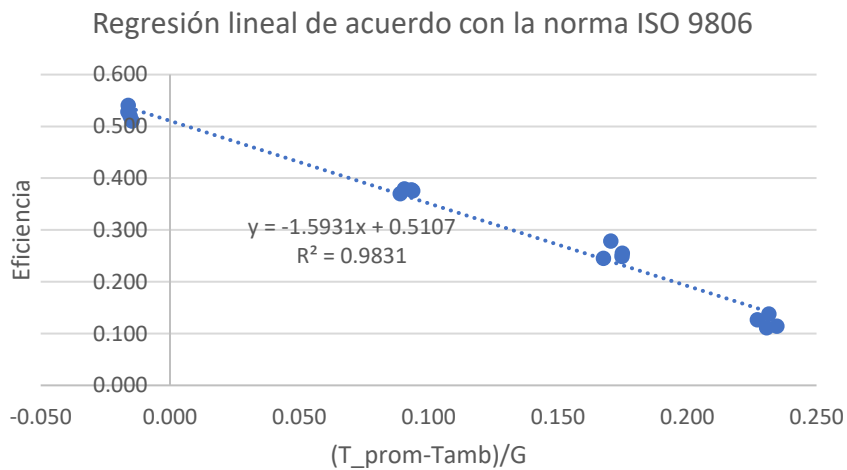
La gráfica 4.12 muestra cómo se comportaron las temperaturas en la prueba. Lo más importante a resaltar, es que apenas se nota el incremento de temperatura a la salida del tubo absorbedor. La diferencia de temperatura no sobrepasa un grado de temperatura.

Para tener claro que pasó con el canal parabólico, se realizó una prueba. Se obstruyó la radiación solar simulando un anillo de sombra en el piranómetro cerca del concentrador. Se observó que no se genera una sombra. De una radiación de aproximadamente 950 W/m^2 , se redujo a un aproximado de entre $800, 840 \text{ W/m}^2$. Se concluyó que la radiación Directa es la diferencia entre la global menos la difusa. De esta forma se realizaron los cálculos para obtener la verdadera irradiancia directa. Usando este nuevo valor se obtuvo la eficiencia instantánea de acuerdo con la fórmula 7. Considerando esta radiación se obtuvieron las gráficas características del desempeño térmico con el simulador solar, sin embargo, es claro que es una radiación pequeña que en condiciones reales no presenta concentración de radiación solar.

Independientemente del incremento de la temperatura, las gráficas 4.13 y 4.14 describen el desempeño del canal parabólico bajo estas condiciones. De nuevo las curvas se parecen entre sí, pero dejan ver nuevos datos. Ahora la pendiente es más pronunciada, pero se alcanzaron eficiencias de más del 50%. Además, los coeficientes de correlación son casi 1. Es decir, la línea que se genera con respecto a los puntos es más cercana a la realidad. Y es importante recalcar que los puntos son muy cercanos unos de otros, lo que deja ver la estabilidad del sistema.



Gráfica 4.13 Curva de caracterización térmica de acuerdo con la norma mexicana con el simulador solar. Fuente: elaboración propia



Gráfica 4.14 Curva de caracterización térmica de acuerdo con la norma internacional con el simulador solar. Fuente: elaboración propia

4.9 ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.9.1 Simulador solar

Se decidió usar el simulador solar para probar con concentradores debido a que el simulador tiene una opción que indica “concentración” y que otros factores como días nublados o que el laboratorio con el equipo preparado para caracterizar equipos estuviera ocupado.

El simulador tiene su propio sistema hidráulico y de adquisición, era de esperar que algunas condiciones variaran debido a que los equipos son diferentes. Por ejemplo, el flujo másico no se pudo bajar al requerido, de 0.84 L/min se subió a 1 L/min. Con respecto a los otros experimentos no fue demasiado, al menos, instintivamente se piensa que no es la razón principal para que el canal parabólico no haya calentado el fluido en lo esperado.

Las lámparas proyectan más de 800 W/m^2 , en promedio, de irradiancia hacia los paneles del simulador solar, los cuales luego la difunden al concentrador (ilustración 4.13). Sin embargo, no es irradiancia directa. Está trabajando en su mayoría con irradiancia difusa, lo que hace imposible probar concentradores solares en este dispositivo.

Lo que se rescata de los resultados es la distribución de los puntos en las gráficas de caracterización térmica, los cuales dan una idea de lo que se debería obtener mejorando los sistemas de control, seguimiento y adquisición de datos.

4.9.2 Orientación Norte – Sur con seguimiento Este-Oeste

En esta práctica se realizaron mediciones durante el día y por intervalos para alcanzar diferentes estados estables. La irradiancia solar estuvo en excelentes rangos, por arriba de los 750 W/m^2 , ver gráfica 4.2.

Durante las pruebas, existió un incremento de temperaturas de 3 a $3.5 \text{ }^\circ\text{C}$. En varias ocasiones cuando las fluctuaciones en las eficiencias se presentaron, ocurrieron cuando disminuían la irradiancia.

Como un resumen de los resultados, la tabla 4.3 muestra los promedios de las mediciones. Se observa que, siempre existe un calentamiento previo a la entrada del tubo absorbedor.

El aumento de temperatura a la salida del concentrado fue mayor en la primera prueba (30°C), con casi $4 \text{ }^\circ\text{C}$ en promedio, alcanzó inclusive los $4.5 \text{ }^\circ\text{C}$ en algunos momentos. La diferencia de temperaturas disminuyendo como se esperaba en cada prueba (al tener mayor temperatura de entrada y por tanto mayores pérdidas al ambiente). En el caso de los $50 \text{ }^\circ\text{C}$ como temperatura inicial, se observa un aumento de $0.4 \text{ }^\circ\text{C}$ con respecto al previo de $45 \text{ }^\circ\text{C}$; ligeramente es mayor, la causa probable es porque la irradiancia en ese momento superó los 900 W/m^2 .

Tabla 4.3 Datos promedio para las pruebas con orientación Norte-Sur con seguimiento. Fuente: elaboración propia

Temperatura T inicial	30°C	35°C	40°C	45°C	50 °C
Eficiencia	0.31	0.26	0.24	0.20	0.22
T de entrada [°C]	30.66	35.87	40.96	45.76	49.93
T de salida [°C]	34.47	39.08	43.82	48.09	52.56
Diferencia de Temp. [°C]	3.81	3.21	2.83	2.26	2.64

En cuanto a las gráficas de caracterización térmica, los puntos muestran que las eficiencias tuvieron pequeñas variaciones en todo el proceso, con una eficiencia de hasta 35%.

4.9.3 Orientación Este – Oeste sin seguimiento solar

Los resultados esperados fueron correctos. Se mantienen la estabilidad en las diferencias de temperatura y una eficiencia aproximada del 30 % prácticamente constante. Esto a pesar de la irradiancia irregular de ese día, ver gráfica 4.7.

Como un resumen de los resultados, la tabla 4.4 muestra los promedios de las mediciones. Se observa que hay pequeño incremento de temperatura a la entrada por las condiciones ambientales.

El aumento de temperatura a la salida del concentrador fue menor en la primera prueba (30°C), pero en ese momento bajo la irradiancia solar. La diferencia de temperaturas y la eficiencia aparentemente se mantuvieron casi constantes.

Tabla 4.2 Datos promedio para las pruebas en la orientación este – oeste sin seguimiento solar. Fuente: elaboración propia

Temperatura T inicial	30°C	40°C	45°C	50°C
Eficiencia	0.28	0.35	0.32	0.31
T de entrada [°C]	31.2	41.17	46.02	50.5
T de salida [°C]	34.11	44.58	48.9	53.16
Diferencia de Temp. [°C]	2.91	3.41	2.88	2.66

En cuanto a las curvas de eficiencia, esta configuración también tuvo variaciones en la eficiencia ya que no se sobreponen los puntos. En los puntos existió una eficiencia máxima de hasta 45%.

4.9.4 Comparación entre ambas orientaciones

La comparación entre las pruebas orientadas es válida solo cerca del mediodía solar. Varias horas antes o después de esta hora esta configuración deja de obtener suficiente radiación solar. Por ejemplo, en la última prueba a 50 °C, la irradiancia solar estaba en los 800 W/m², sin embargo, la temperatura iba disminuyendo conforme avanzaban los minutos (esto cerca de las 3:20 pm). Lo que apunta a señalar que la cantidad de irradiancia no es la misma ya que se reduce el área del colector por el ángulo de la incidencia de los rayos solares a esa hora.

Comparando los resultados de las tablas 4.1 y 4.2 de los resultados promedio, la prueba con orientación Este – Oeste sin seguimiento solar, mantiene dos puntos a favor:

1. Eficiencias más altas y por tanto diferencias de temperaturas ligeramente mayores.
- Mientras que el orientado Norte – Sur con seguimiento solar:
2. Tiene eficiencias más constantes.

En términos generales, las eficiencias de la orientación Este – Oeste (de 31.5% en promedio) son mayores a las que tienen seguimiento (de 24.6% en promedio). Sin embargo, considerando que el orientado Norte - Sur con seguimiento estaría diseñado para trabajar durante más horas se puede obtener calor durante más tiempo.

Por otro lado, se debe considerar las posibles variaciones en las eficiencias en las pruebas al exterior por la falta de total aislamiento de los sensores y mangueras provocando cambios en las condiciones de prueba.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES

Alcanzar los objetivos planteados en un principio es lo primordial de este trabajo. No obstante, el examinar el desempeño del equipo permite reconocer las debilidades y fortalezas del equipo, además de localizar las áreas de mejora y es posible la recomendación de las mejores o nuevas pruebas de desempeño a realizar.

Este capítulo se compone de las conclusiones del desempeño del seguimiento solar, de la caracterización térmica y finalmente contiene las conclusiones del proyecto. Las cuales conducen a las recomendaciones y actuaciones futuras.

5.1 SEGUIMIENTO SOLAR

Es importante comenzar mencionando que se logró el objetivo de seguimiento. Es decir, el concentrador solar puede mantener la misma trayectoria del Sol de este a oeste manteniendo como parámetro al ángulo horario, con desviaciones promedio de -0.118° y con una media de las desviaciones absolutas de 0.16° con respecto del Sol y la zona focal objetivo usando equipos asequibles para un estudiante. Sin embargo, se deben señalar las conclusiones que se encontraron durante el desarrollo del proyecto.

Con respecto al tipo de configuración en la cual colocar un concentrador solar, se encontró que la disposición con seguimiento Este–Oeste con respecto al eje Norte-Sur polar es la mejor para cualquier seguidor de un solo ángulo. Siendo el seguimiento de dos ángulos la idónea siempre. No obstante, se tienen que evaluar diferentes aspectos antes de la elección de la configuración. Por ejemplo, si el equipo tendrá seguimiento solar, o si se tiene una correcta alimentación para las tarjetas electrónicas y los actuadores. De igual manera el espacio y lugar donde se instalará es importante. Aunque en este trabajo solo se usó un canal parabólico, existen muchas configuraciones con varios donde el espacio es primordial por la generación de sombras y por el espacio de movimiento.

Un punto importante es la programación del seguimiento y adquisición de datos. El control se programó en LabVIEW® para beneficiarse de ya incluir la interfaz gráfica y también que es un lenguaje de programación que se viene usando en clases durante varios años. Lo que permite continuar con la labor educativa y demostrativa.

Para un sistema didáctico de este tipo, los resultados de seguimiento se consideran aceptables, ya que si bien existen perturbaciones la diferencia entre los ángulos estuvo en el intervalo entre -1.5° y 1.178° , en un promedio de -0.118° y con una media de desviaciones absolutas

de 0.16° , es decir, en la décima parte de un grado, como se mencionó antes. Lo que permitió obtener la diferencia de temperatura del sistema térmico. Cambiar el tipo de control por uno más fino o sensible, involucraría otro tipo de análisis matemático más complicado cuyos resultados podrían mejorar el movimiento, pero requeriría más elementos en la programación, probablemente otro tipo de electrónica y seguramente un actuador con diferentes características. En resumen, subiría el costo del equipo y se requeriría más tiempo para su desarrollo. Desde luego, no hay restricción para plantear mejoras.

El diseño mecánico conlleva una importancia preponderante para su funcionamiento y sobre todo para la óptica del equipo. Este primer diseño del canal parabólico no tomo en cuenta sujeciones para posibles pruebas de desempeño óptico. Si bien es cierto que sus dimensiones hacían relativamente fácil su movilidad, el acero inoxidable no es sencillo de trabajar sin las herramientas adecuadas. Es importante tener la estructura lista para poder montar cualquier dispositivo para pruebas considerando no solo tubos absorbedores sino superficies como blancos lambertianos.

Lo más importante en el desarrollo mecánico es tratar de eliminar los errores de la superficie reflectiva, ya que estos impactan directamente en el rendimiento. El error óptico total obtenido es de 28.63 mrad, con 14 mrad correspondientes al error de forma y 6 mrad al especular, estos valores se consideran altos comparado con el trabajo de Manterola (2019), quien realizó una metodología diferente, pero con una lámina del mismo material y fabricante. En su trabajo se obtuvo un error aproximado entre 4 y 9 mrad. Sin embargo, se sabe que el montaje de la placa es un motivo sumamente importante, y en el caso de este trabajo se obtuvo un error óptico alto por este motivo, pero que es susceptible de mejorar. Para esto se requieren métodos estandarizados para el montaje para minimizar los errores ópticos. Así como cuidados de mantenimiento permanentes y que el diseño mecánico no permita que la lámina reflectiva pierda su forma. Un diseño pensando estas características haría más robusta la estructura.

Para probar el desempeño óptico de los concentradores idealmente se requeriría una superficie lambertiana del largo del canal en cuestión. En el caso del usado se obtuvo solo uno mucho más pequeño, solo con el suficiente tamaño para observar el ancho del haz de luz en alguna zona del foco de la parábola.

Un plano lambertiano a lo largo de toda la longitud realmente no mejoraría la medición de la ubicación del centroide. Ya que idealmente es una línea recta que está en el foco de la parábola. Pero sí daría una buena idea sobre la concentración a lo largo de toda la longitud del concentrador. Ubicaría los puntos con menos o más concentración y se observaría donde se puede mejorar el diseño mecánico. Que básicamente es donde no hay costilla de soporte.

Durante el análisis de imágenes se observó que la superficie lambertiana no refleja la luz a un mismo nivel, tiene variaciones. Al obtener la concentración de irradiancia sobre el plano se notó que existen puntos con diferencias en sus valores, en algunos se obtuvieron picos de 10 Soles cuando el promedio es entre 6 y 7 Soles aproximadamente. Lo que lleva a la conclusión de que la superficie tiene imperfecciones solo notables para un software.

El programa para obtener centroides solo lo hace en una zona en específico, por eso se hace el recorte. Al menos para este programa, obtenerlo para una sección más grande sería posible que se requiriera un arreglo del blanco lambertiano diferente, uno que mostrará los puntos de referencia, el sensor gardon y un área más extensa de análisis. Para esto, quizás en una versión más adelante, se cambiaría la programación para tomar más puntos como centroide en el caso si aparecen puntos con valores iguales. Para luego hacer algún tipo de promedio ya que la sección del blanco lambertiano muestra variaciones de la irradiación concentrada dentro de una sección. Como

posible solución es probar con otras superficies antes de cambiar el programa. Pero aun quedaría pendiente adquirir un lente que abarque toda la longitud del canal. Aunque quizás si se tuviera este lente los detalles se perderían, pero se observaría el flujo en toda la extensión del canal.

El seguimiento de este concentrador provocó deslizamientos solo de hasta 4.5 mm aproximadamente del centroide del haz de luz concentrado. Esto indica que a pesar del movimiento siempre queda dentro del diámetro del tubo absorbedor de 3/8 de pulgada (9.525 mm) usado. Quedaría pendiente asegurar que no haya distorsión del haz concentrado por errores ópticos para aprovechar correctamente la concentración solar.

La comparación entre las simulaciones y el gardon resulta válida al obtener valores cercanos unos de otros en sus valores promedio. El comportamiento del gardon no es tan constante debido a las condiciones de las variables reales no consideradas en las simulaciones tales como vibraciones, viento, cambios en las irradiancias durante el día, etc.

5.2 CARACTERIZACIÓN TÉRMICA

Para conocer el desempeño del concentrador solar cilíndrico parabólico se realizaron tres pruebas: orientación Norte-Sur, orientación Este-Oeste y en el simulador solar. El objetivo es obtener un equipo didáctico donde es posible realizar múltiples prácticas de laboratorio con diferentes condiciones para obtener la caracterización térmica del equipo, lo cual fue logrado.

Sin embargo, el caso del simulador solar se considera solo un ejercicio ya que desde la instrumentación y flujo de agua son diferentes. Pero sobre todo los resultados de incremento de temperatura no son comparables a los otros dos métodos, debido a las condiciones de radiación directa. Usar el simulador como fuente de radiación no es apto para obtener estas curvas porque de acuerdo con la norma se necesita radiación difusa de menos del 20% y aquí prácticamente toda la radiación es difusa. En este sentido, el usar un simulador de este tipo no es adecuado para probar concentradores solares.

En el caso de la configuración del concentrador con orientación Norte-Sur con seguimiento Este-Oeste, los resultados de las pruebas de desempeño no muestran demasiada variación. Las eficiencias son prácticamente las mismas, los puntos en la curva no están demasiado separados. En esta prueba la eficiencia tuvo pequeñas variaciones y las posibles razones pueden ser desde que los sensores tuvieran alguna falla, que el equipo no este aislado térmicamente (mangueras, sensores, etc.), que la adquisición de datos no este correctamente sincronizada. Y por supuesto algunas afectaciones debido al seguimiento solar junto a una óptica deficiente pudieron ser mayores a lo pensado.

Este sistema muestra una estabilidad con posibilidades de mejorar, por ahora las temperaturas y el movimiento del actuador no son las mejores, lo que provoca que las eficiencias queden como se mostraron. No obstante, lo que afecta más la eficiencia son las bajas irradiancias.

La orientación Este-Oeste sin seguimiento se considera solo un ejercicio para poder tener un punto de comparación sobre los usos que se le podría dar al canal parabólico. En este caso se deben considerar varias cosas ya que no se tiene un seguimiento solar del equipo. Por ejemplo, discutir donde se instala, condiciones eléctricas, climáticas, de fijación al suelo, si existen edificios alrededor para horarios fuera del mediodía. Estas mismas condiciones son importantes para cualquier configuración, sin embargo, como es un equipo que permanece estático las condiciones del medio pueden afectarlo más.

Debido a las condiciones de irradiancia, en algunas pruebas se obtuvieron algunos puntos “outliers” que se tuvieron que borrar de las curvas características para obtener una mejor correlación.

La prueba este-oeste sin seguimiento demostró tener cierta estabilidad de las mediciones. Es muy probable que al estar estático las condiciones estuvieran más estables. Logró obtener una eficiencia de 30% en general, un poco por arriba que el que tiene seguimiento. Sin embargo, es importante resaltar que solo se probó el equipo alrededor del mediodía solar. Es claro que en horas no cercanas a esta hora la irradiancia no es la misma y por lo tanto su desempeño no es igual.

5.3 CONCLUSIONES GENERALES

El equipo puesto en marcha en este trabajo es la primera versión de un equipo didáctico, que, por sus dimensiones y bajo costo, sería posible llevar a casa para continuar las tareas y al mismo tiempo continuar con el proceso enseñanza-aprendizaje. Pero no por ser el primero de su tipo no se dejaron de obtener los objetivos propuestos al principio con resultados comparables a otros concentradores.

En primera instancia, se alcanzó el objetivo de seguir al Sol como se explicó anteriormente, sin embargo, aún puede mejorarse el desempeño. El movimiento del dispositivo es imprescindible. Requiere movimientos suaves para no crear picos o caídas de temperatura al mover todo el fluido o desenfocar el haz de luz concentrado. Es importante no tener movimientos bruscos, violentos o prolongados. Con capacidad de giro de 360° para proteger el sistema del clima y para su resguardo.

Además, se tiene una interfaz de monitoreo y evaluación con un programa común que muchos alumnos pudieran programar. Este software permite monitorear y manejar algunas variables en tiempo real para mejorar los posibles errores. Sin embargo, una vez conocido el comportamiento del equipo, y si solo se pretende conocer el desempeño, se puede hacer solo usando un microcontrolador en una tarjeta de desarrollo. La electrónica de este tipo permite una programación robusta para que funcione de manera autónoma, esto dependiendo de los objetivos que se busquen. No obstante, se comprobó que es posible usar electrónica de bajo costo para diferentes objetivos.

Debe mencionarse que se identificaron los eslabones débiles del concentrador susceptibles a mejorar. Por ejemplo, los materiales y el ensamblado de los canales son sumamente importantes. Quizás resulte favorable rediseñar la estructura del canal considerando dejar la superficie reflejante sin modificaciones, con mayores puntos de apoyo sin sacrificar estabilidad en la estructura ante el clima y ciclos de trabajo. Considerando materiales más ligeros y fáciles de trabajar y manejar.

Se obtuvieron los errores ópticos del concentrador, comprobando que la óptica es sumamente importante. Se encontró que la concentración solar no es homogénea en todo el tubo absorbedor debido a estos errores.

Y finalmente, luego de alcanzar las metas anteriores, se logró el objetivo de caracterizar térmicamente al concentrador alcanzando entre 3°C y 4°C de aumento de temperatura bajo estas condiciones. Para conocer el rendimiento del canal se realizaron dos ejercicios para comparar los resultados obtenidos. Estas actividades bien podrían usarse como prácticas complementarias en el salón de clases.

Sin embargo, no se trata de escoger cual orientación es mejor o peor. Sino de conocer sus características, ventajas y desventajas de ambas. Y con esa información saber elegir alguno de los

dos de acuerdo con las condiciones que se tengan, desde económicas, espacios, humedad, eléctricas, etc.

Este prototipo es un sistema estudiantil, cuyas primeras pruebas fueron las mostradas. Cada parte influye, desde los termopares de calidad hasta su colocación y validación. Así como también, la adquisición de los datos, aislamiento de los componentes, que no haya vibraciones o elementos que modifiquen las pruebas. Ya que la variación en el desempeño se debe al no tener estables todas las variables del sistema.

Se mostraron altos valores de errores ópticos comparados al concentrador de Manterola (2019) quien obtuvo hasta 9 mrad solamente. Así mismo se tuvieron algunas variaciones en el clima y en el sistema; sin embargo, se obtuvieron resultados comparables a otras curvas de caracterización de calentamiento solar y diferencias de temperatura de aprox. 4°C en promedio. Si se mejoran estos errores ópticos y en días sin nubes es posible alcanzar mayores concentraciones solares y, por lo tanto, quizás al menos un incremento de un grado de temperatura. Sigue siendo viable el uso de estas tecnologías aún con algunos errores de diseño y montaje.

Aún se puede mejorar el desempeño si se consideran aspectos importantes como el diseño mecánico, la instalación, el montaje y hasta la limpieza. De igual forma, el tener un buen sistema de monitoreo o pruebas definidas de desempeño óptico, con accesorios diseñados para la estructura, con fácil acceso y colocación podrían hacer las prácticas fáciles de hacer y sin perder demasiado tiempo instalado. Pero sobre todo para obtener los mejores resultados y el mejor entendimiento de los fenómenos.

Es importante mencionar que se requieren más pruebas para observar el comportamiento del sistema. Por ejemplo, usando absorbedores de diferentes diámetros u otras características. Quizás pruebas de seguimiento solar con el sistema lleno con agua, ya que la prueba mostrada tenía la configuración de prueba óptica; realizado así para comparar los valores del sensor gardon y los del procesamiento de imágenes. En este caso, se esperaría que la diferencia entre los ángulos fuera menor al no tener la inercia de los elementos del blanco lambertiano. Por otro lado, a mayor temperatura la eficiencia decrece, como prueba de la termodinámica. En algún punto, con temperatura alta ya no se calentará nada el agua, encontrar este punto sería un buen ejercicio.

Los resultados de haber usado un blanco lambertiano de 15 cm, en la prueba óptica, se puede generalizar para toda la lámina ya que lo que se buscaba era la desviación vertical de haz concentrado, y esto, en el mejor de los casos (cuando el haz no tiene desviaciones) no debería variar demasiado verticalmente. Por otro lado, para hacer el análisis térmico del software, el blanco lambertiano debería cubrir toda la longitud horizontal para obtener valores no solo en una zona. Esta prueba se realizó solo para tener otro punto de referencia de cuanto es la concentración alcanzada en una zona del canal ya que el objetivo era saber cuan desviado estaba el haz del centroide.

Finalmente, se probó que puede diseñarse y probarse un concentrador solar del tipo canal parabólico de pequeñas dimensiones. Útil para probar los conceptos vistos en clase y para que cualquier alumno pueda realizar sus pruebas.

Aunque la pandemia sorprendió a todos, se pueden preparar elementos y herramientas simples para continuar enseñando ciencia en casos como los de estos años donde la salud es lo más importante, o que simplemente faciliten el aprendizaje en casa a distancia.

5.4 PROYECCIONES A FUTURO

En la medida en que el sistema mejore se puede hacer un mejor equipo didáctico y amigable para el proceso enseñanza–aprendizaje. Y aunque se cumplieron los objetivos planteados existen varios aspectos que se pueden ajustar para usar el equipo como herramienta auxiliar en las clases.

Por ejemplo, mejorar el sistema de adquisición para la toma de temperaturas. Los sensores tienen variaciones. Si se requiere usar el equipo tal cual esta, al menos se pueden obtener termopares con mejor precisión para obtener mejores lecturas de la temperatura.

Desde luego se deben aislar los equipos para evitar intercambios de calor no requeridos. Es importante tanto para no tener pérdidas de calor como ganancias que hagan que las mediciones y curvas sean confusas en la caracterización térmica. Estos cambios pueden llevarse a cabo por los alumnos y así pueden comprobar por sí mismos la dificultad de instrumentar un equipo y reafirmar conceptos de clases.

Otra opción es probar el equipo en instalaciones con equipos listos para caracterizar equipos. El IER cuenta con el laboratorio LAPECAS, por ejemplo.

Es pertinente tener un equipo de pruebas adecuadas para mejorar la prueba óptica. En este punto se puede desarmar el canal parabólico y realizarle las mejoras necesarias. O, por otra parte, diseñar otro canal y construirlo desde el inicio considerando todas las mejoras.

Es un hecho que se debe mejorar la óptica del concentrador para reducir los errores ópticos. Para esto se debe analizar la evolución del diseño mecánico del canal. Luego de esta mejora, es un buen ejercicio el volver a caracterizar para observar los cambios de eficiencia.

Adicionalmente, el programa de análisis de imágenes también está en sus primeras versiones. En esta tesis solo se usó como un auxiliar, pero podría tener mejores versiones para procesamiento de imágenes de los canales creados en el Instituto de Energías Renovables.

De igual modo, se pueden implementar nuevas actividades para mejorar las clases. Por ejemplo, se pueden diseñar al menos dos prácticas de laboratorio: una con orientación Norte-Sur y seguimiento solar, y otra con orientación Este-Oeste sin seguimiento y por supuesto tratar de ampliar los horarios de las pruebas.

Una vez teniendo las mejoras del equipo y un mejor sistema de adquisición se puede implementar otra práctica adicional con diferentes tubos absorbedores, es decir, diferentes diámetros, diferentes pinturas selectivas, diferentes materiales de los tubos, inclusive tubos al vacío si es posible.

Una de las mejoras con mayor beneficio es el cambio de actuador. A pesar de que uno lineal es barato y con cierta fiabilidad, su rango de movimiento es limitado. En primera instancia se podría cambiar de lugar para obtener más rango de movimiento, aunque signifique modificar la estructura, inclusive podría ser uno más largo. Pero al final del día, la mejor opción es cambiar el actuador. Se requiere uno capaz de girar 360° al concentrador para llevarlo a diferentes posiciones de acuerdo con las condiciones de trabajo.

- [17] Duffie, J. A., Beckman, W. A., & Blair, N. (1980). *Solar engineering of thermal processes*. John Wiley & Sons.
- [18] Duran, P., Barbosa, J. G., Quinto, P., & Moreno, L. (2016). *Concentrador Solar PDR Con Seguimiento Solar*.
- [19] Fernández-Vega. (2019). *Semejanzas y diferencias entre el ojo humano y la cámara de fotos*. 3.4 <https://fernandez-vega.com/blog/semjanzas-diferencias-ojo-humano-camara-fotos/>
- [20] Financial Times,(2015). Cleanergy to unveil Dubai concentrated solar power project. <https://www.ft.com/content/a0983408-7597-11e5-a95a-27d368e1ddf7>
- [21] Flores Lara, V., Sánchez Espejel, M., Bedolla Hernández, J., & Bedolla Hernández, M. (2021). *Concentración y distribución de radiación solar en el receptor de un concentrador de disco parabólico*.
- [22] García Valladares, O. (2020). *Curso de Sistemas Térmicos, Presentación de apoyo*.
- [23] Gasca, C. A. E., Bulnes, C. A. A., & others. (2010). *Las energías renovables: la energía solar y sus aplicaciones*.
- [24] Giovinazzo, C., Bonfiglio, L., Gomes, J., & Karlsson, B. (2014). Ray tracing modelling of an asymmetric concentrating PVT. *Eurosun 2014, 16-19 September 2014, Aix-Les-Bains, France*.
- [25] Grupo SENER (2020). Planta solar térmica Gemasolar. <https://www.energy.sener/es/proyecto/gemasolar>
- [26] Gutiérrez, D. H. G., & Chávez, V. E. R. (2012). Implementación de seguidor solar en dos ejes para el Sistema Fotovoltaico de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la UES. *Universidad de El Salvador*.
- [27] Hession, P. J., & Bonwick, W. J. (1984). Experience with a sun tracker system. *Solar Energy*, 32(1), 3–11.
- [28] Hukseflux Thermal sensors. (2022). *SBG01 heat flux meter*. <https://www.hukseflux.com/products/heat-flux-sensors/heat-flux-meters/sbg01-heat-flux-meter>
- [29] IDEAM - Instituto de Hidrología, M. y E. A. (n.d.). *Radiación Solar*. Retrieved February 10, 2022, from <http://www.ideam.gov.co/web/tiempo-y-clima/radiacion-solar-ultravioleta>
- [30] IRENA. (2020). *Estadísticas de capacidad renovable*.
- [31] Iriarte Cornejo, C. (2020). *Evaluación teórica y experimental del efecto de los errores de pendiente y canteo en helióstatos concentradores sobre la distribución del flujo solar concentrado*.
- [32] Kalogirou, S. A. (1996). Design and construction of a one-axis sun-tracking system. *Solar Energy*, 57(6), 465–469.
- [33] Kalogirou, S. A. (2013). *Solar energy engineering: processes and systems*. Academic press.
- [34] la Cruz Casaño, C., Aduato, C. L., Espinal, J. M., Ravichagua, R. C., & Malpartida, I. R. (2012). Seguidor solar adaptativo basado en un controlador lógico programable para paneles fotovoltaicos. *Apuntes de Ciencia & Sociedad*, 2(2).
- [35] Laboratorio de Pruebas de Equipos de Calentamiento Solar (LAPECAS). (n.d.). *Dictamen Térmico*. Retrieved February 13, 2022, from <http://www.lapecas.ier.unam.mx/l2-norma001.html>
- [36] Laboratorio Nacional de Sistemas de Concentración Solar y Química Solar. (2015). *Concentración Solar*. <http://www.concentrationsolar.org.mx/concentracion-solar>
- [37] Machado Toranzo, N., Lussón Cervantes, A., Oro Carralero, L. L., Bonzon Henríquez, J., & Escalona Costa, O. (2015). Seguidor Solar, optimizando el aprovechamiento de la energía solar. *Ingeniería Energética*, 36(2), 190–199.

- [38] Manterola, G. (2019). *Sistema de seguimiento, modelado numérico y validación experimental de un prototipo de concentrador cilíndrico parabólico para la generación de calor de proceso*.
- [39] Meinel, A. B., & Meinel, M. P. (1982). *Aplicaciones de la energía solar*. Reverte.
- [40] Mejía, A. E., Londoño, M. H., & Osorio, J. C. (2010). Diseño e implementación de un seguidor solar para la optimización de un sistema fotovoltaico. *Scientia et Technica*, 1(44), 245–250.
- [41] National Geographic. (2022). *El Sol*. <https://www.nationalgeographic.es/espacio/el-sol-0>
- [42] Norma Mexicana NMX-ES-001-NORMEX-2005 (2005). Normex
- [43] Norma Internacional ISO 9806: 2017 (2017). ISO.org
- [44] Octavio García Valladares. (2020). *Normatividad Sistemas Termosifónicos*.
- [45] OMEGA Engineering inc. (2022). *Termopar: Tipos y Aplicaciones*. <https://mx.omega.com/prodinfo/termopar.html>
- [46] Pérez Rábago, C. A. (2021). *Apuntes de Óptica de sistemas de concentración solar*.
- [47] Saymbetov, A., Mekhilef, S., Kuttybay, N., Nurgaliyev, M., Tukymbekov, D., Meiirkhanov, A., Dosymbetova, G., & Svanbayev, Y. (2021). Dual-axis schedule tracker with an adaptive algorithm for a strong scattering of sunbeam. *Solar Energy*, 224, 285–297.
- [48] Schmutz, W., Fehlmann, A., Finsterle, W., Kopp, G., & Thuillier, G. (2013). Total solar irradiance measurements with PREMOS/PICARD. In AIP conference proceedings (Vol. 1531, No. 1, pp. 624-627). American Institute of Physics.
- [49] Secretaría de Energía, S. (2019). *Balance Nacional de la Energía_250221*.
- [50] Sharma, M. K., & Bhattacharya, J. (2020). A novel stationary concentrator to enhance solar intensity with absorber-only single axis tracking. *Renewable Energy*, 154, 976–985.
- [51] Solar Payback. (2018). *Calor Solar para la Industria de México*.
- [52] Solid State Cooling Systems. (2020). *THERMOCUBE 200-500 THERMOELECTRIC CHILLER MANUAL*. <https://www.badgermeter.com/es-us/blog-informacion-privilegiada/medidores-de-flujo-que-son-y-como-funcionan/>
- [53] Solec, Solar Energy Corporation (2022). *Solkote Technical Specifications* <https://www.solec.org/solkote/solkote-technical-specifications/>
- [54] Spencer, J. W. (1971). Fourier series representation of the position of the sun. *Search*, 2(5), 172.
- [55] Stirling Energy Systems (2008), *Stirling Disc*. Photo by Randy J Montoya. <http://www.stirlingenergy.com/news-media/images-video.html#>
- [56] The World Bank, & SOLARGIS. (2020). *Mapa de radiación directa normal (DNI) en México*. <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/world>
- [57] Universidad de Jaén. (2006). *POSICIÓN RELATIVA SOL SUPERFICIE HORIZONTAL*.
- [58] Wendelin, T., Dobos, A., & Lewandowski, A. (2013). *SolTrace: a ray-tracing code for complex solar optical systems*.