



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

**SISTEMAS DE CONCENTRACIÓN SOLAR DE ALTO FLUJO
RADIATIVO HOMOGÉNEO PARA LA
CARACTERIZACIÓN DE CELDAS FOTOVOLTAICAS**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

DOCTOR EN INGENIERÍA EN ENERGÍA

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

P R E S E N T A:

MI. Ernesto Anguera Romero

TUTOR:

Dr. Claudio A. Estrada Gasca
Instituto de Energías Renovables

Temixco, Mor. Enero de 2022



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

II

JURADO ASIGNADO:

Presidente: **Dr. Claudio A. Estrada Gasca**

Secretario: **Dr. Aarón Sánchez Juárez**

Vocal: **Dr. Arturo Fernández Madrigal**

1 er. Suplente: **Dr. David Riveros Rosas**

2 do. Suplente: **Dr. Camilo A. Arancibia Bulnes**

Lugar donde se realizó la tesis:

**Instituto de Energías Renovables – Universidad Nacional Autónoma de México,
Temixco, Morelos, México.**

Director de tesis:

Dr. Claudio A. Estrada Gasca

FIRMA

Dedicada a:

Silvia Romero,

mi madre, que nunca dejo de creer en mi
y fue linterna de mis momentos más oscuros

Ernesto Anguera,

mi padre, quien me enseñó el amor y respeto al trabajo

Agradecimientos

En particular quiero agradecer de manera especial: al Dr. Claudio A. Estrada Gasca, mi director de tesis, por su confianza, paciencia y todo el apoyo que siempre me brindo; después de este camino lo consideró un amigo ejemplar, honesto y entrañable.

Al Dr. Aarón Sánchez, por el apoyo que me brindo y sus valiosos comentarios en todas las evaluaciones, por los cursos que me brindo en maestría de sistemas Fotovoltaicos y la experiencia de trabajar de la mano en el proyecto Tetlamatzin, que fue una gran inspiración para continuar investigando en el área de fotovoltaicos.

Al Dr. Camilo Arancibia, por su revisión de la tesis, y por haber contribuido a mi formación en esta área del conocimiento.

A los Dres. Arturo Fernández Madrigal y David Riveros Rosas por su paciente revisión de la tesis y por los valiosos comentarios que enriquecieron este trabajo, por sus valiosos comentarios al planteamiento de la tesis, por el interés que ha mostrado en ella y en mi trabajo.

A mi amiga y colega la Dra. Estefanía Brito por todas esas horas que pasamos instrumentando el FRESNEL y por todos los proyectos subsecuentes en los que trabajamos juntos. A mis amigos Irving Cruz Robles, Javier Licurgo, Héctor González, Luar Moreno Álvarez, Ricardo Pérez y José María Serrano, que me apoyaron en la construcción, operación y montaje de varios de mis equipos. Y ciertamente hicieron del posgrado una experiencia además de amena, entrañable.

A los técnicos académicos MI. Rogelio Morán Elvira y el Dr. Carlos Alberto Pérez Rábago, que me apoyaron técnicamente en la manufactura de muchas de las piezas para la construcción de los prototipos, así como la operación de varios equipos; también me brindaron muchos consejos para mejorar mis diseños.

En general al personal administrativo del IER, particularmente a Lourdes Araujo, Manuel González, Martha Hernández y Maribel Fernández, con quienes, a cada problema, se encuentra una solución. Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, así como al laboratorio Nacional de Sistemas de Concentración Solar y Química Solar (LACYQS) por el apoyo económico para realizar este trabajo de investigación.

Índice General

Resumen	VII
Índice de Figuras	VIII
Índice de Tablas	XII
1 Introducción	1
1.1 Energía y medio ambiente	2
1.2 Energía Solar	5
1.3 Tecnología Fotovoltaica	11
1.4 Concentración solar fotovoltaica	15
1.5 Objetivos.....	30
2 Óptica y Homogeneización de Flujo en los sistemas CFV	32
2.1 Iluminación no uniforme en sistemas CFV	34
2.2 Caracterización de celdas CFV	46
3 Homogeneización de flujo radiativo en el HOSIER	52
3.1 Análisis óptico de los homogeneizadores	53
3.2 Diseño, simulación y construcción de homogeneizadores para el HOSIER..	61
3.3 El HOFAC-PR y la optimización de la homogeneidad en el HOSIER.....	68
3.4 Conclusiones de la experimentación con homogeneizadores en el HOSIER	76
3.5 Concepto de uniformidad fotovoltaica para arreglos en serie.....	83
4 El diseño del FRESNEL	88
4.1 El diseño óptico del concentrador solar.....	89
4.2 El diseño mecánico del sistema FRESNEL	108
4.3 Sistemas de automatización y control del FRESNEL	127
5 Conclusiones y futuros estudios del FRESNEL	134
5.1 Conclusiones.....	135
5.2 Futuros campos de investigación	143
Bibliografía	148

Apéndices	151
Apéndice A1	151
Apéndice A2	154
Apéndice B1	155
Apéndice C1.....	156
Apéndice C2.....	157
Apéndice C3.....	158
Apéndice D1	159
Anexos	175
Anexo 1	175

Resumen

El presente trabajo está enfocado en la caracterización de dispositivos fotovoltaicos, sometidos a flujos radiativos altamente concentrados y distribuidos de manera uniforme sobre una superficie. Para ello se ha realizado una extensa investigación sobre la tecnología actual de concentración fotovoltaica (CFV), se han realizado experimentos con celdas y módulos CFV comerciales y se han desarrollado instrumentos ópticos para su caracterización, diseñados en el Instituto de Energías Renovables aprovechando la infraestructura, que forma parte del proyecto Laboratorio de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración LaSiFoC, que a su vez es parte del Laboratorio Nacional de Sistemas de Concentración Solar y Química Solar (LASYS).

En el documento se reportan los primeros experimentos de homogeneización de flujos radiativos altamente concentrados realizados en el Horno Solar del Instituto de energías renovables (HoSIER), también de LASYS, con Homogeneizadores huecos de paredes internas reflectivas de primera y segunda superficie. Resultado de esta investigación se construyó un instrumento de *homogeneización de flujos radiativos altamente concentrados, de paredes refrigeradas* denominado HOFRAC-PR. Los resultados de las campañas experimentales, simulaciones y análisis de imágenes son comparados entre sí para evaluar la eficacia de los dispositivos y la viabilidad de utilizar el HoSIER como un laboratorio de caracterización fotovoltaica.

Con base en los resultados obtenidos de la campaña experimental en el HoSIER se propone el diseño óptico y mecánico de un instrumento independiente que permita medir el desempeño de celdas fotovoltaicas de concentración. *El heliostato focalizador retráctil como sistema de evaluación para generadores eléctricos con concentración solar de no imagen* (FRESNEL, por sus siglas en inglés), es actualmente el único en su tipo ya que consta de un concentrador Fresnel-Cassegrain, capaz de regular la intensidad de concentración al enfocar o desenfocar, sol a sol, los 1800 espejos planos que componen el primer elemento óptico de reflexión, mediante el uso de dispositivos neumáticos y servomotores. Como segundo elemento óptico el instrumento cuenta con un espejo plano de primera superficie, una torreta de seguimiento en el eje azimutal y cenital, un sistema de posicionamiento y desenfoco para el control térmico y de tiempos de exposición de las muestras, un sistema de medición y adquisición de datos, integrando todo mediante un sistema SCADA.

Índice de Figuras

Figura 1.1. Gráficas de consumo y mix energético renovable en México.	4
Figura 1.2. Nuevas adiciones a la capacidad de generación eléctrica en Estados Unidos.	6
Figura 1.3. Distribución de la irradiancia solar promedio anual sobre la superficie terrestre.	6
Figura 1.4. Capacidad instalada de potencia Renovable en el Mundo. (<i>REN21 2018</i>).	7
Figura 1.5. Crecimiento de la capacidad instalada de la tecnología CSP.	9
Figura 1.6. Crecimiento de la capacidad instalada Fotovoltaica en Estados Unidos.	11
Figura 1.7. Una corriente eléctrica es generada en la interfaz de la unión p-n.	13
Figura 1.8. Evolución del LCOE de plantas FV, CSP y CFV en ubicaciones con alta irradiancia solar	16
Figura 1.9. Mapa mundial de radiación normal directa	17
Figura 1.10. Costo nivelado de la Electricidad (LCOE) de los sistemas CFV con altos niveles de concentración solar	18
Figura 1.11. Procesos de pérdidas en celdas solares estándares.	19
Figura 1.12. Récord mundial de eficiencia en conversión para varias tecnologías fotovoltaicas (NREL, 2021)	21
Figura 1.13. Espectro de Radiación Solar AM1.5D y Arquitectura de la Celda Multicapa.	23
Figura 1.14. Esquema de un circuito equivalente para una celda solar.	24
Figura 1.15. Curvas IV para un buen contacto de los dedos y un mal contacto.	26
Figura 1.16. (a) Curvas I-V medidas a diferentes niveles de concentración para una celda concentradora de triple unión y (b) eficiencia medida y factor de forma.	26
Figura 2.1. Dibujo esquemático de un concentrador de foco puntual del tipo parabólico	34
Figura 2.2. Pérdidas que ocurren en los sistemas CFV.	36
Figura 2.3. El experimento de Mahan para medir la distancia de difusión de la luz.	39
Figura 2.4. Distribución de la densidad de corriente y del voltaje superficial en celdas.	41
Figura 2.5. Curvas I-V simuladas: razón de concentración de 22.7, a una temperatura promedio de 69°C.	42
Figura 2.6. Curvas I-V medidas y simuladas bajo una irradiancia no uniforme impuesta por filtros para una irradiancia pre-filtrada.	45
Figura 2.7. Comparación entre: a) Espectro de radiación global y normal directa en UCY, espectro WACOM en ESTI y el estándar AM1.5d. b) Espectro de un simulador GPS-I.	47
Figura 2.8. Comportamiento IV de una celda solar, irradiada a diferentes niveles de concentración, para los espectros UCY y ESTI	48
Figura 2.9. Simulador solar	49
Figura 2.10. a) Distribución de intensidad de flujo radiativo sobre la muestra, b) Variación espectral.	50
Figura 3.1. Homogeneización de flujo con homogeneizadores rectangulares huecos.	53
Figura 3.2. Distribución de flujo radiativo en la apertura y salida de un homogeneizador.	54
Figura 3.3. Simulaciones de la distribución de flujo radiativo a la salida de un homogeneizador vs un tubo de luz circular.	57
Figura 3.4. Análisis de independencia de maya para el trazado de rayos.	59
Figura 3.5. Uniformidad del Flujo para homogeneizadores con las siguientes áreas transversales: Triángulo, Cuadrado, Pentágono, Hexágono, Octágono, Decágono y Círculo.	60
Figura 3.6. Esquema del dispositivo experimental utilizado para la toma de imágenes en un receptor dentro de un caleidoscopio.	62
Figura 3.7. Primer experimento de homogeneización de flujo radiativo.	63

Figura 3.8. Imágenes CCD del receptor dentro del Homogeneizador en el HOSIER. Experimento con atenuador al 10%	64
Figura 3.9. Homogeneizador de flujo radiativo fracturado por estrés térmico.	65
Figura 3.10. Uniformidad y diferencial de número de Bins vs Distancia para el Homogeneizador 1.	66
Figura 3.11. Mejoras en el diseño del Homogeneizador 2.....	67
Figura 3.12. Uniformidad de flujo radiativo para un receptor dentro de los Homogeneizadores 1 y 2.	68
Figura 3.13. Esquema del dispositivo HOFRAC-PR en operación.....	69
Figura 3.14. Modelación de la distribución de la temperatura HOFRAC-PR en operación.	70
Figura 3.15. HOFRAC-PR sin tapas.....	72
Figura 3.16. HOFRAC-PR instalado en el HOSIER	72
Figura 3.17. Medición de la temperatura del HOFRAC-PR en operación, con diferentes porcentajes de apertura del HOSIER.....	73
Figura 3.18. Medición de la densidad de flujo con un Gordon dentro del HOFRAC-PR en operación, con diferentes porcentajes de apertura del HOSIER.	74
Figura 3.19. Análisis de transmitancia del HOFRAC-PR para cuatro rayos seleccionados.....	75
Figura 3.20. Gráfica de homogeneización de flujo radiativo en el HOFRAC-PR y su comparación con los Homogeneizadores 1 y 2.	77
Figura 3.21. perfil de distribución de flujo concentrado (En el foco del HOSIER).....	78
Figura 3.22. Superior: esquema de las instalaciones del HOSIER. Inferior: Simulación del trazado de rayos de los obstáculos en el HOSIER.....	80
Figura 3.23. Gráfica del impacto en la distribución del flujo a la salida del HOFRAC-PR debida a la combinación de obstáculos en el HOSIER.	81
Figura 3.24. Gráficas de contorno para la distribución del flujo a la salida del HOFRAC-PR en el HOSIER con el receptor a 18cm.....	82
Figura 3.25. Izquierda. Distribución de flujo radiativo y su relación respecto al valor mínimo. Derecha. Su relación respecto al promedio.	85
Figura 3.26. Distribución de flujo radiativo en el receptor a 25cm,18cm y 16cm. (Intensidad de flujo en unidades adimensionales)	86
Figura 3.27. Izq. Eficiencia y potencia máxima simuladas de un arreglo de 16 celdas conectadas en serie para todo el recorrido del Homogeneizador.	87
Figura 4.1. Distribución de la Radiación en el receptor de un campo de Heliostatos..	91
Figura 4.2. Esquema de reflexiones para un Heliostato hacia tres receptores..	91
Figura 4.3. Distribución de la intensidad de flujo para tres blancos lambertianos.	92
Figura 4.4. Diseño conceptual de concentradores de no imagen con facetas planas.	93
Figura 4.5. Simulación con SOLTRACE de Arreglo Matricial Polar vs Rectangular..	96
Figura 4.6. Simulación de un arreglo paraboloidal facetado vs Fresnel plano.	97
Figura 4.7. Perfiles de distribución de flujo radiativo concentrado en el plano del foco optimo obtenidas para diferentes concentradores FRESNEL del tipo paraboloidal y plano.....	98
Figura 4.8. Simulación la radiación solar concentrada en un receptor por diferentes Concentradores FRESNEL con foco en 1.5m.....	99
Figura 4.9. Esquema de distribución lineal de espejos en un concentrador Fresnel.....	101
Figura 4.10. Simulación en SOLTRACE con 10 000 000 de rayos, para un concentrador de 1986 espejos..	104
Figura 4.11. Componentes Mecánicos del FRESNEL.....	108
Figura 4.12. Esquema del principio de focalización de los arreglos en el FRESNEL.....	110
Figura 4.13. Dispositivo de alineación automática de un arreglo de espejos.	111
Figura 4.14. Sección detallada del dispositivo de alineación automática de un espejo del arreglo.....	112
Figura 4.15. Servomotor AX-12A DYNAMIXEL	113

Figura 4.16. a) Primer diseño de minirotula para la orientación de los espejos de los anillos acoplados a los actuadores. b) Minirotula comercial Ommlite.....	113
Figura 4.17. Minirotulas con espejos instalados en el último anillo del FRESNEL. El arreglo se encuentra en posición de focalización.....	114
Figura 4.18. Estructura de soporte para el primer elemento óptico sobre Torreta de seguimiento solar.	116
Figura 4.19 Configuración de los semianillos del ESPEO. Izquierda; radios de los anillos con mini rótulas. Derecha; espejos ubicados en los arreglos.....	117
Figura 4.20 Arreglos Semicirculares del Primer Elemento Óptico sobre el ESPEO.....	118
Figura 4.21 Arreglos Semicirculares del Primer Elemento Óptico sobre el ESPEO con dos actuadores lineales.	118
Figura 4.22. Canasta para actuadores y Actuadores Neumáticos FESTO	119
Figura 4.23. Ubicación de los actuadores neumáticos de los anillos posicionadores y sus radios correspondientes.	120
Figura 4.24. Soporte de espejo secundario.	122
Figura 4.25. Acoplamiento de la guía cónica para el porta muestras en el EPSEO.....	123
Figura 4.26. Cámara de vacío para el porta muestras. Izquierda: cámara de vacío. Derecha: componentes de la cámara.	124
Figura 4.27. Propiedades ópticas de la ventana de cuarzo de la cámara portamuestras..	125
Figura 4.28. Mini carro EGSL de FESTO.....	126
Figura 4.29. Vista isométrica del FRESNEL.	126
Figura 4.30. Sistema de seguimiento..	128
Figura 4.31. Interfaz gráfica del sistema de seguimiento en Labview.....	129
Figura 4.32. Sistema de seguimiento..	130
Figura 4.33. Sistema de seguimiento.	132
Figura 4.34. Superior; sistemas de Adquisición datos. Izquierda: controlador NI MyRIO. Derecha: controlador CompactRIO. Inferior; sistema de toma de imágenes. Izquierda: espectroradiómetro compacto 58657 de Edmund Optics. Derecha: cámara CCD.....	133
Figura A1.1. El homogeneizador de flujo cuadrado.....	151
Figura A1.2. Trayectoria de los rayos de luz en un homogeneizador rectangular hueco.	152
Figura D1.3. Micrografías SEM de capas de silicio policristalino cristalizado mediante laser a diferentes densidades de energía.	159
Figura D1.4. Instalación experimental de un dispositivo ubicado en el foco del horno solar en Odeillo de 1MW-CNRS. L es el largo del objetivo.....	161
Figura D1.5. Laboratorio de envejecimiento solar acelerado (SAAF) Solar.....	164
Figura D1.6. Cámara de pruebas cerámica con muestra.	164
Figura D1.7. Coeficientes de absorción $a(l)$ determinados a partir de una pieza de cuarzo (Q), dos muestras de silicio 201 (FS1 & FS2), y dos cuarzos-201-cuarzo en sandwiches (QSQ1 and QSQ2)..	165
Figura D1.8. a) Microestructura de la capa obtenida a una velocidad de 1.8mm/s (austenita+ δ -ferrita). b) Superficie de la capa (austenita+ δ -ferrita) después del ataque electroquímico	168
Figura D1.9. Distribución de la absortancia y flujos radiativos optimizados utilizando la estrategia de alineación de un solo punto en el medio día del equinoccio de verano.....	169
Figura D1.10. Distribución óptima del flujo de radiación solar en la apertura de una cavidad usando la estrategia multi alineación, b) Distribución del flujo de radiación solar usando la estrategia de alineación multi punto.	170
Figura D1.11. Modelos BDOE (a) superficies opacas y reflectivas; (b) únicamente superficies reflectivas; (c) CPC, cono y faceta cono.....	171
Figura D1.12. Mapas de flujo de apertura de salida al mediodía del 21 de junio para dos elementos ópticos finales: CPC a la izquierda y FOE cónico a la derecha	172

- Figura D1.13.** A) Esquema básico de un sistema TFV, mostrando los elementos que permiten la recirculación de fotones. B) Aprovechamiento ideal del espectro de una celda TFV..... 173
- Figura D1.14.** Graficas de temperatura de emisor contra A) Densidad de potencia incidente y potencia generada. B) Eficiencia de conversión TFV. (*Omair et al. 2019*) 174

Índice de Tablas

Tabla 1. Número de espejos y distancia radial de los arreglos	102
Tabla 2. Parámetros ópticos del espejo secundario	107
Tabla 3. Número de espejos por Actuador y arreglos de semianillos	121

Capítulo 1

Introducción

“Así pues, retorné a mí mismo y poniéndolo todo en duda como si nadie hubiera dicho nada jamás, empecé a examinar las cosas mismas, que es el verdadero modo de saber. Analizaba hasta alcanzar los principios últimos, haciendo de ello el inicio de la contemplación. Cuanto más pienso más dudo, pues nada puedo abarcar perfectamente. Desespero, pero persisto”.

Francisco Sánchez (Que nada se sabe, 1581)

1.1 Energía y medio ambiente

La humanidad en tiempos pasados y actuales explotó sus recursos naturales para la conversión de energía, dependiendo en gran medida de los avances tecnológicos que las diferentes civilizaciones fueron desarrollando, pasando por inventos tales como, el dominio del fuego, diversos aparatos de guerra y con la invención de la rueda llegaron las primeras máquinas básicas; sin embargo pasaría mucho tiempo para que se inventara la primera máquina que realmente revolucionaría a la humanidad; esto sucedió en el año 1606 cuando Jerónimo de Ayanz y Beaumont inventa la máquina de vapor, una máquina de combustión externa que aceleraría el progreso de la industria y diversas actividades económicas principalmente en Europa y Estados Unidos donde comenzó a utilizarse para mover máquinas y aparatos tan diversos como bombas, locomotoras y motores marinos, entre otros; dando origen a la revolución industrial en 1890 y 1930 cuando la máquina a vapor fue desplazada por motores de combustión interna, los cuales fueron impulsados por hidrocarburos derivados del petróleo. También así los requerimientos energéticos, con esto surge la necesidad de combustibles que pudiesen satisfacer las demandas de procesos industriales y armamentísticos, que aún en la actualidad juegan un papel muy importante en la economía y desarrollo de los países.

Los vectores energéticos son los productos resultantes de las transformaciones o elaboraciones de recursos energéticos naturales. El único origen posible de toda energía secundaria es un centro de transformación, y el único destino posible un centro de consumo. Los principales vectores energéticos son los combustibles derivados del petróleo (gasolina, gasoil, queroseno), del gas natural (comprimido o licuado), de las rocas sedimentarias de carbón, de la biomasa, de los residuos; para su aprovechamiento se requieren diversos procesos siendo el más importante el de la combustión, en la cual se generan de manera directa la emisión de gases de efecto invernadero. Alrededor de un 80% de las emisiones de dióxido de carbono provienen del consumo y de la transformación de los combustibles fósiles en energía; aunque otros autores manejen que esta cifra sea inferior, la realidad es que los niveles actuales de gases de efecto invernadero no habían sido vistos por lo menos en 800 000 años. Se pronostica que para el año 2050, las concentraciones de CO₂ en la atmósfera alcancen las 380 partes por millón, que está por arriba de los límites de las medidas de salud (350 partes por millón). Por otro lado, el calentamiento global es inminente, la temperatura media del planeta ha aumentado 0.7°C y el nivel del mar 20cm (Flanner, 2009).

Mientras tanto la Agencia Internacional de Energía espera que la demanda energética se incremente un 50% para el 2030 (IRENA, 2015). Por lo tanto, la única forma de limitar las condiciones adversas que se mencionaron y que cada vez se hacen más presentes en nuestra realidad, es cambiar a fuentes de energía limpia y renovable, fuentes como la solar, eólica, geotérmica, etc. A pesar de la abundancia de las energías renovables, así como su amplia distribución en el planeta, sus eficiencias de conversión energética, y por ende sus costos no eran competitivos con las fuentes fósiles, hasta hace relativamente poco tiempo.

1.1.1. Las energías renovables en México

Las energías renovables en nuestro país fueron durante mucho tiempo relegadas, al ser este uno de los mayores productores de crudo a nivel internacional, se optó por convertir la exportación de petróleo en el principal motor de desarrollo económico nacional; en 2005 México producía 3.33 millones de barriles diarios de petróleo crudo (PEMEX, 2006) ocupando el segundo lugar como productor en el continente, el sexto a nivel mundial y el 14 en cuanto a reservas probadas de crudo. Esta situación ha venido cambiando, ya en el 2015 la producción del petróleo en México había caído a 2.25 millones de barriles diarios de petróleo. En la actualidad México se ha visto en la necesidad de importar diversos hidrocarburos debido a la dependencia energética de estos, la sobreexplotación de los mismos y la falta de modernización de sus refinerías, las cuales fueron construidas en las décadas de los años 70 y 80; el problema ha escalado a tal grado que ya no solo se importan los subproductos derivados del petróleo, sino que también el crudo mismo, ya que si bien en un inicio las plantas fueron diseñadas para procesar crudos ligeros, esto ha cambiado con el tiempo y en la actualidad la mayor cantidad de crudo extraído es crudo pesado; esta situación, aunada a algunas deficiencias presupuestarias, ha hecho que, del Sistema Nacional de Refinación, sólo el 60 por ciento este activo, por lo que el país se ha visto en la necesidad de solicitar a Estados Unidos importar hasta 100 mil barriles diarios de crudos ligeros y condensados, con el propósito de mezclarlos con nuestro petróleo y mejorar así el proceso en las refinerías de Salamanca, Tula y Salina Cruz. (Sergio Meana, 2015)

Al no ser más México un país exportador de petróleo, la dependencia de hidrocarburos como el petróleo y el gas natural para la generación de potencia eléctrica se han vuelto un tema de seguridad energética. Aunado a la inestable situación energética México también debe cumplir con acuerdos internacionales para la reducción de gases de efecto

invernadero, por lo que se ha propuesto alcanzar en el 2050 una participación del 50% en la generación de energía eléctrica mediante el uso de tecnologías de cero o baja emisión. (IRENA, 2015)

Las energías renovables en México también ofrecen la posibilidad de incrementar el desarrollo económico, al proveer de energía eléctrica a más de 6.99 millones de personas en áreas rurales, que se encuentran en regiones pobres o relativamente alejadas y carecen de acceso a la electricidad (Población C.N., 2010).

Con base en lo comentado anteriormente es evidente que en la actualidad el país se encuentra en uno de los mejores momentos para realizar una transición energética que le permita cambiar la distribución tanto del consumo energético como de la generación de potencia eléctrica con tecnologías alimentadas mediante hidrocarburos a tecnologías de baja o cero emisión, así lo señala la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), la cual ha desarrollado una ruta de transición para que en el 2030 se cumplan los objetivos planteados por las Naciones Unidas (REmap, 2030), esta ruta es representada en la Figura 1.1 mediante dos gráficas y fue desarrollada de la mano de expertos de 26 países y la Secretaria de Energía (SENER), los cuales reconocen en México una capacidad total de energía renovable de 280 TWh, 55% de los cuales estarán destinados a la generación de potencia eléctrica.

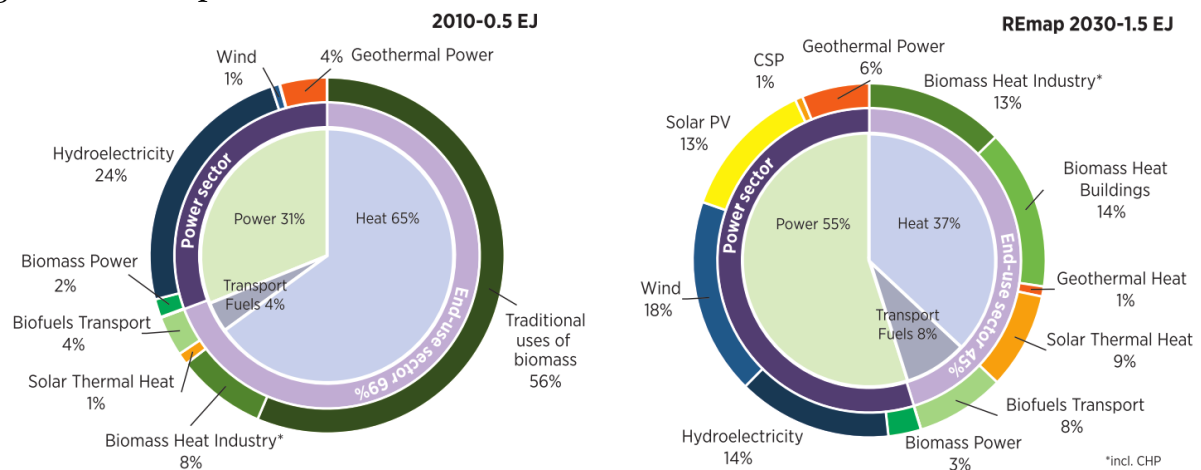


Figura 1.1. Gráficas de consumo y mix energético renovable en México. Izquierda: escenario en 2010; derecha: prospectiva 2030. (IRENA, 2015)

La REmap2030 pretende reducir la dependencia a los hidrocarburos tales como, el gas natural en un 21%, del petróleo en un 6% y del carbón en un 62%, al triplicar el uso de las energías renovables entre 2010 y 2030. Como se observa el incremento en el aprovechamiento de las energías renovables traerá no solo reducciones importantes en

la emisión de gases de efecto invernadero, sino un nuevo motor de desarrollo económico independiente de la industria petrolera, que nos permita transitar de la total dependencia de los hidrocarburos, a tecnologías sustentables y amigables con el ambiente, así se puede observar a la derecha de la Figura 1.1, que para el año 2030, se espera que el 60% de la electricidad en México se generen mediante el aprovechamiento de las energías eólica y solar. Solo la energía solar fotovoltaica podría contribuir con 30GW de capacidad de potencia eléctrica, generando 66 TWh de electricidad al año. Adicionalmente los sistemas de concentración solar de potencia contribuirán con 1.5GW.

1.2 Energía Solar

Teóricamente, la energía solar posee el potencial para cubrir completamente la demanda energética del mundo entero, si las tecnologías de captación y aprovechamiento estuviesen actualmente listas. Cerca de cuatro millones de exajoules ($1\text{EJ}=10^{18}\text{J}$) de energía solar alcanzan la tierra anualmente, de los cuales 5×10^4 EJ son fácilmente aprovechables ya con la tecnología actual.

En Estados Unidos, el tercer consumidor más grande de energía eléctrica en el mundo, el primer trimestre de 2020 se instalaron 3,62 gigavatios de corriente directa (GW_{cd}) de capacidad solar fotovoltaica (FV), un aumento del 42% año tras año y el mayor trimestre de la historia, como se puede observar en la figura 1.2. A pesar de que la pandemia de coronavirus comenzó a tomar forma a fines de marzo, la energía solar residencial registró su primer trimestre más grande en su historia, empatando con el cuarto trimestre de 2019 como el trimestre más grande para la energía solar residencial. Las instalaciones fotovoltaicas no residenciales, experimentaron un aumento del 8% con respecto al primer trimestre de 2019. Más de 2.3 GW de la capacidad fotovoltaica a escala de servicios públicos entró en funcionamiento en el primer trimestre de 2020. En todos los segmentos del mercado durante el primer trimestre del 2020, la energía solar fotovoltaica representó el 40% de todas las nuevas adiciones de capacidad de generación de eléctrica. (SEIA, 2020)

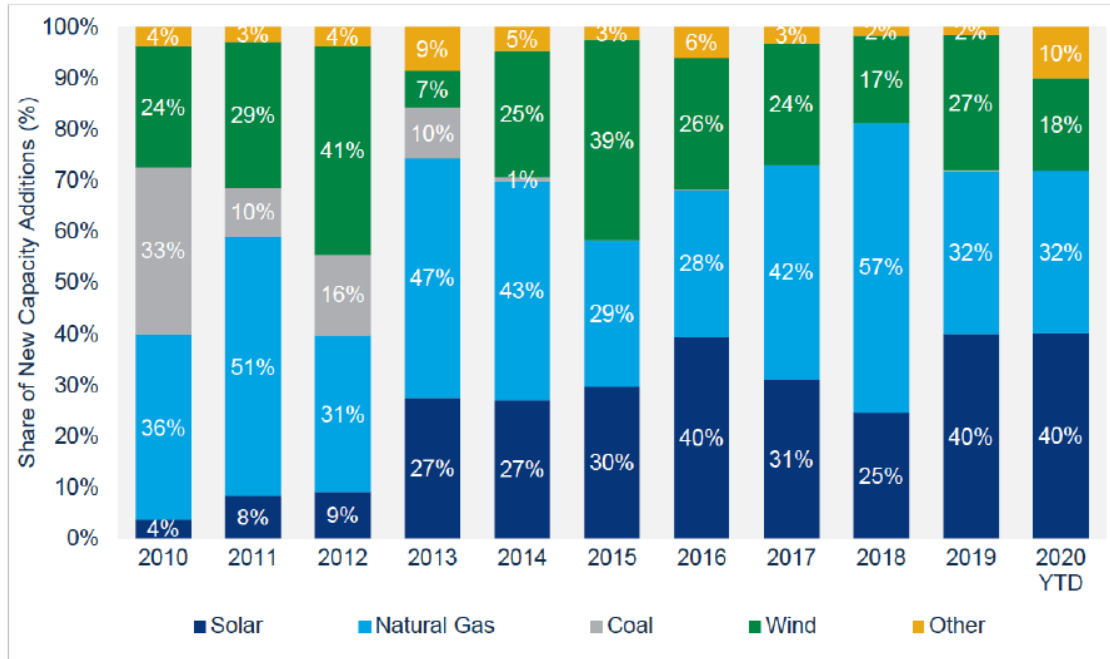


Figura 1.2. Nuevas adiciones a la capacidad de generación eléctrica en Estados Unidos. (Wood Machenzie, Federal Energy Regulatory Commission, 2020)

Por otro lado, México, no solo cuenta con niveles de irradiancia promedio mayores que Estados Unidos donde la inversión y el desarrollo de las capacidades solares instaladas es mucho mayor, sino que también se encuentran mejor distribuidos en la totalidad del territorio nacional como se muestra en la figura 1.3.

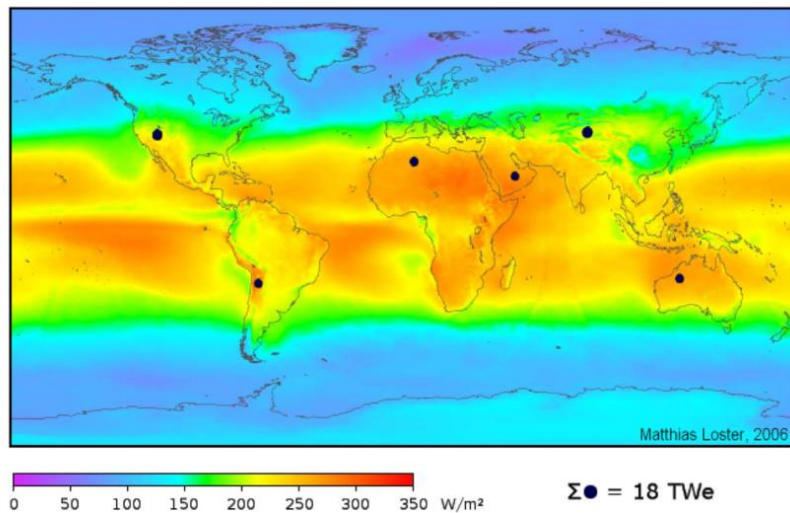


Figura 1.3. Distribución de la irradiancia solar promedio anual sobre la superficie terrestre. (Kabir et al., 2018)

Tanto la disponibilidad como la ubicación de los recursos es de suma importancia para la sostenibilidad de los proyectos energéticos y su acoplamiento con el mix energético con el que ya cuenta cada país. Un ejemplo de ello en México, son algunas de las hidroeléctricas que se encuentran en las zonas menos pobladas y en las regiones más pobres, por lo que el transporte de esta energía barata y relativamente limpia resulta costoso al tener que construir tendidos eléctricos muy largos y en temporadas de lluvia se han llegado a superar el embalse por no abrir las compuertas para la generación, causando inundaciones en los poblados río abajo.

La adopción de las tecnologías solares como se mencionó en el apartado anterior, traería una mitigación importante de gases de efecto invernadero, que podrían contribuir a aliviar los problemas de cambio climático o desacelerar sus efectos, al reducir la huella de carbono que está generando el hombre en la actualidad; por ejemplo en Estados Unidos tan solo en el estado de California, se instalaron cerca de 113,533 sistemas solares del tipo residencial, con esto se logró mitigar las emisiones de 696,544 toneladas métricas (Tm) de CO₂. (Kabir et al., 2018).

A nivel mundial, la energía renovable representó el 70% de las adiciones netas a la capacidad de generación de energía mundial en 2017 como se muestra en la figura 1.4, el mayor aumento en la capacidad de energía renovable en la historia moderna, según el Informe de estado global de renovables 2018 (GSR) de REN21. Pero los sectores de calefacción, refrigeración y transporte, que en conjunto representan alrededor de las cuatro quintas partes de la demanda mundial de energía final, siguen estando muy por detrás del sector de la energía.

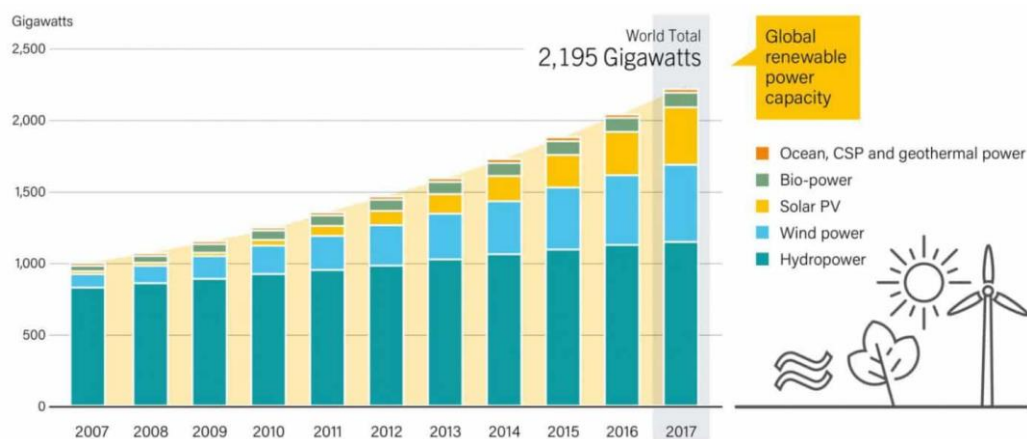


Figura 1.4. Capacidad instalada de potencia Renovable en el Mundo. (REN21 2018)

Kabir clasificó a las tecnologías de aprovechamiento solar en dos ramas:

1. Tecnologías Solares Pasivas:
 - Aprovechamiento solar directo
 - Aprovechamiento solar indirecto
 - Aprovechamiento solar aislado

2. Tecnologías Solares Activas:
 - Fotovoltaica
 - Fototérmica
 - Concentración Solar de Potencia

Por definición, la tecnología pasiva involucra la acumulación de energía solar sin transformación térmica o conversión de energía luminosa en otra forma. Los colectores solares son un claro ejemplo de la tecnología solar pasiva y su éxito.

Los sistemas solares activos colectan la radiación solar y utilizan equipamiento eléctrico y mecánico para la conversión de la energía solar en calor y potencia eléctrica. Anteriormente estas tecnologías podían agruparse en dos categorías las fotovoltaicas y las térmicas. Las tecnologías térmicas agrupan a la fototérmica y la Concentración Solar de Potencia (CSP), sin embargo, actualmente se están realizando esfuerzos por integrar estas tecnologías en una sola, para aplicaciones de generación de potencia eléctrica y así aprovechar la generación directa de energía eléctrica, mediante dispositivos fotovoltaicos y reutilizar la energía no aprovechada por las celdas como calor de proceso, mediante dispositivos fototérmicos. (Baig et al., 2018)

La tecnología fototérmica ha sido utilizada mayormente a nivel industrial para la generación de calor de proceso, principalmente mediante el calentamiento de agua u otros fluidos de trabajo que se integran a los procesos que requieren las plantas industriales reduciendo sus gastos en combustibles.

Por otro lado, la tecnología CSP se ha empleado para generar energía eléctrica, utilizando principalmente grandes arreglos de espejos planos o con curvatura parabólica para concentrar la radiación solar directa y convertirla en energía térmica y así alimentar turbinas de vapor. Esta tecnología se encuentra en constante expansión a nivel mundial, en la figura 1.5, se muestra una gráfica de barras con las adiciones anuales de energía instalada en Gigawatts-hora (REN21 Global Status Report2018).

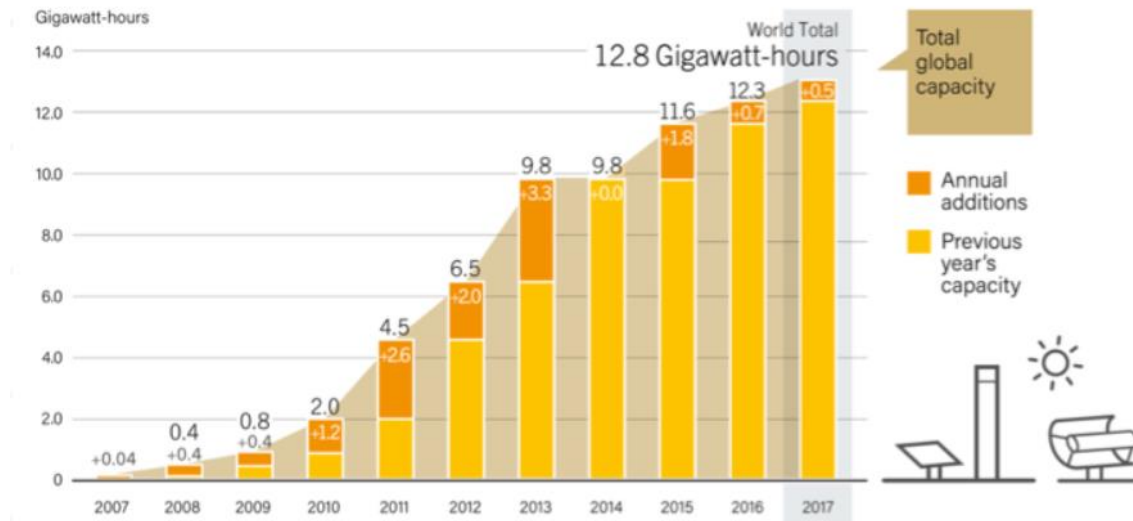


Figura 1.5. Crecimiento de la capacidad instalada de la tecnología CSP. (REN21 Global Status Report 2018)

Actualmente las tecnologías CSP que dominan el mercado son:

1. **Canal parabólico:** concentra hasta 100 veces la radiación solar por medio de líneas de espejos parabólicos sobre un receptor que recorre la línea focal del canal. En el interior del tubo del receptor circula un fluido a temperaturas de operación, que pueden ir desde los 100°C a los 400°C y generalmente es un aceite térmico o vapor de agua, el cual se utiliza para obtener vapor de agua y producir electricidad bajo el esquema de un ciclo termodinámico Rankine o simplemente para generar calor de proceso
2. **Espejos Fresnel:** La tecnología Fresnel consisten principalmente en un campo de espejos primario en arreglos lineales y paralelos a un tubo absorbedor y un espejo secundario. Las relaciones de concentración son menores que en las centrales CSP, y esa es una de las razones por las que las temperaturas que se pueden alcanzar son menores: 20 a 1, frente a la relación 80 a 1 que se puede conseguir con otras tecnologías. El campo primario está compuesto por una serie de filas de espejos planos a un metro de altura sobre el terreno. Los rayos reflejados en los espejos planos que simulan la lente curva reflejan los rayos del sol en un tubo absorbedor, colgado unos 8 metros por encima del nivel en que se encuentran los espejos reflectores, y que es el responsable de la transformación de la radiación en energía térmica. Debido al pequeño tamaño de los espejos, éstos son menos

sensibles al viento. Los espejos son planos, lo que supone un abaratamiento de más del 30% sobre los costes de los espejos curvos.

3. Torre Central: Las plantas de receptor central utilizan espejos planos llamados helióstatos, los cuales concentran la radiación solar sobre un receptor, donde por medio de un fluido (agua o sales fundidas), la energía térmica es colectada y enviada a la base de la torre para su utilización en el bloque de generación de potencia, o directamente a un sistema de almacenamiento térmico, para después utilizarse y producir electricidad. Las temperaturas que se pueden alcanzar con este proceso pueden ir desde los 500°C hasta los 1,000 °C
4. Colectores de Plato Parabólico: Los platos parabólicos están compuestos por un espejo o serie de espejos que conforman una superficie paraboloidal, capaz de concentrar la radiación solar sobre un receptor. En el sitio del receptor también se encuentra una máquina térmica operando bajo un ciclo termodinámico Stirling, que mediante un generador produce electricidad. Los platos parabólicos son estructuras semejantes a las antenas parabólicas de comunicación y son capaces de concentrar la radiación solar hasta seis mil veces y alcanzar temperaturas de hasta 3,000°C

La tecnología fotovoltaica, utiliza materiales semiconductores para convertir directamente la radiación solar en energía eléctrica. Recientemente, los intensos esfuerzos en investigación de los científicos e ingenieros han ayudado a incrementar la eficiencia de la tecnología, haciéndola una opción altamente deseable para los inversionistas tanto a pequeña escala o residencial, como a nivel industrial y de generación centralizada.

Actualmente el mercado solar tuvo un repunte gracias a programas gubernamentales y el desarrollo de esta tecnología de más de 70 años; los apoyos permitieron que se generaran y consolidaran empresas con mayor volumen de producción, reduciendo así el costo de las tecnologías, en especial de la solar fotovoltaica. Desde el año 2000, la capacidad global fotovoltaica ha venido creciendo a una tasa promedio de 40% por año hasta alcanzar los 14 GW en el 2008 (Mokri and Emziane, 2011).

En Estados Unidos el desarrollo de la tecnología solar fotovoltaica ha crecido rápidamente en los últimos años con crecimientos del 40% con respecto a las

instalaciones de 2015 como se observa en la Figura 1.6. En 2017 las nuevas instalaciones fotovoltaicas de EE. UU. incluían 2.1 GW en el sector residencial, 1.5 GW en el sector comercial y 7.1 GW en el sector de escala de servicios públicos, por un total de 10.7 GW en todos los sectores (NREL 2018).

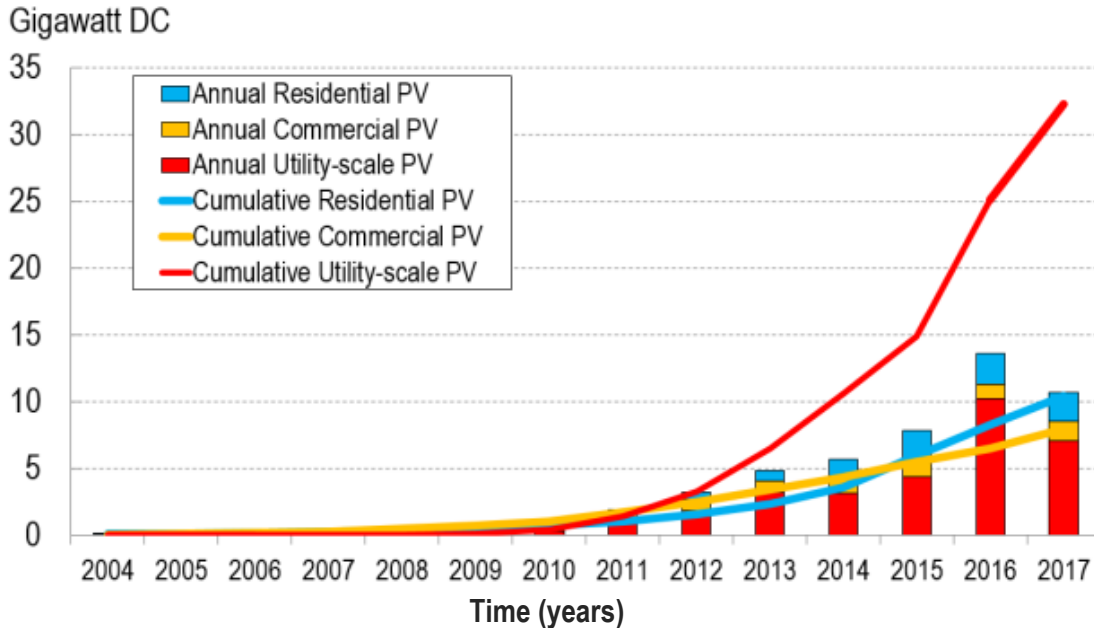


Figura 1.6. Crecimiento de la capacidad instalada Fotovoltaica en Estados Unidos. (Bloomberg 2018)

1.3 Tecnología Fotovoltaica

“La fotovoltaica es la fuente de energía más elegante. La luz brilla en un cristal y produce electricidad. Es tan simple como eso. No hay partes móviles. La fuente de combustible es gratis, abundante y ampliamente distribuida, disponible para cualquier país y persona en el mundo”

PVEducation.org

Los dispositivos fotovoltaicos son robustos y simples en diseño y requieren muy poco mantenimiento. Probablemente la ventaja más grande de los dispositivos fotovoltaicos es que pueden ser construidos como sistemas independientes para generar potencias eléctricas que van desde los microwatts hasta megawatts. Por esto es por lo que han sido utilizados como fuentes de energía para calculadoras, relojes, bombas de agua, edificios remotos, comunicaciones, satélites, vehículos espaciales, e incluso plantas de generación

de multi-megawatts de potencia. Con tan vasta variedad de aplicaciones, la demanda por los fotovoltaicos se incrementa año con año. (Council, 2013)

Todas las celdas solares requieren un material absorbedor de luz que está presente dentro de la estructura de la celda para absorber fotones y generar electrones libres a través del efecto fotovoltaico. El fenómeno fotovoltaico es la base del funcionamiento de las celdas solares contemporáneas. Éste fue descubierto por el físico francés Edmond Becquerel en 1839, cuando observó que la conductividad de algunos materiales aumentaba cuando éste era expuesto a la luz solar.

La luz que incide sobre la celda solar produce tanto una corriente como un voltaje para generar energía eléctrica. Este proceso requiere, en primer lugar, un material en el que la absorción de luz eleve un electrón a un estado de mayor energía y, en segundo lugar, el movimiento de este electrón de mayor energía desde la celda solar a un circuito externo. El electrón luego disipa su energía en el circuito externo y regresa a la celda solar. Una variedad de materiales y procesos pueden satisfacer potencialmente los requisitos para la conversión de energía fotovoltaica.

Los materiales que requiere cualquier celda fotovoltaica para absorber la radiación solar se llaman semiconductores y vienen de diferentes grupos de la tabla periódica. Los átomos en un material semiconductor provienen ya sea del grupo IV de la tabla periódica, o de la combinación del grupo III y el grupo V (llamados semiconductores III-V). Dado que diferentes semiconductores están hechos a partir de elementos de diferentes grupos de la tabla periódica, las propiedades varían entre semiconductores. El silicio, que viene del grupo IV, es el material semiconductor más usado comúnmente ya que forma las bases para un circuito integrado (CI), también conocido como chip, por lo que es la tecnología más madura y la mayoría de las celdas solares están basadas en silicio.

El silicio dopado es el material más utilizado en electrónica. El silicio puro cuenta con cuatro electrones de valencia que comparte con los átomos vecinos. Al añadir impurezas con más o menos electrones de valencia (como el fósforo o el boro), se modifican las propiedades conductoras del anfitrión. El fósforo tiene cinco electrones de valencia, de modo que cuando un átomo está rodeado por átomos de silicio, el quinto electrón permanece débilmente ligado. Esto indica que podrá alcanzar la banda de conducción más fácilmente, aumentando la conductividad del silicio. Al silicio dopado con fósforo se le llama tipo-n (tipo negativo) puesto que el dopaje aumenta el número de cargas

negativas (electrones) libres. Por el contrario, el boro sólo tiene tres electrones de valencia. La falta de un electrón en la red del silicio crea un “hueco”. Como los electrones serán capaces de moverse de un hueco a otro, la conductividad del material se ve incrementada. Al material semiconductor dopado con boro se le llama tipo-p (tipo positivo).

Este fenómeno se usa en las celdas solares para recolectar la energía procedente del Sol y transformarla en energía eléctrica. La celda solar elemental está formada por la unión de dos semiconductores con dopajes complementarios, formando la llamada unión p-n. En una región en torno a la unión, los electrones del dopaje tipo-n perciben a los huecos del lado dopado tipo-p y viajan para llenarlos formando el llamado par electrón-hueco.

La generación de corriente en una celda solar, conocida como la "corriente inducida por luz", implica dos procesos clave. El primer proceso es la absorción de fotones incidentes para crear pares electrón-hueco, mostrado en la figura 1.7. Los pares electrón-hueco serán generados en la celda solar siempre que el fotón incidente tenga una energía mayor que la de la banda prohibida. Sin embargo, los electrones (en el material de tipo p), y los agujeros (en el material de tipo n) son metaestable y sólo existirán, en promedio, para una longitud de tiempo igual a la vida útil de los portadores minoritarios antes de que se recombinen. Si el portador se recombina, entonces el par electrón-hueco inducido se pierde y ninguna potencia o corriente se podrá generar.

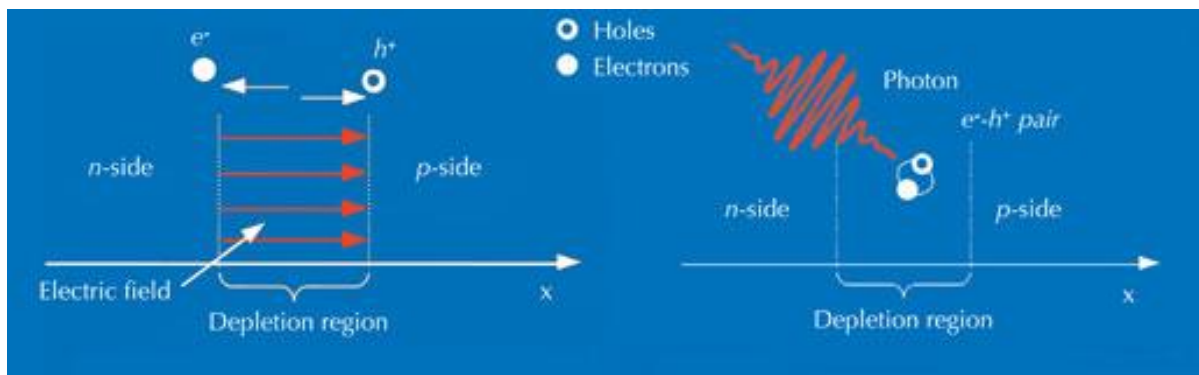


Figura 1.7. Una corriente eléctrica es generada en la interfaz de la unión p-n. (García E., 2012)

Un segundo proceso se basa en la colección de estos portadores por la unión p-n que impide esta recombinación mediante el uso de una unión p-n para separar espacialmente el electrón y el hueco. Los portadores se separan por la acción del campo eléctrico

existente en la unión $p-n$. Si el portador minoritario alcanza la unión $p-n$, se hace circular a través de la unión debido al campo eléctrico, donde pasa a ser un portador mayoritario. Si el emisor y la base de la celda solar están conectados entre sí (es decir, si la celda solar está en cortocircuito), los portadores inducidos fluyen a través del circuito externo.

No todos los portadores generados por este proceso contribuyen a la corriente. Una gran porción se recombina generando calor. Esto reduce la eficiencia de conversión de la celda solar (definida como el porcentaje de la energía solar recibida que se convierte en energía eléctrica). Este parámetro es uno de los más importantes en cuanto a calidad de la celda solar. Actualmente, las celdas solares de silicio comerciales tienen una eficiencia del orden del 20%, por lo que todavía se pueden hacer extensos esfuerzos de cara a mejorar este valor.

La tecnología de segunda generación busca reducir la cantidad de material semiconductor y así poder amortizar los precios de los sistemas fotovoltaicos, de ahí que también sea conocida como tecnología de capa delgada, ya que utiliza capas de semiconductor del orden de los micrómetros; las cadenas de manufactura de este tipo de tecnología ofrecen una producción en mayor área respecto a las de tecnología de capa gruesa, por lo que con el aumento de su eficiencia en el tiempo, se espera que estas cierren cada vez más la brecha de comercialización entre las tecnologías de segunda y primera generación; actualmente la tecnología de capa delgada representa 10-15% del mercado global fotovoltaico. Todas las tecnologías de capa delgada, específicamente las que se basan en (CIGS) $\text{Cu}(\text{InGa})\text{Se}_2$, tienen un alto potencial para la reducción de costos a altos volúmenes de producción proyectando desafíos para combinar los altos volúmenes de producción con altos rendimientos (Parida, Iniyan and Goic, 2011). EL récord de eficiencia reportado para celdas CIGS es de 20.4%. Por otro lado, las celdas de Teluro de Cadmio (CdTe) fabricadas por FirstSolar reportan un récord de 22.1%. Estas tecnologías podrían representar un ahorro en el costo de los módulos solares ya que pueden reducir el material utilizado para el sustrato de la celda, que representa un 50% del costo total de una celda convencional de Silicio. (Ramanujam et al. 2020)

La tecnología de tercera generación, que es tema de este trabajo, es una tecnología aún emergente, representando tan solo el 1% del mercado global, sin embargo, esta se sigue desarrollando y ofrece altos potenciales para reducir el Costo Nivelado de Electricidad (CNE). (Mokri and Emziane, 2011). El costo nivelado de la electricidad, también conocido como costo normalizado o costo equivalente, (abreviado como LCOE por sus siglas en inglés) es la valoración económica del costo del sistema de generación

de electricidad que incluye todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto: la inversión inicial, operación y mantenimiento, el costo de combustible, costo de capital, etc.

1.4 Concentración solar fotovoltaica

En la tecnología de tercera generación, se maneja el principio de funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos de concentración (CFV), el cual se basa en el uso de sistemas ópticos para aumentar el flujo de fotones que incide sobre celdas solares de ultra alta eficiencia. La idea es simple: se emplean dispositivos ópticos de tecnología accesible y barata (lentes y espejos) para concentrar la radiación sobre celdas que aprovechan la mayor cantidad del espectro de radiación solar, con una reducción del área del material semiconductor proporcional al factor de concentración del equipo; aunado a la eficiencia que suele ser el doble del valor que tiene la tecnología de primera generación. Estos sistemas generan aproximadamente el doble de energía por metro cuadrado de área.

A pesar de los costos y complejidad que implica el mayor número de componentes para los sistemas CFV, es muy probable que los precios se nivelaran con otras tecnologías fotovoltaicas ya que a medida que se alcance la madurez en el tiempo de la tecnología de segunda generación, considerada la más barata en cuanto a los costos del material semiconductor, los precios de los materiales que componen a los sistemas en general, esto es, módulos, monturas de soporte de los paneles, instalación eléctrica y acondicionadores de energía, se incrementaran y así también las películas que los protegen y otros encapsulantes, que aseguran una estabilidad del funcionamiento de los equipos de 30 años, al combinar estos costos con una probable eficiencia del 15% se llegará a un límite en tales costos que será de US\$0.20/Wp por lo tanto los costos de generación eléctrica serían entre US\$0.02-0.04 kWh⁻¹ (Green, 2002).

Estos costos pueden reducirse significativamente al aumentar la eficiencia de los sistemas FV, el límite de Carnot para la conversión de la radiación solar a energía eléctrica es del 95% y el límite teórico para las celdas solares estándar es de 33.7% (Rühle, S., 2016). En la Figura 1.8, se muestran una prospectiva para la evolución en el tiempo de los precios nivelados de las principales plantas solares fotovoltaicos convencionales, de concentración solar de potencia y de Concentración solar fotovoltaica, se observa que a partir del año 2020 el precio de la tecnología fotovoltaica de concentración será

equiparable a la tecnología de placa plana, según la ubicación de dicha planta esta podría ser incluso inferior si en la región se cuenta con un alto recurso solar de radiación directa.

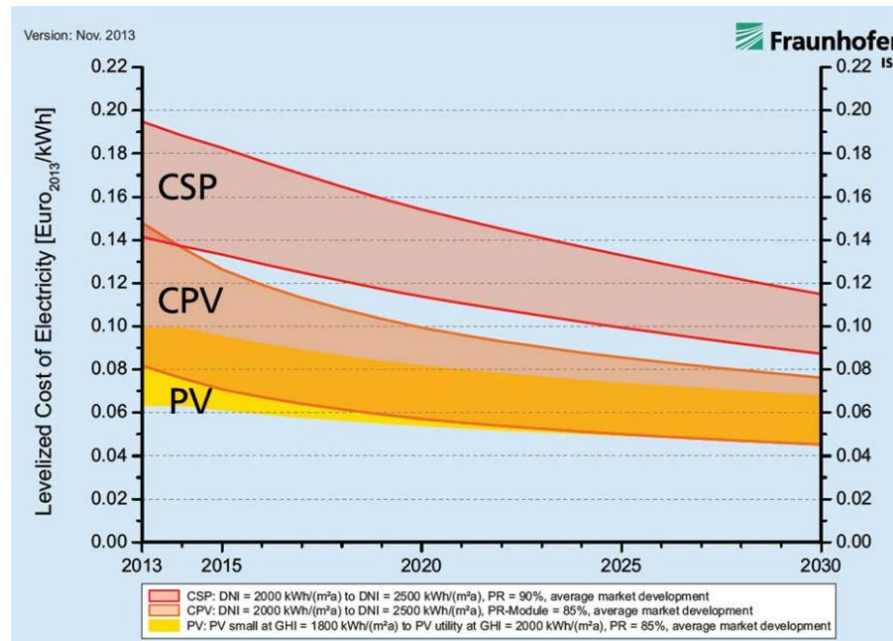


Figura 1.8. Evolución del LCOE de plantas FV, CSP y CFV en ubicaciones con alta irradiación solar de 2000 kWh/(m²a) - 2500 kWh/(m²a). (Fraunhofer ISE, 2013)

Las tecnologías de tercera generación son constantemente criticadas por su dependencia de la radiación directa, ya que es forzoso contar con sistemas de seguimiento para su óptima operación, sin embargo en un país con un recurso solar de radiación directa tan abundante como con él cuenta México por razones geográficas, esto podría convertirse en una ventaja técnica, ya que como se observa en la Figura 1.9, en las ciudades del norte del país principalmente, la radiación solar directa tiene valores excelentes para aplicaciones de concentración solar, en ciudades como Hermosillo Sonora, se han medido valores de 7.8 kWh/m²/día esto al año resulta en 10,249 MJ/m² (Arancibia-Bulnes *et al.*, 2013).

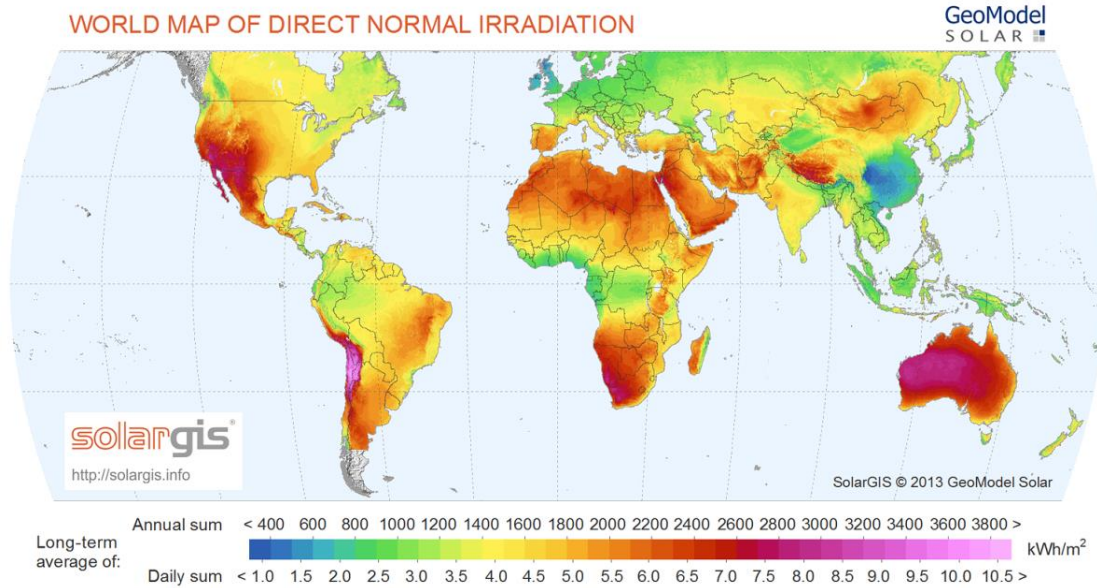


Figura 1.9. Mapa mundial de radiación normal directa

Las regiones del país que cuentan con los mejores niveles de irradiación directa son también aquellas más despobladas, lo que reducirá el costo del terreno. También al ser regiones áridas estas áreas no suelen ser fértiles de manera natural, salvo que sean irrigadas artificialmente o se instalen invernaderos. Por ejemplo, en el estado Sonora, el estado del país con la mayor irradiación solar directa anual, el agua ha sido y es la limitante natural para la expansión en la agricultura. Ésta propició que los productores, antes de cualquier programa oficial, iniciaran un proceso de reconversión que permitiera la sustentabilidad de la actividad (Bracamonte Sierra et al., 2007). Por lo que con la introducción de las tecnologías fotovoltaicas se podrían alimentar sistemas de bombeo de agua a las regiones agrícolas para impulsar esta actividad económica y también se reduciría el costo por uso de suelo, estos factores permiten amortizar significativamente los costos de instalación y de generación eléctrica en general. Aunado a esto los costos nivelados de los sistemas de concentración fotovoltaica son significativamente inferiores cuando se instalan en regiones con una alta incidencia de radiación solar directa anual, como se logra apreciar en la figura 1.10

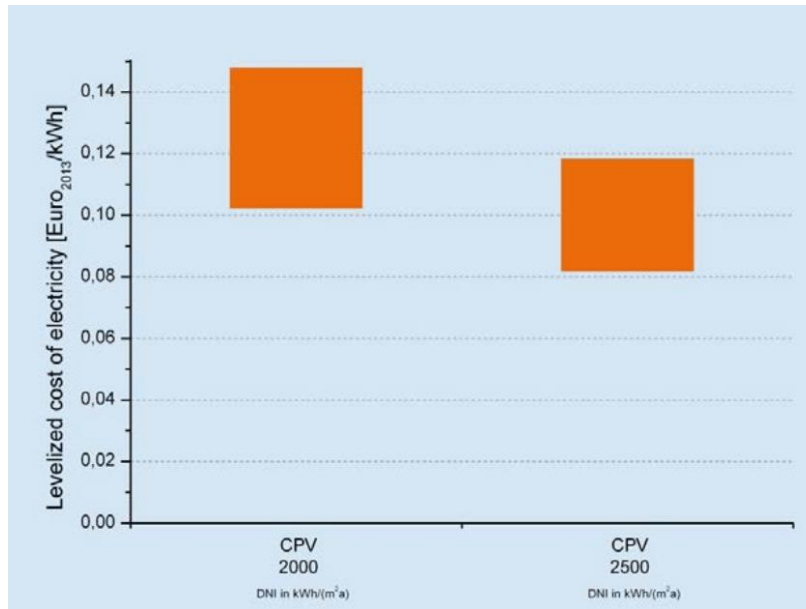


Figura 1.10. Costo nivelado de la Electricidad (LCOE) de los sistemas CFV con altos niveles de concentración solar (DNI) de 2000 kWh/(m²a) y 2500 kWh/(m²a). (Fraunhofer ISE, 2013)

1.4.1 Celdas FV de concentración

La celda solar es el elemento clave de cualquier sistema CFV, y su diseño juega un rol muy importante a la hora de incrementar el desempeño de todo el sistema CFV. En los sistemas CFV se requieren celdas especiales las cuales pueden operar a altos niveles de concentración y elevadas temperaturas.

Optimizar el desempeño de este elemento permite incrementar la eficiencia del sistema y por consecuencia aumentar la generación de energía, para lo cual es necesario reducir las principales pérdidas que se tienen desde la celda. Las pérdidas en las celdas solares para concentración son prácticamente las mismas que para una celda estándar, sin embargo, los efectos negativos pueden ser en muchos casos proporcionales a los altos niveles de irradiancia a los que se someten. Estas pérdidas de conversión fotónica en energía eléctrica son mostradas en el esquemático de la Figura 1.11. donde se representan los diferentes escenarios para un fotón de determinada energía que incide sobre una celda solar o bien la unión entre dos semiconductores, tipo p y tipo n.

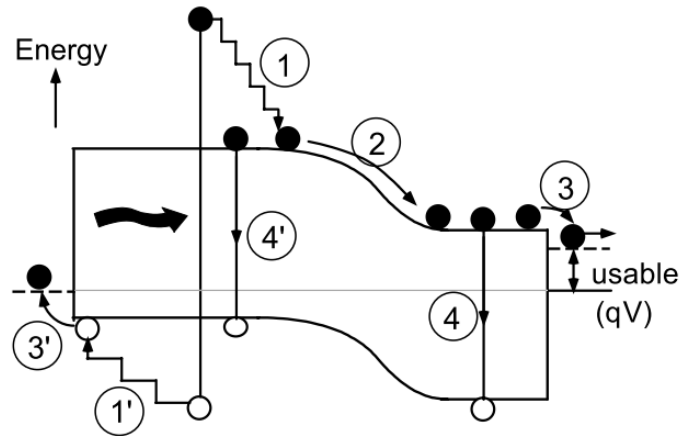


Figura 1.11. Procesos de pérdidas en celdas solares estándares. (1) Pérdidas por termalización; (2) y (3) caídas de voltaje en las uniones y los contactos, (4) pérdidas por recombinación. (Green, 2002)

En el primer proceso de pérdida, el fotón incide en la celda con un alto nivel de energía genera un par electrón hueco muy por encima del valor de la brecha de energía, posteriormente el par fotoexcitado rápidamente pierde la energía excedente que tiene con respecto a la banda prohibida, disipándola en forma de fotones o fonones. En este caso un fotón rojo de baja energía sería igual de efectivo que uno fotón azul de mucha más energía, misma que si excede la brecha de energía del material será desperdiciada

Otro proceso de pérdida importante es el proceso 4, la recombinación del par- electrón hueco fotoexcitado. Este efecto puede reducirse al mínimo utilizando materiales cuyos portadores fotogenerados cuenten con tiempos vida más largos, esto se puede realizar asegurándose de eliminar todos los defectos innecesarios.

Balanceando estas pérdidas con las pérdidas de los fotones de baja energía que pasan a través del dispositivo de manera directa (esto es si generar ningún para electrón-hueco), la eficiencia de conversión de la celda se limita alrededor de un 44%.

Al relacionar la luz emitida por una celda ideal con la emitida por un cuerpo negro, Shockley and Queisser mostraron que el desempeño de una celda estándar estaba limitada a una eficiencia del 31% para una celda optima, con una banda prohibida de 1.3 eV. Esto es mucho menos que la cifra antes mencionada de 44% ya que el voltaje de salida de la celda es menor que el potencial de la banda prohibida, esta diferencia se debe a las caídas de voltaje en el contacto y la unión. Las caídas pueden ser reducidas si la luz solar es focalizada para incrementar la densidad de fotones incidiendo en la celda. Bajo la

concentración máxima posible de concentración solar (46,200 soles), el límite de la eficiencia se incrementa a 40.8%.

Celdas Multiunión

La clave para que el proceso de pérdida 4 de la Figura 1.11 pueda ser eliminado enormemente es, que la energía del fotón absorbido sea simplemente un poco más alta que la banda prohibida de la celda. Esto lleva al concepto de las celdas tándem, multiunión o multicapa, donde múltiples celdas son usadas cada una con diferentes bandas prohibidas y cada una convierte un rango estrecho de energía de fotones cercanos a su banda prohibida. El desempeño incrementa a medida que aumenta el número de celdas apiladas, con una eficiencia de conversión de luz solar directa de 86.8% calculada para un apilamiento infinito de celdas operadas independientemente. (Green, 2002)

Las celdas solares de película delgada multicapa dan incluso eficiencias más altas cuando son expuestas a la radiación concentrada. Es por esto que gran parte de la industria este prestando bastante atención a lo que sucede en el ámbito de la Concentración Fotovoltaica, ya que como se muestra en la Figura 1.12 el estado actual de desarrollo de las tecnologías fotovoltaicas de celdas solares, las celdas multicapa son las únicas que superan el 30% de eficiencia y estas mismas celdas con sometidas a concentración solar se aproximan cada vez más rápido al 50% de eficiencia.

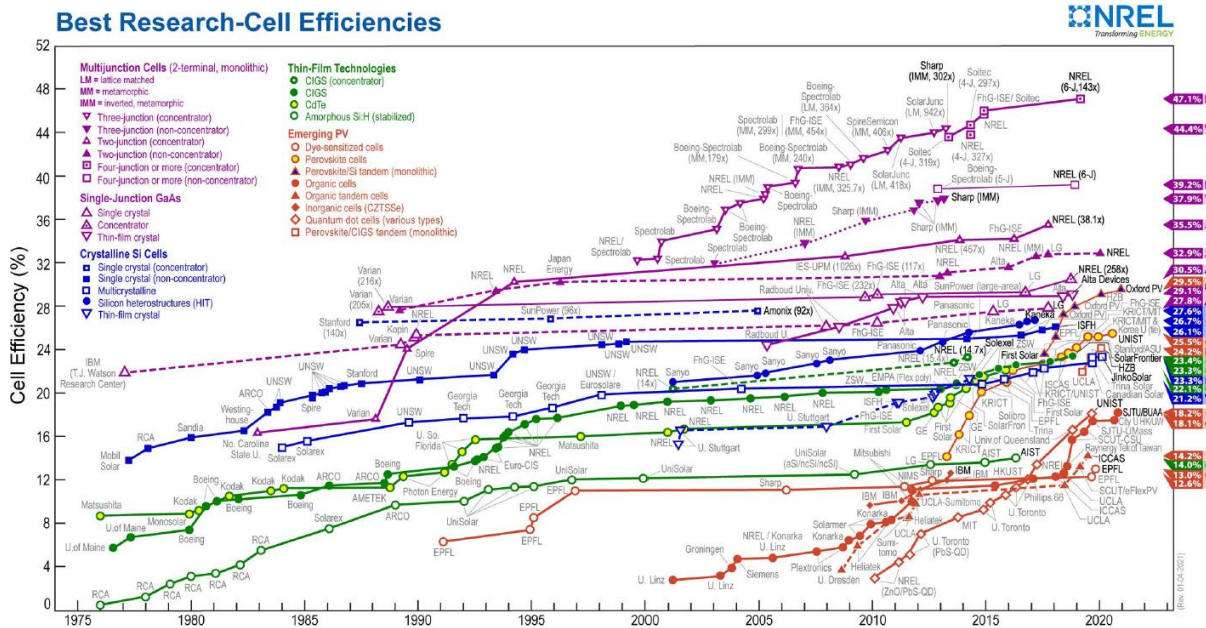


Figura 1.12. Récord mundial de eficiencia en conversión para varias tecnologías fotovoltaicas (NREL, 2021)

Por el momento las celdas solares de silicio cristalino y policristalino aun dominan actualmente la industria solar, sin embargo, el rápido aumento de la eficiencia frente al tiempo (curva de experiencia) de las celdas de película delgada multicapa, hacen que esto sea una trayectoria particularmente atractiva para la tecnología. Bajo la luz del sol concentrada, las celdas solares multiunión han conseguido duplicar las eficiencias de la mayoría de las celdas de silicio, con eficiencias reportadas en celdas de laboratorio del 47.1% para celdas de cuádruple unión. Esto significa que, en áreas soleadas, un sistema CFV puede generar casi el doble de electricidad que un panel de silicio con la misma área de captación.

Como se mencionó anteriormente, la ventaja técnica que tiene esta tecnología sobre las de placa plana, radica en que la óptica de concentración enfoca la luz en un área pequeña de celdas, reduciendo el área de las celdas solares en un factor de, típicamente, 500-1 000 veces. El área de celda reducida permite amortizar el costo de las celdas multicapa que suele ser mayor al de las tecnologías de primera o segunda generación. La importancia que tiene entonces el costo de la celda disminuye y es reemplazado por el costo de la óptica. El reto es que el costo de la óptica sea comparable al costo de la estructura de vidrio y soportes necesarios para los módulos de placa plana de silicio, luego entonces el costo de generación por unidad de área puede permanecer fijo mientras que

la producción de electricidad se duplica. Por lo tanto, en alta ubicaciones de insolación directa, la tecnología de concentrador de múltiples funciones tiene el potencial de reducir el costo de la electricidad solar en alrededor de un factor de dos. La eficiencia es un objetivo en movimiento; hoy la eficiencia de la celda de triple unión es casi del 44%. Por lo tanto, se puede extrapolar razonablemente que las celdas multiunión pueden alcanzar un 50% de eficiencia en el futuro.(Council, 2013)

Arquitectura de las celdas Multiunión

Una celda solar MU con dos, tres o más uniones es un conjunto del mismo número de uniones p-n hechas de diferentes materiales, apiladas una encima de la otra, incluidos los contactos metálicos en la parte superior e inferior de la celda solar. La idea es subdividir el espectro solar incidente en varias partes para ser absorbido por las diferentes subceldas solares; cada uno tiene una eficiencia optimizada para un cierto rango de longitudes de onda en el espectro de la luz solar incidente. El objetivo es encontrar la combinación de banda prohibida mejor y más ventajosa para cada celda subcelda solar para convertir la luz solar incidente total con la máxima eficiencia posible. También es necesario tener en cuenta los contactos metálicos de baja resistencia para obtener una celda solar de alta eficiencia. Hay varias posibilidades para conectar las diferentes uniones p-n, pero uno de los métodos más eficientes es utilizar una unión de túnel con muy baja resistencia y capas muy finas para disminuir, tanto como sea posible, la luz absorbida en estas capas.

Además de todos los factores mencionados anteriormente, uno no debe pasar por alto la importancia de los materiales semiconductores y el grosor de las diversas subceldas como parte del diseño. Esto es necesario para obtener el mejor equilibrio actual entre todas las subceldas. La situación ideal es cuando todas las subceldas generan la misma corriente fotogenerada bajo las condiciones espectrales relevantes al aire libre. Sin embargo, inevitablemente hay una subceldas del MU con la corriente más baja, que limita la corriente total del MU porque las uniones p-n están conectadas en serie. El voltaje total del dispositivo es la suma del voltaje de cada subcelda menos el voltaje de las uniones del túnel porque están en polarización inversa.

A la derecha de la Figura 1.13 se presenta un dibujo esquemático de la estructura típica de una celda solar MU de 4 capas. En este caso, cada subcelda se basa en varios materiales con diferentes brechas energéticas, también llamadas bandas prohibidas. La celda solar p-n con la mayor banda prohibida se encuentra en la parte superior de la pila de celdas solares MU para absorber los fotones de mayor energía, y las otras subceldas se

colocan en orden decreciente de la banda prohibida con el objetivo de capturar fotones con menos energía (longitudes de onda más largas).

A la izquierda de la figura 1.13 se muestra graficado el espectro de radiación solar directa que se toma como referencia en la evaluación de cualquier dispositivo fotovoltaico para una atmósfera correspondiente a una masa de aire (AM) 1.5 (AM1.5D, ASTM G-173-03) con las líneas verticales discontinuas que indican los intervalos de banda para la parte superior [fosforo de indio de galio (GaInP; 1.88 eV)] y medio [arseniuro de indio de galio (GaInAs) (1.41 eV)] subceldas. La subceldas inferior en este ejemplo es Ge (0,67 eV). La absorción de los fotones está determinada por el ancho de la banda prohibida de la aleación del material semiconductor y su coeficiente de absorción. El último parámetro indica qué tan lejos pueden penetrar los fotones de una energía específica en el material semiconductor antes de que sean absorbidos por el material. Para mejorar la eficiencia de la celda solar MU, cada una está diseñada para absorber solo una parte del espectro de la radiación solar (por ejemplo, AM1.5D).

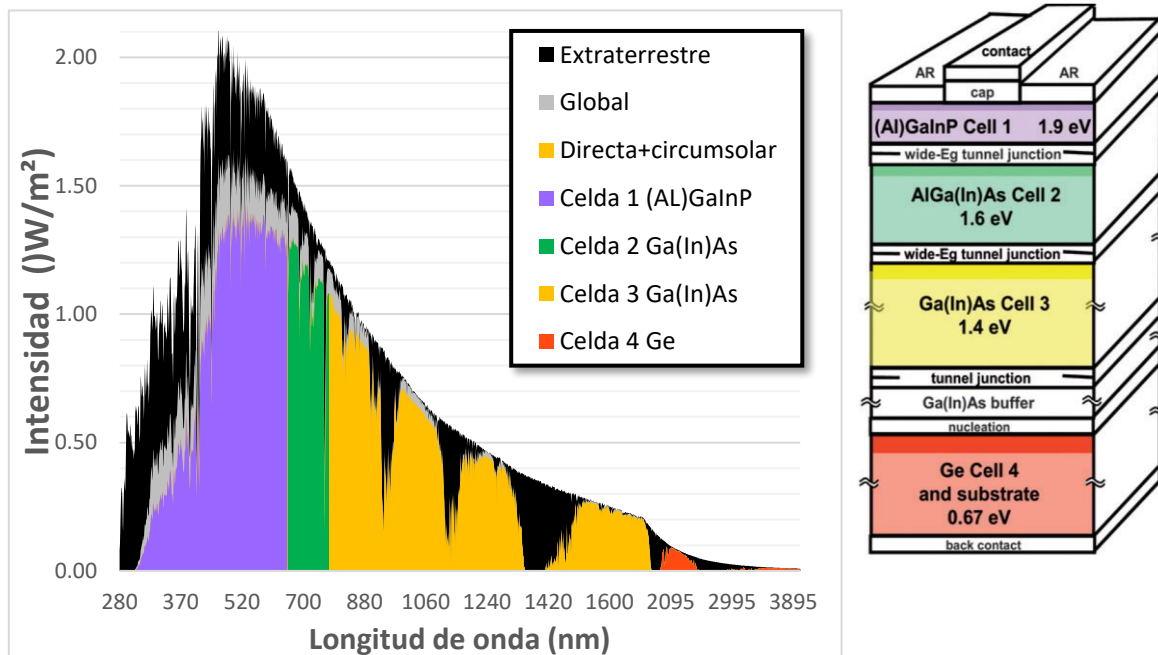


Figura 1.13. Espectro de Radiación Solar AM1.5D y Arquitectura de la Celda Multicapa. Izquierda. Porciones del espectro de radiación solar absorbido en una MU celda solar. Derecha: esquema de una típica celda solar MU de cuatro capas HCFV monolítica. (Cotal et al., 2009)

Para disminuir la velocidad de recombinación de superficie las celdas MU deben contar con las denominadas capa ventana, que se utilizan principalmente para formar una unión p-n con el material absorbedor, estas capas se diseñan con una brecha de

energía grande, con grosor delgado y baja resistencia en serie. Para reducir las recombinaciones de superficie en la parte posterior de la celda MU, se requiere de otra capa, conocida como capa de campo de superficie posterior (BSF, por sus siglas en ingles), consiste en una región dopada más alta en la superficie posterior de la celda solar. La interfaz entre la región dopada alta y baja se comporta como una unión p-n y se forma un campo eléctrico en la interfaz que introduce una barrera para el flujo de portadores minoritarios hacia la superficie trasera.

Por otro lado, la capa de unión tipo túnel, también mostrada en el lado derecho de la figura 1.13, tiene como objetivo principal proveer de una baja resistencia eléctrica y una eficiente conexión óptica entre dos subceldas. Es necesario que estos últimos tres tipos de capas mencionadas sean lo más transparentes posible para que los fotones se puedan absorber en las regiones activas del dispositivo

1.4.2 Efectos de la intensidad lumínica en las celdas CFV

La intensidad lumínica y su distribución sobre el área de una celda solar, tiene una fuerte influencia en el desempeño de los dispositivos FV en general. Si bien se han planteado los efectos positivos de un incremento en la intensidad lumínica, también es necesario señalar que los efectos negativos de una inapropiada irradiación son más evidentes en las celdas CFV y sus repercusiones se observan directamente en la reducción de la eficiencia y el factor de forma y esto se debe principalmente a una mala distribución de corrientes y del flujo de calor a lo largo y ancho de la celda solar. Esto afecta las pérdidas óhmicas y produce modificaciones en la curva I-V. Las características de la curva I-V en estado estable de una celda de silicio con una unión p-n uniformemente iluminada son descritas generalmente mediante la ec.(1.1) del modelo de un único diodo que se muestra en la Figura 1.14.

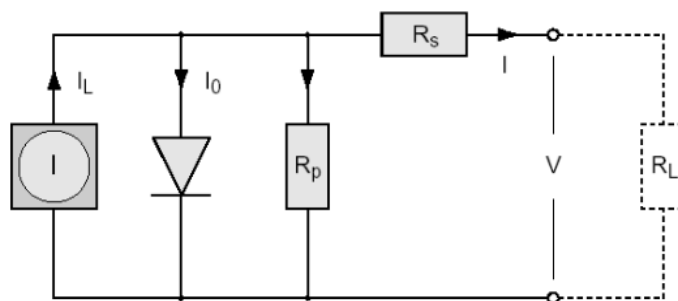


Figura 1.14. Esquema de un circuito equivalente para una celda solar. Modelo de un único diodo, la luz incidente genera la corriente I_L .

El modelo de un único diodo permite calcular la corriente I , que se compone de la corriente del diodo en oscuridad y la corriente que se genera por la absorción de la luz, mediante la ecuación:

$$I = I_L - I_0 \left(e^{\frac{q(V+IR_s)}{nkT}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (1.1)$$

Donde I_L es la corriente fotogenerada por la celda solar, I_0 es la corriente del diodo en oscuridad y es relacionada con la calidad del material. R_p la resistencia Shunt, y R_s la resistencia en serie, V es el voltaje, n el factor de idealidad del diodo, k la constante de coulomb y T la temperatura de la celda solar.

A bajas intensidades la resistencia Shunt R_p tiene un gran efecto en el desempeño de la celda, esta representa las impurezas y defectos alrededor de la unión PN de la celda. Por otro lado, la resistencia en serie R_s representa la resistencia del material semiconductor, la resistencia de los contactos metálicos y la resistencia entre el semiconductor y los contactos. Esta resistencia tiene un gran efecto en el desempeño de las celdas solares a altas intensidades y a su vez es un parámetro variable (depende de las condiciones de operación) y distribuido por naturaleza. A lo largo de la curva de iluminación varían las condiciones de inyección, y también la resistencia de la base. Sin embargo, si las caídas óhmicas en las diferentes regiones son pequeñas, lo cual ocurre en celdas bien diseñadas, se puede considerar la resistencia serie tecnológica (suma de todas las componentes excepto la base) como un parámetro agrupado (lumped en inglés) y constante (Delgado, 2009). La resistencia en serie se compone principalmente de las siguientes resistencias específicas:

- Resistencia específica debida a la base, r_b
- Resistencia específica debida a los contactos frontal y posterior, r_{cf}
- Resistencia específica debida al emisor, r_e
- Resistencia específica debida a los dedos de metalización, r_{mf}
- Resistencia específica debida a los colectores de corriente, r_{bus}

En la Figura 1.15. Se observan los efectos que tiene un alto valor de R_s en la curva IV de una celda solar y se puede observar una reducción significativa en su factor de forma FF.

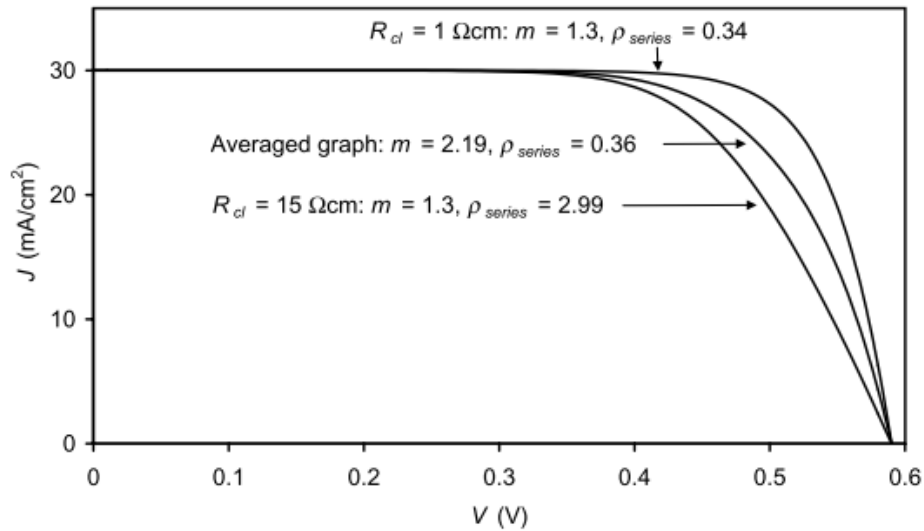


Figura 1.15. Curvas IV para un buen contacto de los dedos y un mal contacto. La curva promedio, es la curva para una celda hipotética con una región con buen contacto y mal contacto. (A.S.H. van der Heide, A. Schönecker, J.H. Bultman, 2004)

Por otro lado, y como se logra observar en la Figura 1.16 (a), aumentar la intensidad de la luz incidente en una celda solar cambia todos los parámetros de la celda, incluidos la corriente de corto circuito, el voltaje a circuito abierto, el factor de forma, la eficiencia y el impacto de las resistencias en serie y Shunt. La intensidad de la luz en una celda solar es llamada número de soles, donde un sol corresponde a la iluminación estándar a AM1.5 o $1,000\text{W/m}^2$.

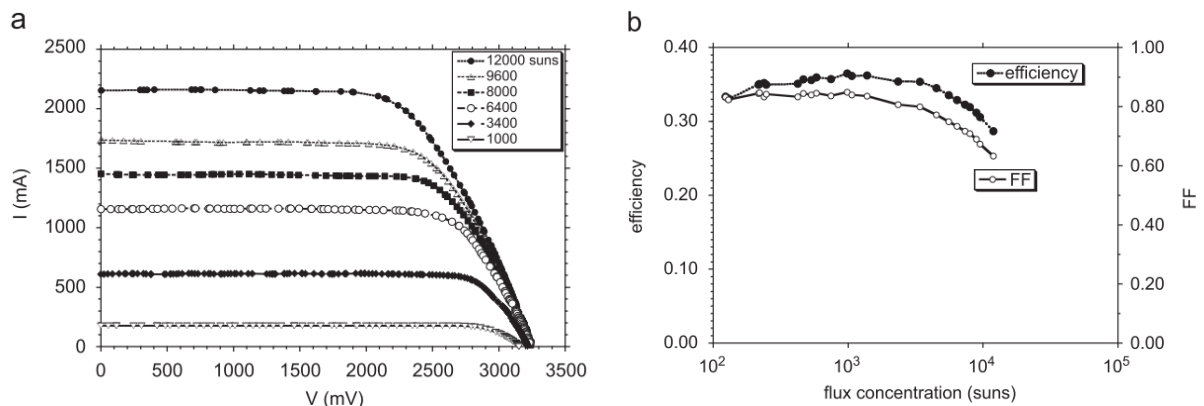


Figura 1.16. (a) Curvas I-V medidas a diferentes niveles de concentración para una celda concentradora de triple unión y (b) eficiencia medida y factor de forma.

Si el circuito se encuentra abierto la resistencia en serie no afecta a la celda solar ya que no hay corriente circulando a través de la celda solar, entonces la resistencia en serie es cero. Bajo esta consideración y que la resistencia Shunt sea lo suficientemente grande,

ya que su resistividad se debe principalmente a defectos de manufactura y no a un diseño pobre de la celda, se puede reescribir la ec.(1.1) de la siguiente forma:

$$\frac{I_{SC}}{I_0} = \left(e^{\frac{q(V_{OC})}{nkT}} - 1 \right) \quad (1.2)$$

Donde V_{OC} es el voltaje a circuito abierto y la corriente fotogenerada al interior de la celda I_L , se sustituye por la corriente de cortocircuito I_{SC} , que es la máxima corriente generada dada la colección de los portadores generados por la luz medida externamente.

Despejando V_{OC} de la ec. (1.2), se obtiene:

$$V_{OC}(X) = \frac{nkT}{q} \ln \left(\frac{XI_{SC}}{I_0} \right) = \frac{nkT}{q} \left[\ln \left(\frac{I_{SC}}{I_0} + \ln X \right) \right] = V_{OC}^* + \frac{nkT}{q} \ln X \quad (1.3)$$

donde X es el nivel concentración solar. A partir de esta ecuación, si se duplica la intensidad de la luz ($X=2$), se genera un aumento en el V_{OC} de 18mV; lo que como se verá a continuación puede generar un incremento en la eficiencia de las celdas de concentración.

Para calcular la eficiencia es necesario encontrar la potencia de salida más alta a la que la celda solar puede operar, bajo las condiciones específicas de los niveles de irradiancia y temperatura a los que se encuentre, para ello y de manera experimental, la resistencia en el circuito puede cambiarse sistemáticamente por pequeños incrementos hasta encontrar una resistencia característica donde se obtengan los valores más altos tanto de corriente como de voltaje, a este punto se le denomina el punto de potencia máxima MPP (por sus siglas en ingles). La potencia en este punto se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$P_{MP}(X) \cong X \cdot P_{MP}^* + X \cdot I_{MP}^* \cdot \Delta V_{OC}(X) - (X \cdot I_{MP}^*)^2 R_S \quad (1.4)$$

Donde $\Delta V_{OC} = V_{OC}(X) - V_{OC}^*$ es la relación del incremento de voltaje a circuito abierto. La eficiencia de conversión se calcula dividiendo la potencia máxima P_{MP} por el flujo de luz incidente, que es el producto de la irradiancia incidente $G(X)$ y el área activa de la celda A_{cell}

$$\eta(X) = \frac{P_{MP}(X)}{G(X)A_{cell}} \cong \frac{P_{MP}^* + I_{MP}^* \left[\frac{nkT}{q} \ln X - X(I_{MP}^*)^2 R_S \right]}{G * A_{cell}} \quad (1.5)$$

Como se puede observar tanto en la Figura 1.16 (b) como en la ecuación (1.5), con el aumento en los niveles de concentración también es posible incrementar la eficiencia del dispositivo, sin embargo, los beneficios de la concentración pueden reducirse si las pérdidas por la resistencia en serie y la corriente de corto circuito se incrementan ya que las pérdidas debidas a la corriente de corto circuito dependen del cuadrado de la corriente, las pérdidas de potencia debido a la resistencia en serie se incrementan al cuadrado del nivel de concentración. Es por esto que en la Figura 1.16 (b) se observa un aumento en la eficiencia del dispositivo en los primeros 1000 soles de concentración, pero al seguir incrementando los niveles de concentración, la eficiencia de la celda tiende reducirse, este efecto como se verá en el siguiente capítulo dependerá del diseño de la celda, los sistemas de disipación de calor y el perfil de iluminación que incide sobre la celda solar de concentración.

En la tecnología de concentración fotovoltaica, así como en cualquier tecnología fotovoltaica de las antes mencionadas, un factor muy importante es la distribución del flujo radiativo que incide sobre la superficie de la celda, también conocida como *uniformidad de iluminación*. Tanto en celdas fotovoltaicas de placa plana como en cualquier otro tipo de celda sin concentración, esta distribución se considera uniforme a menos que un error de diseño o instalación obstaculicen parte de la radiación, lo que se conoce como *sombreamiento*.

Las pérdidas en la potencia eléctrica de salida que ocasiona el sombreamiento en una celda o modulo FV, dependerá de la opacidad del obstáculo y del área que este sombre, pero también intervendrá el tipo de interconexión eléctrica entre elementos, y de la sensibilidad o foto-respuesta de los materiales semiconductores utilizados en la unión p-n.

Otras pérdidas de energía similares pueden ser originadas por defectos en la manufactura del módulo o celda fotovoltaica defectuosos desde fábrica y que entregan valores de corriente o voltaje distintos al resto del arreglo. A este tipo de problemas se le conoce como *efectos de desacoplamiento de energía* y se presentan tanto en arreglos de celdas FV como en la interconexión de módulos FV, e inciden principalmente en el factor de forma del arreglo y por último en su eficiencia, ya que las pérdidas que originan estos

desacoplamiento de energía limitan la potencia total de salida de todo el arreglo interconectado, precisamente a los valores mínimos de corriente o voltaje, que generados por la celda o módulo de menor potencia del arreglo. La energía excedente que se genera en el arreglo mediante las celdas en buen estado será disipada por la celda o módulo defectuoso en forma de calor, originando zonas de mayor temperatura en el arreglo conocidas como *puntos calientes*.

Si bien los efectos anteriormente mencionados son indeseables en cualquier instalación fotovoltaica y se busca a toda costa prevenirlos, en el caso particular de las celdas fotovoltaicas de concentración, se vuelve un tema de mayor complejidad ya que los flujos que inciden sobre la celda no provienen de una fuente uniforme, sino de un flujo concentrado en el centro. Posteriormente se busca redistribuir la radiación del flujo concentrado en la superficie de la celda o arreglo de manera uniforme, usualmente implementando un segundo elemento óptico ya sea del tipo refractivo o reflectivo. La eficiencia con la que este segundo elemento óptico del cual carecen el resto de las tecnologías fotovoltaicas es crucial en el desempeño de todo el sistema, ya que como se verá en capítulos posteriores, una mala uniformidad de iluminación puede ocasionar no solo pérdidas de potencia o incrementos en la temperatura, sino también el deterioro acelerado de las celdas conocido como *envejecimiento prematuro*.

En esta tesis se presenta una investigación de los efectos negativos de una mala distribución de flujo radiativo en las celdas fotovoltaicas de concentración, y las pérdidas en la eficiencia que esta conlleva, para lo cual se desarrollarán diferentes dispositivos para el análisis y caracterización de las celdas CFV. Dispositivos que a su vez tienen como principal objetivo proveer de una distribución de flujo radiativo uniforme y altamente concentrado, capaces de irradiar a una celda con diferentes intensidades de flujo radiativo sin perder o variar la uniformidad.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivos generales

El objetivo general de este trabajo es desarrollar instrumentos opto-mecánicos automatizados, que permitan analizar el comportamiento y las características tanto térmicas como eléctricas de dispositivos de concentración fotovoltaica, sometidos a altas concentraciones de radiación solar directa, que tengan la capacidad de regular la intensidad de flujo radiativo, manteniendo una distribución homogénea de este en toda la superficie de la celda o arreglo de celdas CFV, así como las condiciones térmicas a las que se sometan los dispositivos CFV incluyendo los tiempos de exposición.

1.5.2 Objetivos particulares

Para cumplir con el objetivo general, se han planteado los siguientes objetivos particulares:

1. Estudio de dispositivos concentradores con óptica anidólica para aplicaciones CFV
2. Selección y adquisición de celdas solares CFV.
3. Adquisición de normatividad CFV
4. Caracterización de dispositivos comerciales CFV.

Específicamente para homogeneizadores de flujo radiativo altamente concentrado:

5. Simulación de Homogeneizadores
6. Diseño de Homogeneizadores para el HOSIER
7. Construcción de prototipos de Homogeneizadores
8. Evaluación de los prototipos

Y para un sistema de evaluación de celdas solares con concentración fotovoltaica:

9. Diseño óptico del SIECS-CFV
10. Simulación con Trazado de Rayos
11. Diseño mecánico del SIECS-CFV
12. Compra de los dispositivos, partes y componentes que integran el FRESNEL
13. Montaje estructural del FRESNEL sobre la torreta de seguimiento
14. Montaje del Segundo elemento óptico

15. Diseño del control del FRESNEL
16. Automatización del FRESNEL
17. Montaje y alineación del primer elemento óptico
18. Puesta en operación del FRESNEL

Capítulo 2

Óptica y Homogeneización de Flujo en los sistemas CFV

Debido a la multidisciplinariedad y las diferentes áreas de conocimiento que se involucran en el estudio de la concentración fotovoltaica, se presenta este capítulo para establecer el estado del arte, la base teórica y los conceptos fundamentales sobre los que se soporta la concentración fotovoltaica, los cuales pueden ser poco comunes ya sea en las áreas de concentración solar o en las relacionadas a los sistemas de generación fotovoltaicos.

En el capítulo anterior se comentó que, en la actualidad, la mayor limitación de la tecnología fotovoltaica en general aun reside en reducir el costo, y aumentar su desempeño; esta relación costo/eficiencia debe ser competitivo con las tecnologías de generación de potencia eléctrica actuales y futuras. Sin embargo, las tecnologías fotovoltaicas ya sean de primera, segunda o tercera generación, solo pueden aprovechar una parte del espectro electromagnético de la energía solar que incide sobre su superficie, el resto es convertido en calor o simplemente reflejado y desaprovechado.

Actualmente los dispositivos fotovoltaicos convencionales están llegando a sus límites teóricos de eficiencia, mientras que los límites de la tecnología de concentración fotovoltaica se encuentran lejos aún, por lo que se espera que las futuras celdas de concentración seas más eficientes en el mediano plazo y permitan reducir cada vez más el uso de los costosos materiales semiconductores, manteniendo la misma área de captación; con esto se conseguiría un mejor aprovechamiento de la radiación solar por

metro cuadrado y costos más competitivos con respecto a las tecnologías generación convencionales.

En las celdas de concentración la mayor parte del material fotovoltaico es reemplazado por elementos ópticos como lentes o espejos que son más baratos y a diferencia de los materiales semiconductores, su abundancia en el planeta los vuelve asequibles en el corto y largo plazo, sin embargo, el problema fundamental de la tecnología reside ya no únicamente en las celdas fotovoltaicas sino en los periféricos que ayudan a redireccionar la energía solar a la celda y como esta energía es distribuida en ella (Li et al., 2018).

Como se comentó en el capítulo anterior, teóricamente las celdas multiunión aumentan su eficiencia a mayor número de soles de concentración, haciendo que la relación de área de semiconductor y costo del mismo sea inversamente proporcional a la eficiencia de la celda y al área de captación de todo el sistema. Si la celda por sí misma puede reducir el costo total del sistema, entonces es posible justificar el uso de celdas de mayor eficiencia que anteriormente solo tenían cabida en los mercados de nicho o en la industria aeroespacial, sin embargo, el costo y la calidad de los materiales ópticos que acondicionan la radiación solar juegan también un rol muy importante para mantener una generación de potencia eléctrica máxima según la celda que se utilice.

Por otro lado, con el aumento en los niveles de concentración también se aumenta la temperatura en la celda, lo cual afecta negativamente a su desempeño, este problema se puede resolver con un sistema de refrigeración adecuado, que si bien actualmente aún limita la eficiencia máxima de las celdas multiunión en los equipos CFV, constantemente los fabricantes consiguen implementar soluciones diferentes e innovadoras, en parte debido a las múltiples configuraciones ópticas, a los diversos sistemas de seguimiento que cada fabricante utiliza y a las configuraciones geométricas del receptor.

Como se puede observar las celdas CFV requieren no solo de la captación y focalización de la energía que incide en ellas, sino de la redirección constante y óptima según su ubicación en el sistema, esto durante todo el día según la óptica y para lo que en la mayoría de los casos es necesario un equipo mecánico automatizado de seguimiento solar conocidos como *trackers* (anglicismo para seguidores solares), pero también un acondicionamiento de la radiación que los componentes ópticos logran concentrar, esto con el fin de aumentar la eficiencia de generación eléctrica máxima, pero sobre todo

proteger y alargar la vida misma de la celda. Al conjunto de todos estos componentes que permiten la optimización en captación y distribución de la energía solar incidente en la celda, a la celda misma y a todos los dispositivos que optimizan su funcionamiento se les identifica como sistema de concentración fotovoltaica o CFV y en este capítulo se explicará principalmente el funcionamiento y las limitaciones ópticas que repercuten en el costo y eficiencia de la tecnología.

2.1 Iluminación no uniforme en sistemas CFV

En los sistemas CFV, los concentradores de foco puntual no suelen concentrar la radiación directamente sobre las celdas solares. Esto se debe a que, si bien se desea irradiar la celda con un flujo de alta intensidad, también es necesario que dicha iluminación sea uniforme y posteriormente se detallara la relevancia de la distribución del flujo en la celda. En la figura 2.1 se observa un dibujo esquemático de un concentrador de foco puntual del tipo plato parabólico, en cuyo foco se puede observar cómo se concentra la radiación captada por el espejo parabólico. Si se coloca una celda en el punto F, independientemente del ancho de la imagen solar formada por el concentrador, esta tendría su pico de intensidad lumínica en el centro de la celda, mientras que su perifería presentaría una iluminación muy baja, esto se debe principalmente al perfil de distribución del flujo radiativo originado por el tipo de concentrador y la fuente.

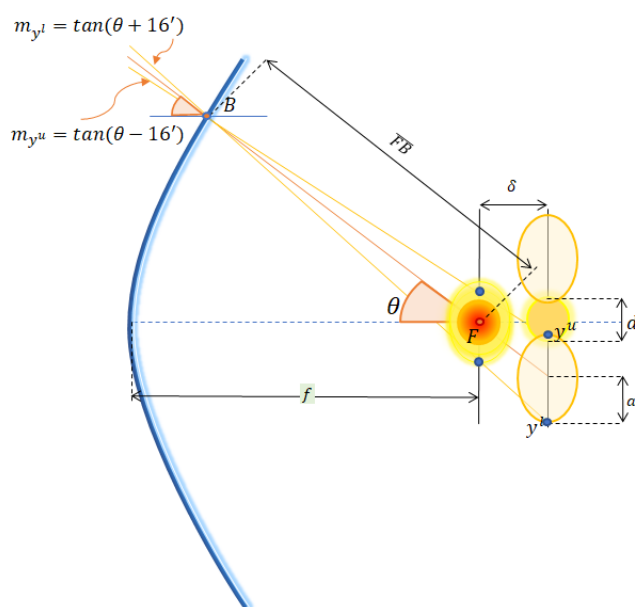


Figura 2.1. Dibujo esquemático de un concentrador de foco puntual del tipo parabólico

Algunos investigadores tales como (Robert et al 1957) y (Perez Encizo) et al 2016, han propuesto desplazar la celda para redistribuir el flujo radiativo, sin embargo el solo desplazarla a una distancia δ sobre el eje focal reduciría la intensidad en el centro pero no distribuiría de forma uniforme la radiación en la totalidad de la celda; como se observa en la imagen si se coloca la celda dentro del spot de diámetro d , al desplazar la celda parte de la radiación se perdería, tal y como se puede observar en la imagen, esta radiación se representa por dos rayos incidentes que interceptan al espejo parabólico en los puntos B y B', los rayos al reflejarse se redireccionan al foco y se abren con un ángulo de $32'$ formando las elipses que se muestran en el esquema.

La no-uniformidad lumínica en sistemas CFV puede clasificarse principalmente en los siguientes dos grupos: una única celda solar con no uniformidad lumínica en la totalidad de su área o una serie de celdas conectadas entre sí con diferentes niveles de iluminación cada una. En el primer caso, algunas partes de la superficie de la celda unitaria al absorber grandes cantidades de energía generan grandes cantidades de corriente y en consecuencia de calor, que como previamente se comentó, en toda tecnología fotovoltaica va en detrimento de la eficiencia de conversión eléctrica, con excepción de las tecnologías FV híbridas. En el segundo caso, donde las celdas en los sistemas CFV normalmente están conectadas en serie, con una de ellas que se encuentre sombreada puede repercutir en el funcionamiento de todo el sistema significativamente incluso llegando a dañar alguna de las celdas, diodos bypass o en algunos casos el elemento óptico secundario.

Si bien la óptica del concentrador juega uno de los roles más importantes en la reducción del costo de la tecnología CFV e iluminación de sus celdas como se ha venido planteando, también lo es un diseño inapropiado del mismo el cual puede conducir a severas heterogeneidades en la distribución lumínica sobre la o las celdas. Sin embargo, los defectos en la óptica y su diseño no son los únicos que afectan la eficiencia de los sistemas CFV, muchos tienen que ver con la optimización eléctrica de las celdas mismas o los errores de precisión en el seguimiento de todo el equipo, lo que presenta retos y oportunidades para seguir mejorando la tecnología.

Las principales pérdidas en los sistemas CFV, se observan en la Figura 2.2 donde se puede observar como el desempeño ideal de la celda solar es reducido inicialmente en un 8% debido a algunas pérdidas por reflexiones del concentrador y la celda solar misma. También se observa cómo afectan las imperfecciones ópticas del sistema de

concentración una vez captada la radiación, esta podría perderse en un 6% antes de llegar a la celda.

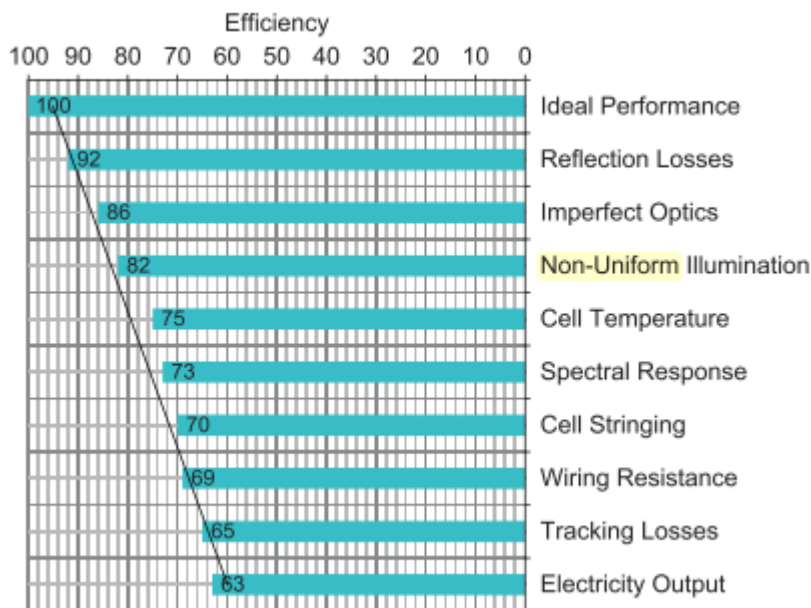


Figura 2.2. Pérdidas que ocurren en los sistemas CFV. (Baig, Heasman and Mallick, 2012)

Aunque parecería que la iluminación no uniforme producida por el concentrador afectaría tan solo en un 4%, hay que enfatizar la dependencia y correlación que tiene la celda con la temperatura, la cual puede reducir en un 7% más las pérdidas en el sistema, debido a la generación de puntos calientes por retornos de corrientes originados por la mala distribución de la radiación; otra variable relacionada a la uniformidad lumínica es la respuesta espectral, la cual también puede ser afectada por la óptica del concentrador en el caso de lentes, como por segundos elementos ópticos del sistema cuya función es redistribuir el flujo, pero si estos son del tipo refractivo pueden llegar a cambiar el espectro de radiación para el cual fueron diseñadas las distintas capas de una celda multiunión.

Otro punto importante también relacionado con la uniformidad es la forma en la que se interconectan las celdas, dependiendo el tipo de circuito diseñado este puede ser afectado en mayor medida por la no uniformidad limitado el flujo de corriente a la generada por la celda irradiada con la menor intensidad de flujo; esto implica que aproximadamente un 16% de la energía del sistema se podría perder por cuestiones relacionadas directa o indirectamente a la uniformidad. En principio el propósito del elemento óptico de concentración es suministrar energía concentrada y direccionarla de manera uniforme a la celda solar, pero esto no pasa de manera natural. En total

aproximadamente el 40% de la energía que debería producir idealmente el sistema, se pierde a través de los distintos procesos mostrados en la gráfica.

Como se planteó en el inicio, el uso de concentradores modifica la radiación incidente sobre las celdas solares, amplificándola varias veces y generando patrones de iluminación no uniformes, los cuales son ambos discretos y discontinuos en el tiempo (Baig, Heasman and Mallick, 2012). Los problemas que ocasiona la heterogeneidad lumínica pueden repercutir en el desempeño de una sola celda o en un arreglo de celdas conectadas entre sí. Ambas situaciones afectarían al sistema completo, por lo que es necesario, hacer una distinción en cuanto a tipos de heterogeneidades que se presentan en los sistemas de concentración solar fotovoltaica.

Hay dos casos; en el primer caso, una región de la celda es iluminada en exceso, mientras que el resto de la celda es irradiada con una intensidad lumínica inferior, usualmente esta diferencia suele ser de varios ordenes de magnitud y va a depender principalmente de la causa, si es por un mal seguimiento o por un mal diseño óptico. Las regiones excesivamente iluminadas generan altas intensidades de corriente eléctrica y se calientan. Esto repercute en la potencia de salida de la celda solar, algunas áreas de la celda no operan correctamente y la generación de corrientes cruzadas causa disipación de potencia eléctrica.

El segundo caso, corresponde a un efecto de sombreado completo ocurriendo en una celda dentro de un arreglo interconectado entre sí, esto causa el paro total del suministro de energía del sistema; la energía generada por las celdas que si se encuentran iluminadas es disipada por aquella celda sombreada, en forma de calor.

2.1.1 Efectos de la iluminación no uniforme en celdas CFV

En la sección anterior se detallaron las implicaciones que se tienen en un sistema fotovoltaico de concentración, cuando este no es iluminado de manera uniforme. Recientes avances en las celdas fotovoltaicas altamente eficientes para concentración han centrado las investigaciones en el desempeño de la celda solar y la sensibilidad que esta tiene a la distribución del flujo radiativo, por lo que es necesario explicar los efectos que tiene este tipo de iluminación en el principal elemento del sistema, la celda solar concentradora. A continuación, se enuncian los efectos en dos categorías básicas los parámetros eléctricos y los impactos térmicos. Vale la pena indicar que muchos de los

parámetros eléctricos son afectados a su vez como consecuencia de los efectos térmicos introducidos por los perfiles de iluminación no uniforme, luego entonces el desempeño de todo el sistema se ve comprometido por este factor.

Efectos Eléctricos

La iluminación no uniforme en las celdas CFV provoca caídas óhmicas más altas de las esperadas, principalmente porque las celdas operan de manera local a altas irradiancias. Se ha demostrado que cuando una celda es iluminada de manera no uniforme las corrientes internas fluyen dentro de la celda, incluso cuando el circuito se encuentra abierto; estas corrientes son directamente proporcionales a la irradiancia y al grado de no uniformidad (Baig, Heasman and Mallick, 2012). Los parámetros que se ven afectados finalmente por la reducción en el desempeño de la celda incluyen.

- a) La fotocorriente total
- b) La corriente de corto circuito de la celda
- c) La densidad de corriente de corto circuito
- d) La iluminación promedio
- e) El voltaje de circuito abierto
- f) El factor de forma.

Efectos en las caídas de voltaje

En 1979, Mahan desarrollo una técnica experimental con el fin de determinar el exceso de vida de los portadores minoritarios dentro de la región base de las celdas solares de unión p-n. De hecho, si se integra la ecuación 2.1, y se sustituye en la ecuación (1.5), se puede ver que el tiempo de vida de los portadores τ tiene una repercusión crítica en toda la eficiencia de conversión de una celda solar.

$$\tau = \frac{kT}{q} \left| \frac{1}{dV_{OC}/dt} \right| \quad (2.1)$$

El método por el cual se obtenían anteriormente consistía en crear un exceso de los portadores minoritarios en la unión del dispositivo utilizando una excitación externa proveída por un breve flujo de corriente, y luego se monitoreaba el V_{OC} una vez que la excitación había sido abruptamente interrumpida.

La alternativa e innovadora técnica experimental que propuso Mahan se muestra en la Figura 2.3.a y consistía en que los pulsos de corriente podían ser convenientemente reemplazados por una fuente de luz y más relevante aún para la tecnología actual CFV fue que lo realizó no solo para dispositivos convencionales de unión horizontal, sino

también para verticales de una y de múltiples uniones (Mahan *et al.*, 1979). Dentro de las muchas graficas de los tiempos de decaimiento fotovoltaico que muestra Mahan en su trabajo, solo una de ellas exhibe una naturaleza particular con respecto a las otras, esta se muestra junto a otras para celdas OCLI con diferentes dimensiones en la Figura 2.3.b. Las anomalías que son observadas en estas curvas fueron por primera vez atribuidas a la no uniformidad del flujo de su fuente de iluminación (El estroboscopio electrónico 1542-B) y el área de la celda. Sin embargo, no se habían desarrollado modelos teóricos para explicar estos efectos.

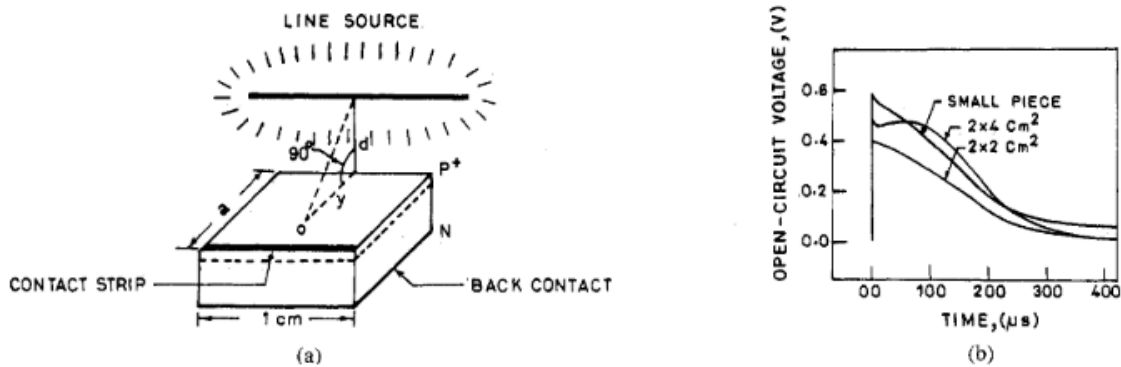


Figura 2.3. El experimento de Mahan para medir la distancia de difusión de la luz. (a) Diagrama esquemático del experimento. (b) Voltaje a circuito abierto foto inducido, curvas de caída de voltajes para celdas OCLI. (Gopal, Dwivedi and Srivastava, 1986)

En 1986 Gopal estudio el comportamiento de las curvas de decaimiento del voltaje a circuito abierto (OCVD, por sus siglas en ingles) que había reportado experimentalmente Mahan y desarrollo un modelo teórico, incorporando para el análisis, los efectos de un nuevo parámetro, la capacitancia de transición de los portadores, así como otros ya conocidos y bien estudiados, como la resistividad de capa en la capa de difusión.

Gopal aunque con datos insuficientes para una completa retroalimentación de su modelo teórico consiguió reproducir las curvas del experimento de Mahan, mismas que se muestran en la Figura 2.3.b, las cuales son prácticamente iguales a las que reporto Mahan. En ellas, Gopal observó que el comportamiento del decaimiento del Voc de la celda más grande enfatiza el efecto que tiene la radiación que incide en el área de la celda, precisamente porque la celda más grande ($a=4$) se aleja de la fuente en el eje Y , lo que genera un perfil de iluminación no uniforme, mientras que la celda de menor tamaño recibe prácticamente la misma intensidad de flujo en toda su área; por otro lado la curva de decaimiento anormal también representa los efectos de tener incremento en la resistividad de capa ya que el área de la capa es del doble de la celda chica. En este caso,

efectivamente el V_{oc} alcanza un máximo aproximadamente de $50 \mu s$ después de que cesa la iluminación, y luego decae como de costumbre. Esto se puede explicar con precisión considerando el área y la resistividad de la lámina del emisor de la celda solar bajo iluminación no uniforme.

En las celdas solares, el espesor de la capa de difusión es muy pequeño, debido a esto, en presencia de radiación no uniforme, la resistividad de la capa de difusión y el área de la celda juegan un rol muy importante en las caídas de voltaje fotovoltaico.

Cuando la celda no es irradiada de manera uniforme, el exceso de densidad de portadores será dependiente de la posición con el plano de la unión p-n dando el gradiente de concentración de los portadores; esto ocasionará el flujo de las corrientes laterales en el emisor y por lo tanto causará la generación de voltaje en la superficie a través de la resistividad de la capa. Este voltaje afectará la naturaleza de las caídas de voltaje de circuito abierto. (*Gopal, Dwivedi and Srivastava, 1986*)

En la Figura 2.4 se muestra la distribución de la densidad de corriente superficial a lo largo de la dirección Y a diferentes valores de t (estado estable-transición). A $y=0$, la densidad de corriente para ambas muestras es cero en todos los estados, y se incrementa al mismo tiempo que incrementa la distancia en y, pero aumenta aún más a medida que y se acerca a la tira de contacto mientras que en los contactos decae abruptamente a cero (condición de circuito abierto).

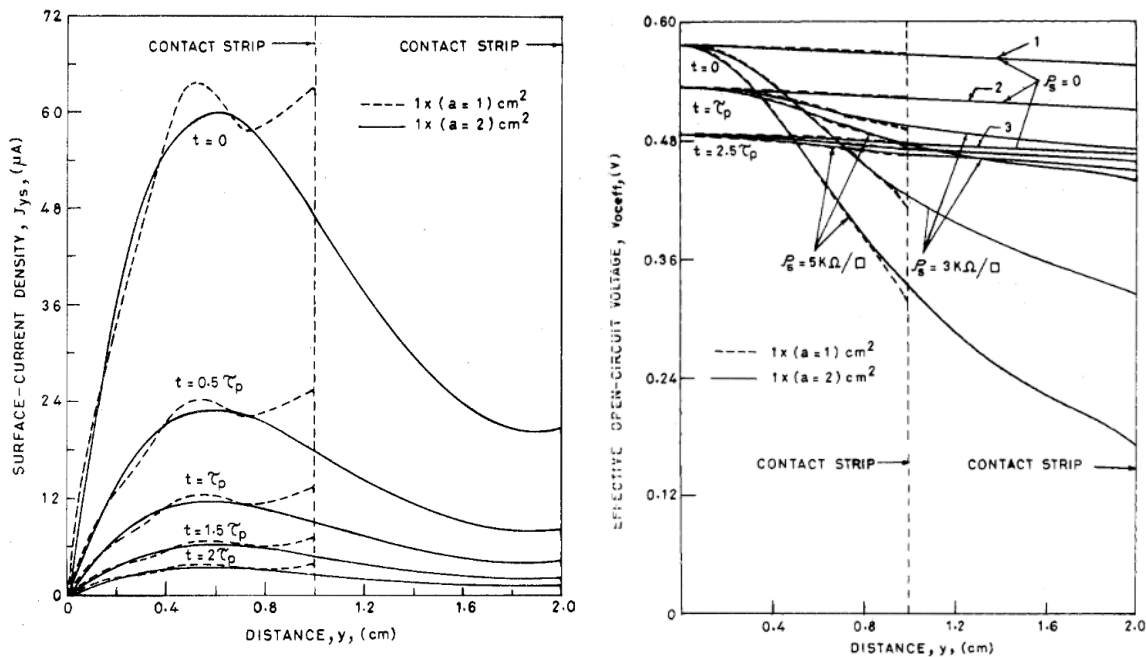


Figura 2.4. Distribución de la densidad de corriente y del voltaje superficial en celdas. Izquierda: Distribución de la densidad de corriente calculada a lo largo de la dirección (eje y) de la variación de intensidad para la celda solar de áreas distintas ($1 \times 1 \text{ cm}^2$ y $1 \times 2 \text{ cm}^2$) a diferentes tiempos; derecha: Distribución del voltaje superficial calculado asociado con la resistividad de capa

El hecho de que en la muestra pequeña exista un incremento en la corriente que sea más pronunciado entre más nos acercamos a las tiras de contacto respecto al que existe en la muestra grande, se debe a que la muestra pequeña tiene una menor resistencia de superficie total resultando en una mayor colección de portadores hacia el contacto, mientras que para la muestra grande la resistencia total es más alta y por ende la colección se ve reducida.

En las curvas de la derecha de la Figura 2.4 se muestra la dependencia que tiene el voltaje a circuito abierto con la resistividad de capa ρ_s , cuando la $\rho_s = 0$ el voltaje circuito abierto efectivo $V_{oc,eff}$ representa la totalidad del voltaje a circuito abierto V_{oc} donde el voltaje de superficie es despreciable. Las tres curvas tienen aproximadamente la misma naturaleza para las celdas ($a=1$ y 2 cm); por lo tanto, puede ser concluido que punto a punto el fenómeno de recombinación es dominante ahí.

Efectos en las Curvas I-V

En la aproximación más simple que se puede realizar para el diseño de una celda y predicción de su desempeño es asumir que la intensidad de la iluminación es la misma en cada punto del área de captación de la celda y que la corriente fotogenerada se comporta perfectamente lineal con respecto a la radiación incidente, sin embargo, como se explicara en secciones posteriores, si bien es el ideal en cualquier celda de concentración fotovoltaica, esto raramente es posible. Franklin y Coventry estudiaron los efectos de la no uniformidad en las curvas I-V de la celda solar tanto numérica como experimentalmente para flujos con perfiles de distribución Gaussianos, ellos encontraron que las pérdidas en el voltaje a circuito abierto explicados previamente, eran mayores cuando la distribución de la iluminación se encontraba centralizada. (Franklin and Coventry, 2002). En la Figura 2.5 se muestra la diferencia en las curvas I-V en una celda solar cuando se exponen a patrones de iluminación uniformes y no uniformes tanto para celdas solares de silicio como multiunión.

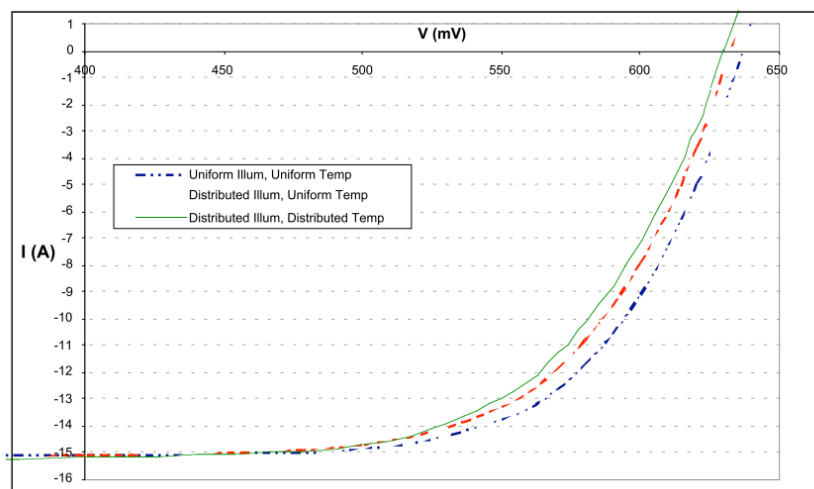


Figura 2.5. Curvas I-V simuladas: razón de concentración de 22.7, a una temperatura promedio de 69°C. (Franklin and Coventry, 2002)

El parámetro del factor de forma FF define la potencia máxima que se puede obtener utilizando la celda solar y se define como la relación entre la potencia máxima de la celda solar y el producto de V_{oc} e I_{sc} . El valor del factor de forma en la celda modelada difiere de la celda de referencia en el mismo número de soles debido a las diferentes pérdidas en la malla metálica. Estas diferencias son el resultado del perfil de iluminación no uniforme y del diseño de rejilla diferente.

El factor de forma se calculó en función de la resistencia de la lámina bajo irradiación uniforme y no uniforme. Se encontró que los resultados de la simulación no uniforme concordaban bien con las condiciones reales, como se muestra en la figura. 2.5, y era más

pronunciada al aumentar los valores de resistencia de la lámina (mayor resistencia en serie). Herrero et al. estudiaron el efecto de la no uniformidad en las celdas de múltiples uniones y encontraron que el factor de llenado disminuye con un aumento de la falta de uniformidad. Atribuyeron esta caída al aumento de las pérdidas de resistencia en serie, lo que se traduce aún más en la caída de la eficiencia de la celda solar.

2.1.1 Efectos de la irradiancia no uniforme en arreglos fotovoltaicos densamente empaquetados

Se suele hacer una distinción cuando se habla de no uniformidad en una sola celda solar, lo cual describe una distribución espacial sobre esa única celda, por otro lado, la no uniformidad de celda a celda, la cual describe la diferencia en irradiancia promedio sobre una celda con respecto a la siguiente en un módulo multicelda.

Mientras que en el caso de las uniformidades en única celda llevan al decremento de la densidad de corriente local, en el caso de las uniformidades de celda a celda, los arreglos más afectados son aquellos conectados en serie, esto se debe a que la corriente entregada por el arreglo se limita a la corriente que es capaz de producir la celda que recibe la menor irradiancia (promedio). Las pérdidas de potencia resultado de esta limitación de corriente son usualmente referidas como pérdidas por desacoplamiento (mismatch losses, en inglés).

Los casos de pérdidas por desacoplamiento están ampliamente documentados ya que es un fenómeno que suele ocurrir en módulos del tipo colectores planos conectados en serie con diferencias en la generación corriente y módulos sombreados, estos problemas se han venido presentado prácticamente desde el inicio de la tecnología fotovoltaica, y este tipo de pérdidas pueden reducir no solo la eficiencia del sistema sino también el tiempo de vida del módulo y en general de la instalación.

Arreglos conectados en serie – sin diodos de derivación (bypass)

Cuando en un arreglo, las celdas fotovoltaicas se encuentran conectadas en serie, los voltajes se suman a través de una corriente común. Si se considera una cadena de N celdas conectadas en serie con una irradiancia promedio por celdas $E_{av,j}$ incidente en la celda j , si no hay diodos de derivación (bypass) presentes entre las celdas conectadas en serie, entonces la corriente entregada por la cadena de celdas N se limita a la de la celda que tiene el E_{av} más bajo, j . Dejando que $\langle E_{av} \rangle = Q/A_{modulo}$ sea la irradiancia promedio

sobre el módulo (suponiendo que no hay espacios entre las celdas), luego para una uniformidad perfecta de celda a celda, $\langle E_{av} \rangle = E_{av}$. Considerando el caso demostrativo simple un factor de forma $FF=1$. La potencia total entregada por las celdas conectadas de la serie N bajo una irradiación perfectamente uniforme es

$$P_{uniform} = I_{sc} N V_{oc} \propto E_{av} N V_{oc} \quad (2.2)$$

Donde V_{oc} es el voltaje de corto circuito de una sola celda. Para la misma irradiancia promedio, pero ahora no uniformemente distribuida de celda a celda, la potencia es:

$$P_{non-uniform} = \min(I_{sc}) N V_{oc} \propto \min(E_{av}) N V_{oc} \quad (2.3)$$

La relación de salida de potencia para la distribución uniforme y la no uniforme es:

$$\frac{P_{non-uniform}}{P_{uniform}} \propto \frac{\min(E_{av})}{\langle E_{av} \rangle} \equiv U \quad (2.4)$$

La uniformidad de celda a celda, $U = \min(E_{av}) / \langle E_{av} \rangle$, para el caso del arreglo en serie sin diodos bypass, es aproximadamente proporcional a la reducción en potencia.

Arreglos conectados en serie con diodos bypass

El comportamiento de las celdas conectadas en serie bajo flujos no uniformes de celda a celda es ligeramente diferente cuando cada conexión en serie está acoplada con un diodo bypass en paralelo. Mientras que en el caso anterior donde no había diodos bypass, la corriente siempre se limitaba a la de la celda con la iluminación más baja, sin embargo, en este caso con la presencia de diodos bypass, a la corriente le es posible encontrar una alternativa para que fluya el exceso de corriente.

Si el voltaje directo del diodo de derivación V_F es considerablemente más bajo que el voltaje de circuito abierto de un V_{oc} de celda única, entonces la corriente de cortocircuito del arreglo conectado en serie es casi la de la celda individual que tiene la iluminación más alta. Cuando el voltaje a través de los terminales del arreglo es cero (cortocircuito del arreglo), la celda con mayor iluminación opera en polarización directa baja, entregando casi su corriente de cortocircuito. Las celdas restantes tienen una polarización inversa débil, admitiendo un poco más que su corriente de cortocircuito, y el exceso de

corriente fluye en paralelo a través de los diodos de derivación. A medida que aumenta el voltaje a través del arreglo, las celdas se requieren una por una para operar en polarización directa para cumplir con el voltaje prescrito. Si las celdas se ordenan de 1 a N en términos de disminución de la irradiancia, es decir, la celda j tiene la j -ésima irradiancia más alta, el voltaje al cual la celda j cambia de polarización inversa a polarización directa se aproxima por

$$V_j = (j - 1)V_{oc} - (N - j + 1)V_f \quad (2.5)$$

Donde V_j es el voltaje a través de los terminales de la matriz, V_{oc} es el voltaje de circuito abierto de una sola celda con una irradiancia uniforme representativa (por ejemplo, promedio del módulo), y V_f es la caída de voltaje a través de un solo diodo de derivación. A este voltaje, la celda j funciona en cortocircuito, y la corriente total que fluye a través de los terminales del arreglo se limita a la corriente de cortocircuito de esa celda. A medida que el voltaje a través de la matriz pasa de corto a circuito abierto, el resultado es el comportamiento I-V escalonado característico tipificado por la falta de coincidencia de irradiación en las matrices conectadas en serie, tal como se observa en las curvas IV de la figura 2.6.

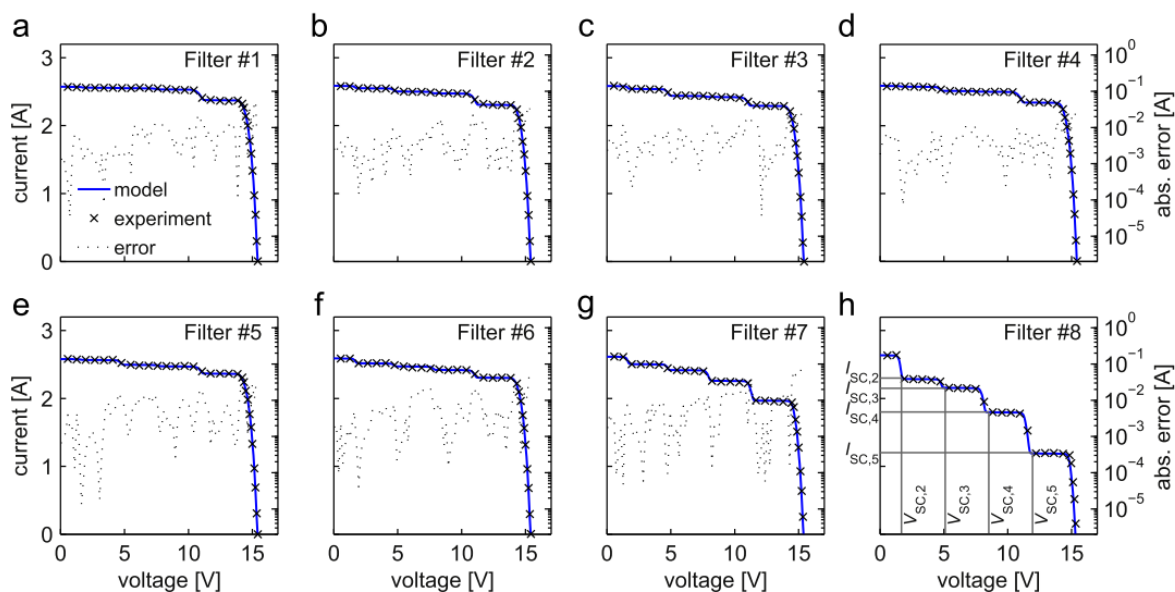


Figura 2.6. Curvas I-V medidas y simuladas bajo una irradiancia no uniforme impuesta por filtros para una irradiancia pre-filtrada. (Cooper et al., 2013)

La Figura 2.6(a-f) muestra las curvas I-V medidas a un valor nominal de irradiancia de 194x, con filtros colocados en frente del mini módulo para reproducir la no uniformidad de celda a celda. Superpuestas están las curvas I-V predichas por el modelo adaptado considerando las distribuciones de irradiación promediadas por celdas no uniformes

El límite de celdas sin bypass

Para una falta de uniformidad de celda a celda lo suficientemente alta, el punto máximo de potencia (MPP) ocurrirá en un punto donde una o más de las celdas están operando en polarización inversa. La ganancia de voltaje de la celda limitadora de corriente es insuficiente para compensar la pérdida de corriente activando esta celda, lo que resulta en una curva de potencia que disminuye a medida que la celda cambia a polarización directa. Este caso debe evitarse, ya que las celdas que operan en polarización inversa no proporcionan ninguna potencia útil y, en el caso de los diodos de derivación, la corriente debe fluir a través del diodo, lo que induce una caída de voltaje. Este caso, por lo tanto, sirve como un evento útil desde el cual establecer un límite inferior a la no uniformidad de celda a celda aceptable en los arreglos conectados en serie

2.2 Caracterización de celdas CFV

Actualmente la tecnología de concentración fotovoltaica que domina el mercado se encuentra en la categoría de la alta concentración esto implica un factor de concentración superior a los 500 soles, muchos buscando superar los 1000 soles y otros más osados reportan de experimentos de 20 000 soles; atrás quedaron los años en los que los pioneros de este campo buscaban soluciones en las celdas de silicio cristalino iluminadas por flujos concentrados mayores a 50 soles pero menores a 200 por medio de concentradores lineales. Esto es porque a medida que los niveles de concentración suben, el costo de la celda se intercambia por el del material óptico, volviéndolo insignificante en comparación. Esto también implica que el impacto de la eficiencia en estos sistemas es mucho mayor en cuestión del costo de la energía. Como resultado, es necesario evaluar las celdas de una forma eficiente para poder reportar o decidir el mejor diseño de concentrador o aquella celda que brinde la mejor eficiencia al menor costo y esto impactará directamente a toda la generación del sistema CFV.

El espectro de radiación de las celdas solares define completamente su comportamiento y desempeño. En un estudio realizado en 2013, se evaluaron 7 paneles fotovoltaicos con concentración de diferentes marcas, encontró que para la mayoría de los proveedores CFV, sus paneles muestran una eficiencia similar tanto en la prueba de flash de laboratorio como en las pruebas a en intemperie (Liu et al. 2013); sin embargo, Liu reportó que esto no ocurrió en dos de sus pruebas debido a las diferentes respuestas espectrales y coeficientes de temperatura de sus celdas.

Lo observado por Liu, se debe a la sensibilidad espectral de las celdas multicapa III-V; ya que su eficiencia óptica varía con la intensidad de la longitud de onda que incide en las diferentes capas de las celdas, lo cual, en campo, conduce a una variación en el rendimiento de todo el sistema.

Estas variaciones espectrales de la luz originadas por la posición del sol y los componentes de la atmosfera, no es posible predecirla con exactitud mediante pruebas de laboratorio convencionales, como las que se realizan en interior con lámparas operando en modo intermitente a alta velocidad, o incluso mediante pruebas a intemperie de corta exposición.

Otro ejemplo de discrepancias entre caracterizaciones del tipo interior y exterior se presentan en las pruebas que reportó (Pravettoni et al. 2010). Las cuales se muestran en la figura 2.7, allí se muestran las mediciones del espectro de radiación global, radiación directa normal a una AM1.5d, en una institución del reino unido, mientras lo compara a la derecha con la respuesta espectral de un simulador, donde posteriormente evaluaría celdas de silicio cristalino (MP703) y de AsGa (MP718).

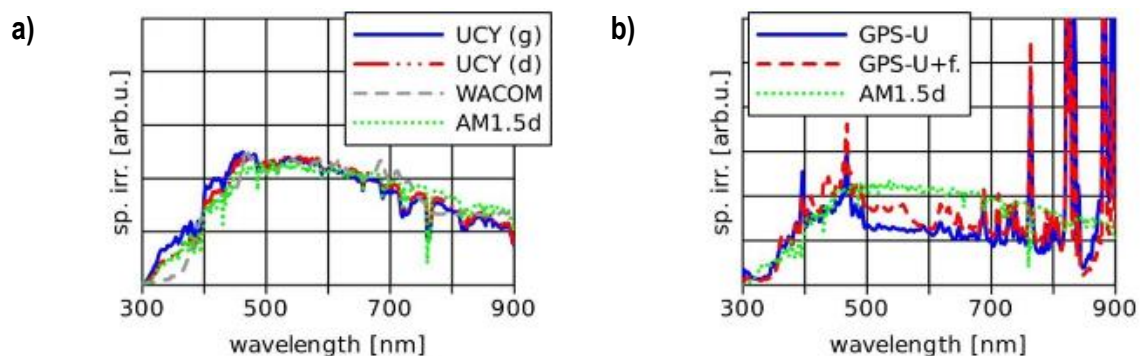


Figura 2.7. Comparación entre: a) Espectro de radiación global y normal directa en UCY, espectro WACOM en ESTI y el estándar AM1.5d. b) Espectro de un simulador GPS-I. *Pravettoni et al (2010)*

En la figura 2.8 se muestran los resultados que se obtuvieron para la celda de silicio, nótese como pese a que la corriente genera los mismos Amperes para un mismo valor de concentración (esto habla de las propiedades de linealidad de la celda), el voltaje esta sobre representado con respecto a las pruebas en intemperie. Este fenómeno fue observado y documentado tanto por Prvettoni como por Liu, y tiene que ver con el calentamiento de la celda, ya que la mayoría de las pruebas realizadas en simuladores se realizan mediante flashes de lampara, que no calientan la celda por la brevedad de la exposición, mientras que en los experimentos en intemperie la temperatura dependerá del tipo de intercambiador de calor que se utilice para mantener la temperatura de la celda por debajo de los 90°C.

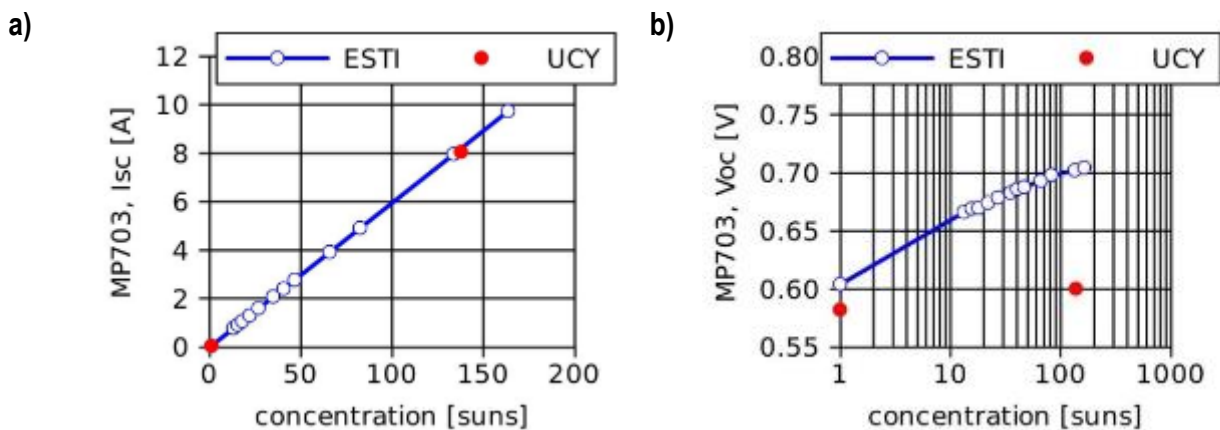


Figura 2.8. Comportamiento IV de una celda solar, irradiada a diferentes niveles de concentración, para los espectros UCY y ESTI: a) Respuesta en Corriente b) Respuesta en voltaje

Al finalizar, Prvettoni concluye que sus experimentos muestran una buena concordancia entre las pruebas realizadas en interior con las mediciones a intemperie Prvettoni et al (2010); sin embargo, previamente también comenta que esto se debe en parte a que la eficiencia cuántica de sus celdas es bastante alta (80% aproximadamente) cercana a los 900nm y como se observa en la figura 2.7 en esta zona los espectros de radiación del simulador y la prueba en campo a AM1.5 son bastante diferentes como lo muestra la figura 2.8b.

Por otro lado, es necesario recordar que la celda que utilizó es de doble unión entre InGaP e InGaAs; este detalle es de gran importancia cuando las discrepancias espectrales son reportadas ya que las celdas multiunión si bien son las más eficientes actualmente en el mercado y las toleran un mayor nivel de concentración, también resultan las más sensibles a las variaciones del espectro de radiación, ya que las capas que lo conforman deben generar la misma corriente para operar correctamente, si una capa genera menos

corriente que el resto, se limita la generación de corriente a la de la capa que genere la corriente más baja, lo cual incide no solo en un peor desempeño de la celda sino también en un deterioro en el largo plazo. Las celdas multiunión de triple unión o más uniones, presentarían mayores discrepancias con un espectro de radiación como él reportado.

Las configuraciones de Caracterizadores CFV para pruebas en interior son muy diversas, otro ejemplo de las posibles limitaciones entre hacer una medición in situ o dentro de un laboratorio para tratar de simular el comportamiento de los módulos CFV en operación, la encontramos en el Instituto de Energía Solar de Madrid, donde los investigadores de (C. Dominguez et al 2008), diseñaron el simulador que se muestra en la figura 2.9, el cual opera mediante una lámpara y un reflector parabólico que se encarga de colimar la radiación proveniente de la lámpara.

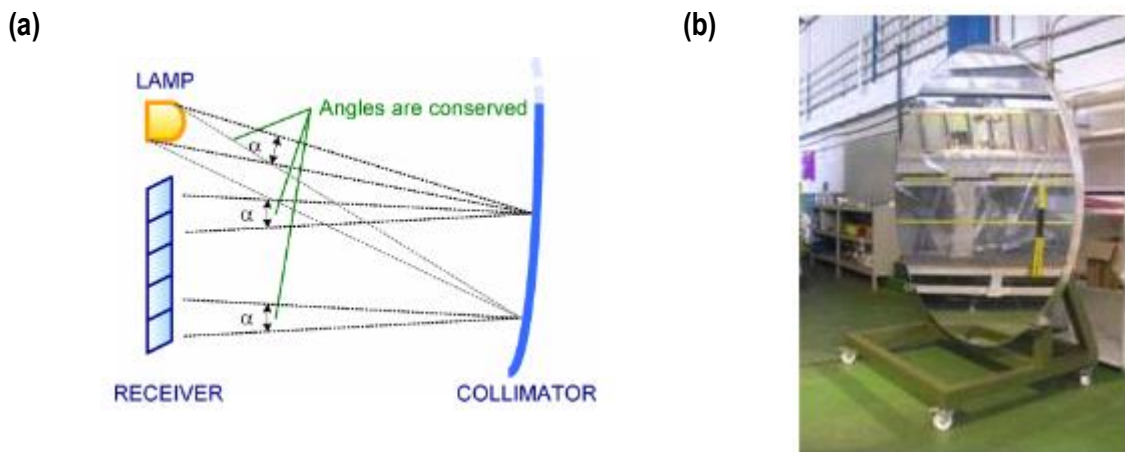


Figura 2.9. Simulador solar: a) Esquema de la instalación, b) Colimador parabólico reflectivo

Este simulador caracteriza los arreglos CFV orientándolos a la normal al eje del colimador para recibir la radiación dentro del ángulo de aceptación. Con este simulador nuevamente los resultados, aunque son concordantes con lo que esperaban y notorios, siguen sin ser precisos ya que como se ven en la figura 2.10 de lado izquierdo, la radiación colimada está incidiendo sobre el arreglo con una distribución heterogénea; Aunado a lo anterior, del lado derecho de la figura se muestran las variaciones en el espectro en el momento del pico de la lámpara de Xenón del simulador. Como se puede observar y el mismo autor comenta, esta difiere de los estándares y puede generar voltajes más altos de los que se presentarían en un sistema CFV instalado en campo.

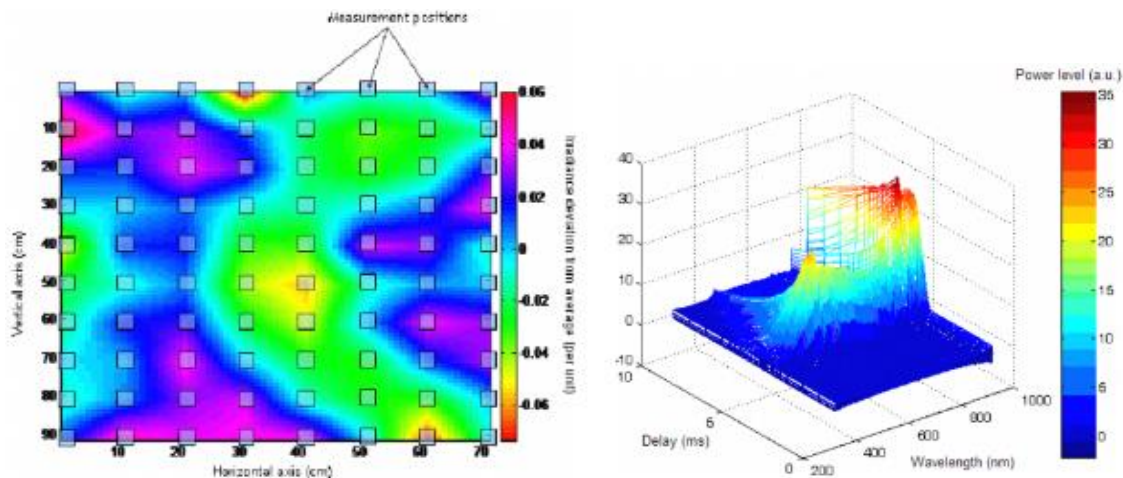


Figura 2.10. a) Distribución de intensidad de flujo radiativo sobre la muestra, b) Variación espectral.

En un artículo posterior, Dominguez C. y Herrero proponen el uso de máscaras para acondicionar la radiación y homogeneizar el flujo (Herrero et al 2013), de esta forma reporta haber observado una mejora, y aproximar aún más sus valores con los de condiciones reales de operación al comparar las mediciones realizadas con un arreglo CFV iluminado por un lente Fresnel en intemperie.

Como resultado de la amplia investigación realizada en la literatura y los reportes publicados por la comunidad científica interna, se optó por diseñar un sistema de caracterización Fotovoltaica en intemperie, con el fin de reducir los problemas por desacoplamiento espectral en celdas multiunión, que suelen generar las lampara de los simuladores, principalmente cuando se demandan flujos radiativos altamente concentrados.

En las secciones siguientes de este trabajo se presentan dos instrumentos desarrollados para homogeneizar la radiación de flujo altamente concentrada, con los sistemas de instrumentación y control necesarios para evaluación de muestras. El primero, tiene como primer elemento óptico uno de los equipos más sofisticados con los que cuenta el Instituto de Energías Renovables de la UNAM, el Horno Solar de alto flujo Radiativo (HoSIER) y mediante el uso de un guía óptica, logra homogeneizar el flujo radiativo con niveles de uniformidad superiores a los reportados en algunos de los simuladores que se investigaron y con niveles de intensidad de flujo por encima de lo que cualquier dispositivo comercial actual es capaz de soportar, pero con la capacidad de regular dicha intensidad desde un mínimo hasta el punto óptimo de eficiencia; una vez superado los límites óptimos que ofrecen los fabricantes del celdas CFV, se pueden realizar pruebas de

envejecimiento prematuro con irradiancias más altas controlando la temperatura del dispositivo CFV; aunado a esto el espectro de radiación se mantiene ya que no se utilizaron componentes ópticos refractivos en el homogeneizador que actúa como segundo elemento óptico, el cual fue nombrado HOFRAC-PR y que se detallara más a fondo en la siguiente sección.

Capítulo 3

Homogeneización de flujo radiativo en el HOSIER

Los equipos de concentración fotovoltaica tienen como elemento óptico primario el concentrador y dependiendo de la forma de la distribución de radiación solar que concentren estos, el equipo puede o no prescindir de un segundo elemento óptico que proporcione un área con el mismo flujo de intensidad radiativa en todos sus puntos, para iluminar de manera uniforme el área de captación de la celda o del arreglo de celdas fotovoltaicas. Estos dispositivos se les conocen como homogeneizadores de flujo, dependiendo de su geometría también se les da el nombre de caleidoscopios, tubos de luz (mirror light pipes), o guías de onda. En esta sección se analizan y se muestran las pruebas realizadas en dos de los sistemas de concentración más avanzados y ópticamente caracterizados con los que cuenta el IER que son el Horno Solar de Alto Flujo Radiativo (HOSIER).

3.1 Análisis óptico de los homogeneizadores

Existen muchos tipos de homogeneizadores, sin embargo, el más común es el de área transversal cuadrada, el cual puede ser refractivo o reflectivo. Para el análisis se consideró iniciar con homogeneizadores huecos de paredes internas reflectivas, dado que son los más estudiados en los sistemas de concentración fotovoltaica, y aunque comercialmente los homogeneizadores refractivos tienen un gran impacto en el mercado por el costo de producción, ambos se rigen por el mismo principio; en el caso estudiado las paredes internas están hechas de un material reflectivo y en el caso de los homogeneizadores refractivos, estos suelen ser prismas de volumen sólido cuyo material tiene un índice de refracción que diseñado de forma óptima con el concentrador, permite el fenómeno de reflexión interna total.

Un dibujo esquemático del proceso de homogeneización en este tipo de dispositivos es mostrado en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** En la imagen se observan los elementos principales; en 1 se muestra el elemento concentrador, 2 el homogeneizador y 3 el receptor, pantalla o la celda solar.

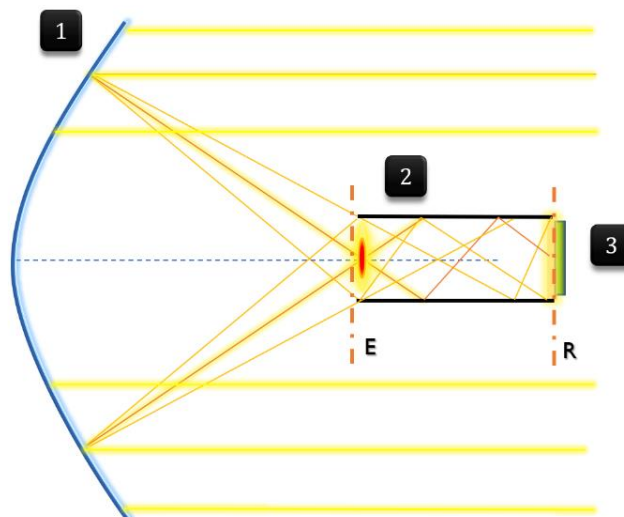


Figura 3.1. Homogeneización de flujo con homogeneizadores rectangulares huecos. Los elementos en el esquema son: 1. Concentrador, 2. Homogeneizador rectangular, 3. Receptor. La apertura y salida del homogeneizador se encuentran en los planos E y R.

En la figura 3.1 se representa la radiación solar incidente en el concentrador por medio de rayos de color amarillo, esta radiación es redireccionada a la entrada del

homogeneizador. En el plano (E) que coincide con el foco del concentrador, el flujo radiativo alcanza su máximo nivel de concentración, y si se coloca una pantalla se observaría la imagen del flujo concentrado tal como se muestra en la gráfica de contorno de la figura 3.2 de lado izquierdo, donde el valor máximo se representa en tonalidades de color rojo y las mínimas en azul. A la derecha de la figura 3.2 se presenta una gráfica de contorno de una fotografía de la distribución del flujo radiativo a la salida de un homogeneizador caracterizado en el HOSIER. Como es posible observar la intensidad máxima se redujo considerablemente y ya no se ubica al centro de la imagen, de hecho, para un homogeneizador ideal, la distribución de la intensidad radiativa debería de ser homogénea, esto es que se pueda medir la misma intensidad radiativa en cualquier punto del área.

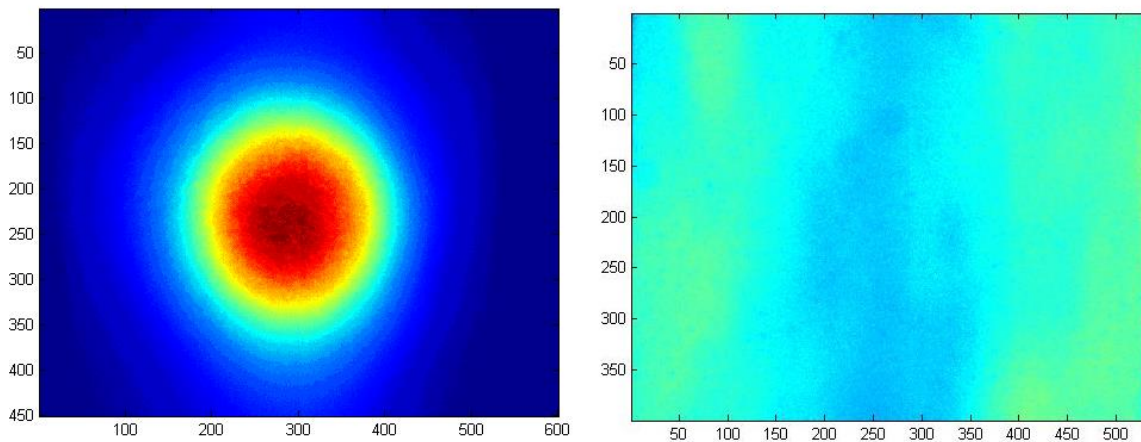


Figura 3.2. Distribución de flujo radiativo en la apertura y salida de un homogeneizador. Izquierda; distribución de la intensidad del flujo radiativo a la entrada del homogeneizador. Derecha; distribución del flujo radiativo a la salida del homogeneizador

En 1963 Chen et al. describieron la teoría para el cálculo de la potencia a la salida de un homogeneizador de área transversal constante y cuadrada, cuya apertura se encuentra en el foco de un concentrador solar simétrico, ver Anexo I. Como este hay muchos otros esfuerzos por realizar el cálculo analítico de la distribución de flujo a la salida de un homogeneizador; sin embargo, estos mismos autores refieren que los cálculos son tediosos y tienen poca versatilidad en cuanto a geometría se refiere. Es por esto que se prefirió optar como método de análisis óptico el trazado de rayos para poder analizar geometrías tanto de homogeneizadores como de concentradores específicas o arbitrarias.

3.1.1 Análisis óptico de los homogeneizadores por Trazado de Rayos

Para estimar la distribución del flujo radiativo a la salida de un homogeneizador, también llamado guía de onda o tubo de luz, existen diferentes esfuerzos para calcular soluciones analíticas que permitan predecir la longitud o la geometría óptima para dicha tarea, sin embargo estas ecuaciones aplican por lo regular únicamente a casos muy específicos, que se limitan a la geometría del concentrador o a la del homogeneizador he incluso como se comenta en y pequeñas variaciones geométricas implican

Los softwares de trazado de Rayos son una herramienta matemática que nos permiten predecir de manera aproximada, el comportamiento de un sistema óptico sometido a una radiación con un cierto ángulo de incidencia; el software SOLTRACE se enfoca específicamente a la radiación solar y fue desarrollado por NREL (Laboratorio Nacional de Energías Renovables, por sus siglas en inglés). Sin ser este el único en su tipo se prefirió sobre otros de manera introductoria por su alto nivel de programación, parámetros variables y la experiencia que se tiene en su uso.

SolTrace es un software de código abierto de trazado de rayos por Monte Carlo, que puede modelar una amplia variedad de sistemas ópticos, geometrías de superficie e interacciones de superficie proyectando rayos solares al azar sobre una región de interés, en lugar de generar rayos que se originan en puntos en la superficie del heliostato. La metodología que utiliza SolTrace para realizar las simulaciones viene descrita en (Spencer, 1961) y consiste en los siguientes pasos:

- I. Transformar las coordenadas del punto de rayo (X_0, Y_0, Z_0) y cosenos de dirección (k, i, rn) en sus valores en el sistema (X, Y, Z).
- II. Encontrar el punto de intersección del rayo con la superficie S .
- III. Encontrar el cambio en la dirección de la refracción del rayo, reflexión (o difracción en el caso de una rejilla) en la superficie S .
- IV. Transformar las nuevas coordenadas del punto de rayo y los cosenos de dirección de nuevo al sistema (XYZ) (opcional).
- V. Repetir del I al IV para las superficies sucesivas en secuencia.

SolTrace traza un número específico de rayos desde el sol a través del sistema, y cada rayo a su vez es trazado a través del sistema definido mientras encuentra varias interacciones ópticas. Algunas de estas interacciones son de naturaleza probabilística (p. Ej., Selección del ángulo solar a partir de la distribución de la intensidad angular del sol)

mientras que otras son deterministas (p. Ej., Cálculo de la intersección del rayo con una superficie descrita analíticamente y la redirección resultante). Dicho código tiene la ventaja sobre los códigos basados en la convolución de poder replicar las interacciones de fotones reales y, por lo tanto, puede proporcionar resultados precisos para sistemas complejos que no se pueden modelar de otra manera. La desventaja es un mayor tiempo de procesamiento. La precisión aumenta con el número de rayos trazados, y un mayor número de rayos significa más tiempo de procesamiento. Las geometrías complejas también se traducen en tiempos de ejecución más largos. Sin embargo, el número requerido de rayos también es función del resultado deseado.

Los componentes ópticos del HOSIER fueron ingresados al software SOLTRACE, junto con las coordenadas de su ubicación individual del vértice de cada espejo (x_i, y_i, z_i) respecto al vértice del sistema de concentración $(0,0,0)$ y las normales correspondientes de cada uno de ellos (x_N, y_N, z_N) ; también se introduce en la simulación las características reflexivas y transmisivas, de los elementos ópticos que componen el Horno Solar, esta información proviene de parámetros de diseño y pruebas experimentales que corroboran o corrigen dicha información, la cual se encuentra documentada en archivos internos del proyecto LACYQS.

Después se procedió a diseñar el primer Homogeneizador de Flujo (Light pipe), que consistió en un prisma hueco de diez caras reflectivas en su interior, a las cuales se les dio el máximo valor de reflectancia con el fin de evaluar la uniformidad que se podía obtener con las menores pérdidas a la salida.

El concepto detrás de la homogeneidad de flujo ha sido importado directamente de la óptica de imagen y consiste en cuantificar las variaciones de la distribución radiativa en un área iluminada por una fuente de luz. La máxima uniformidad se obtiene cuando al medir la intensidad lumínica en un determinado punto del área del receptor, esta coincide con las mediciones que se realicen en cualquier otro punto irradiado.

En la figura 3.3 se muestran de lado izquierdo las distribuciones de un flujo radiativo previamente homogeneizado (aunque no totalmente); en la parte inferior se muestra mediante una gráfica de contorno, la distribución del flujo radiativo para un receptor ubicado a la salida de un homogeneizador, las intensidades de flujo máximas se presentan en color rojo; para un dispositivo que opere con luz uniforme, esta se considera como el área activa ya que la variación en la intensidad de flujo radiativo es mínima.

A modo de ejemplo, se muestra en la gráfica de contorno de la derecha la distribución del flujo radiativo a la salida de un tubo de luz circular, al comparar ambas gráficas de contorno se observa que en las gráficas de la derecha la máxima intensidad se ubica en un solo punto y la radiación en el receptor disminuye al alejarse de esta zona. En las gráficas de superficie ubicadas en la parte superior, se observa una meseta para el flujo homogeneizado, mientras que para el tubo de luz circular se observa un pico de intensidad de flujo al centro del receptor.

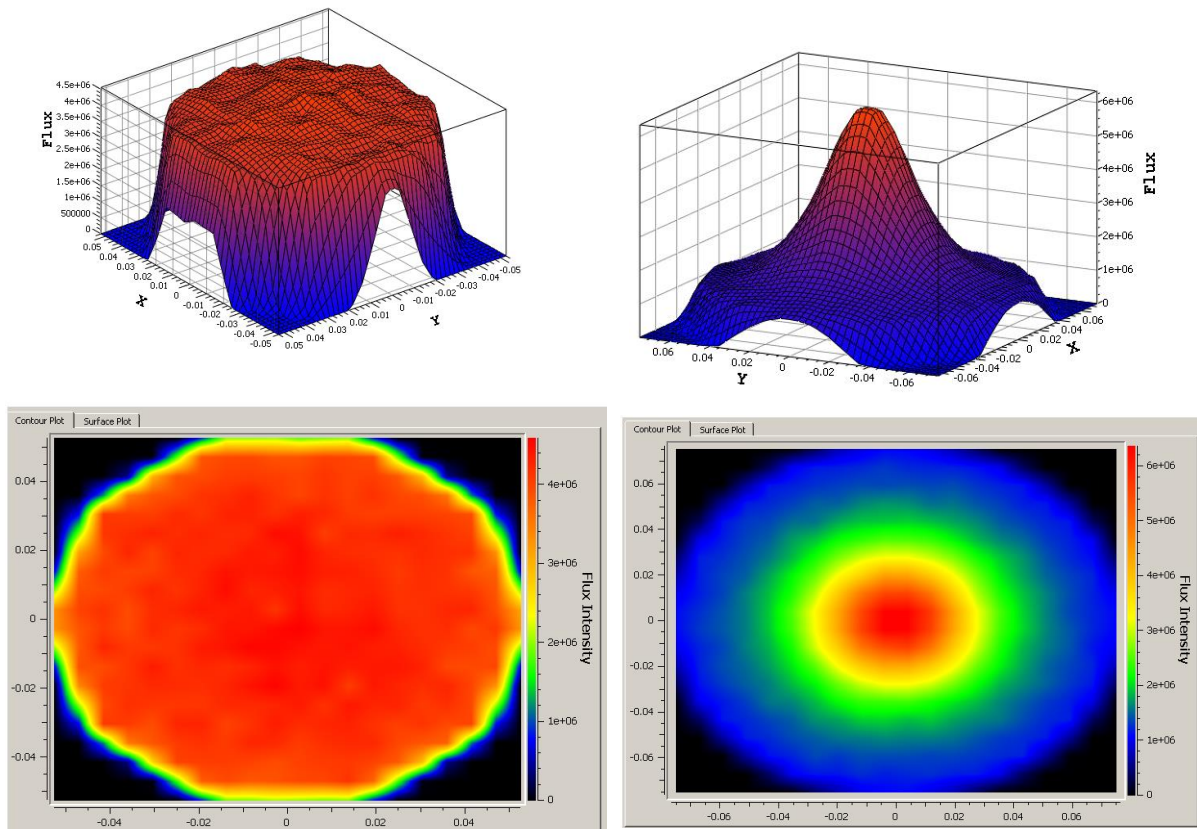


Figura 3.3. Simulaciones de la distribución de flujo radiativo a la salida de un homogeneizador vs un tubo de luz circular. Izquierda: distribución de la intensidad del flujo radiativo a la salida de un homogeneizador hueco reflectivo de diez caras. Superior; grafica de superficie. Inferior; gráfica de contorno. Derecha: distribución del flujo radiativo a la salida de un tubo de luz circular. Superior; grafica de superficie. Inferior; gráfica de contorno

Debido a que las fuentes de luz utilizadas en aplicaciones solares de concentración tienden a ser formadores de imagen, uniformizar la radiación es un proceso en principio sencillo pero que en la aplicación es difícil de obtener en su totalidad. Para cuantificar la uniformidad lumínica sobre un receptor, se calcula la desviación estándar de las

intensidades del flujo radiativo $\sigma(F)$ en el área activa y se divide entre el promedio de los valores de intensidad de flujo \bar{F} .

$$U = \frac{\sigma(F)}{\bar{F}} \quad (3.1)$$

Donde:

$$\sigma(F) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (F_i - \bar{F})^2} \quad (3.2)$$

Este valor representa el promedio de discrepancias entre todos los valores de flujo radiativo en una determinada área, por lo que, entre menor sea; el flujo que sale del Homogeneizador será más uniforme.

Así mismo este valor depende de otros factores, uno de ellos es el área de análisis, restringida siempre a un cuadrado para el caso del SOLTRACE, por lo que se delimita este cuadrado a un área central del Flujo de salida, donde no haya esquinas con valores de flujo mínimo iguales a cero.

Análisis de independencia de Malla

Otro factor importante a la hora de buscar la máxima uniformidad es el número de rayos que interactúan en la simulación, ya que como se observa en la Figura 3.4, a mayor número de rayos el valor de la uniformidad tiende a disminuir y a estabilizarse.

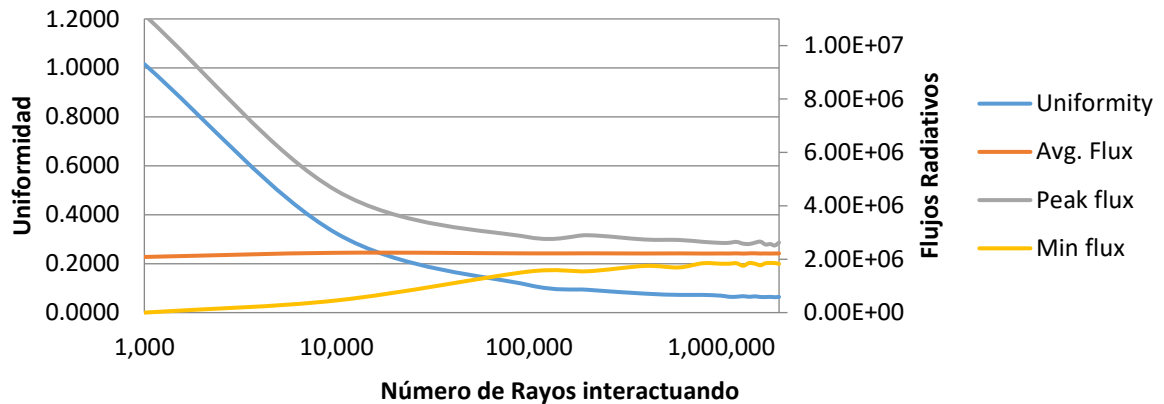


Figura 3.4. Análisis de independencia de maya para el trazado de rayos. Uniformidad, Flujos radiativos promedio, mínimos y máximos para un receptor en Homogeneizador reflectivo de 10 caras.

El incremento del número de rayos interactuando en la simulación, reduce la incertidumbre en los valores máximos de intensidad de flujo y nos da un resultado que se aproxima mejor a las pruebas experimentales realizadas en el HOSIER. Sin embargo, esto tiene un costo en tiempo de cómputo y para geometrías más complejas puede incluso exceder las capacidades de procesamiento y memoria del equipo que se utilizó para simular. Los mejores resultados se obtuvieron al simular los sistemas con más de 2,000,000 de rayos; a partir de este valor los resultados de las simulaciones con un mayor número de rayos varían muy poco (dada su naturaleza probabilística) o inclusive nada en cuanto a uniformidad de la distribución de flujo.

Análisis geométrico de Homogeneizadores

En (Ries, Gordon and Lasken, 1997), se comenta el estudio de homogeneizadores con caras triangulares, cuadradas y Hexagonales, los cuales son capaces de uniformizar el flujo radiativo a la salida. Para comprobar y ampliar dichas afirmaciones se hicieron simulaciones con los siguientes números de paredes reflexivas: 3, 4, 5, 6, 8 y 10.

Con base en lo anterior se proceden a evaluar siete geometrías diferentes para el área transversal de un homogeneizador de longitud variable entre 10 cm y 1m. El parámetro de referencia fue circunscribir las áreas transversales a un círculo de 15 cm, para abarcar

todo el flujo del spot solar en el plano focal del HOSIER, el número de bins fue ajustado a 20x20. Los resultados de estas simulaciones se muestran en la figura 3.5

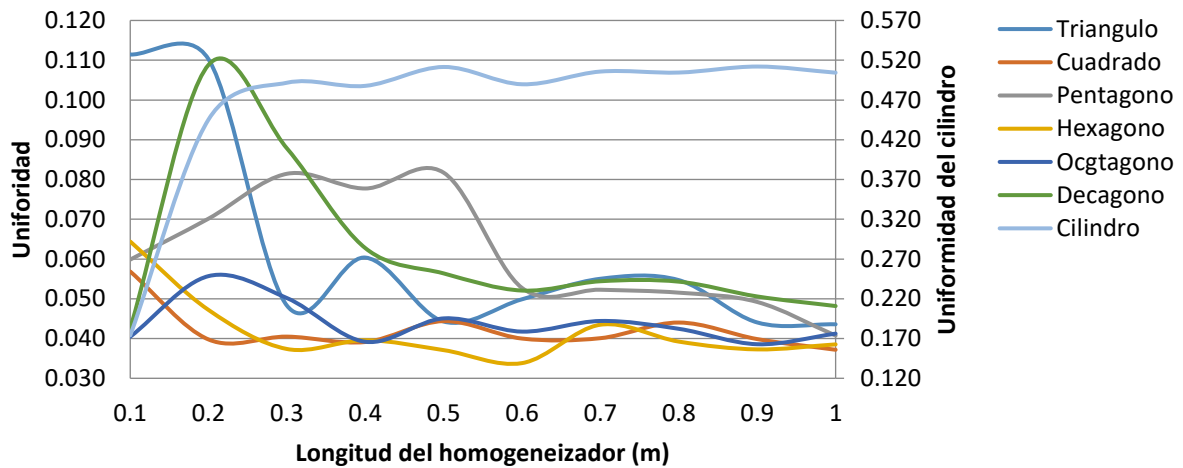


Figura 3.5. Uniformidad del Flujo para homogeneizadores con las siguientes áreas transversales: Triángulo, Cuadrado, Pentágono, Hexágono, Octógono, Decágono y Círculo.

Como se puede observar en la figura 3.5, para la mayoría de los tubos de luz simulados, un incremento en la longitud del homogeneizador representa una mejora en la uniformidad; sin embargo, esta mejora no es constante para la mayoría de los dispositivos simulados, pudiéndose identificar longitudes óptimas para determinadas geometrías que no coinciden precisamente con su longitud máxima tal como lo indica la teoría postulada en (Chen et al, 1963). Por otro lado, y en conformidad con lo que describe Chen en su artículo, las geometrías circulares no permiten homogeneizar el flujo radiativo, la distribución del flujo a la salida de uno de estos dispositivos se mostró previamente en la figura 3.3.

Aunado a lo anterior, se logró observar mediante la simulación de otros sistemas de concentración, que el diseño geométrico del homogeneizador no es el único que impacta en la distribución final del flujo, también afecta la geometría del concentrador y la homogeneidad de la radiación que incide sobre este; es así que, para el HOSIER el Homogeneizador que mejor distribuye las intensidades de radiación sobre un receptor es el de área transversal cuadrada. En las secciones posteriores se explicará a mayor profundidad las implicaciones para los experimentos de homogeneización realizados en un concentrador del tipo Horno Solar.

3.2 Diseño, simulación y construcción de homogeneizadores para el HOSIER

El diseño y construcción del primer homogeneizador de flujo radiativo altamente concentrado se basó en los experimentos computacionales realizados utilizando el método de trazado de rayos. Haciendo uso del software SOLTRACE, se construyó un caleidoscopio homogeneizador de flujo hueco, con un área transversal cuadrada, de paredes internas.

Para el diseño de los sistemas ópticos simulados de homogeneizadores de flujo partimos de la hipótesis siguiente:

Con el fin de generar un flujo relativamente uniforme, sin rechazar al mismo tiempo ningún rayo, el calidoscopio debe tener un área de sección transversal uniforme en toda su longitud; luego entonces, la uniformidad del flujo de salida mejorará, con la longitud de calidoscopio.

(Chen et al, 1963.)

Como se explicó en la sección anterior, esta no concuerda totalmente con el trabajo previamente simulado, es necesario entonces realizar un experimento que permita corroborar, ya sea las simulaciones o la teoría. Luego entonces es necesario que el receptor pueda ser desplazado en el interior del homogeneizador, a fin de observar el comportamiento del flujo radiativo a diferentes longitudes.

3.2.1 Experimentos de Homogeneización de flujo

En la figura 3.6 se muestra el esquema del dispositivo experimental que se usó en con un homogeneizador en el primer experimento realizado en el HOSIER. El dispositivo consistía en el homogeneizador fijado a la mesa de control del HOSIER, una pantalla que recibe la imagen concentrada, denominada receptor, la cámara CCD que toma las imágenes y de un brazo que une y soporta a la cámara y al receptor unido a la mesa. Al estar la cámara y el receptor sujetos a una mesa que se desplaza paralela al eje óptico, y el homogeneizador fijo sobre la base de dicha mesa, se pueden tomar imágenes del flujo

incidente en la superficie lambertiana del receptor para después ser procesadas y analizadas en una computadora mediante el programa MATLAB.

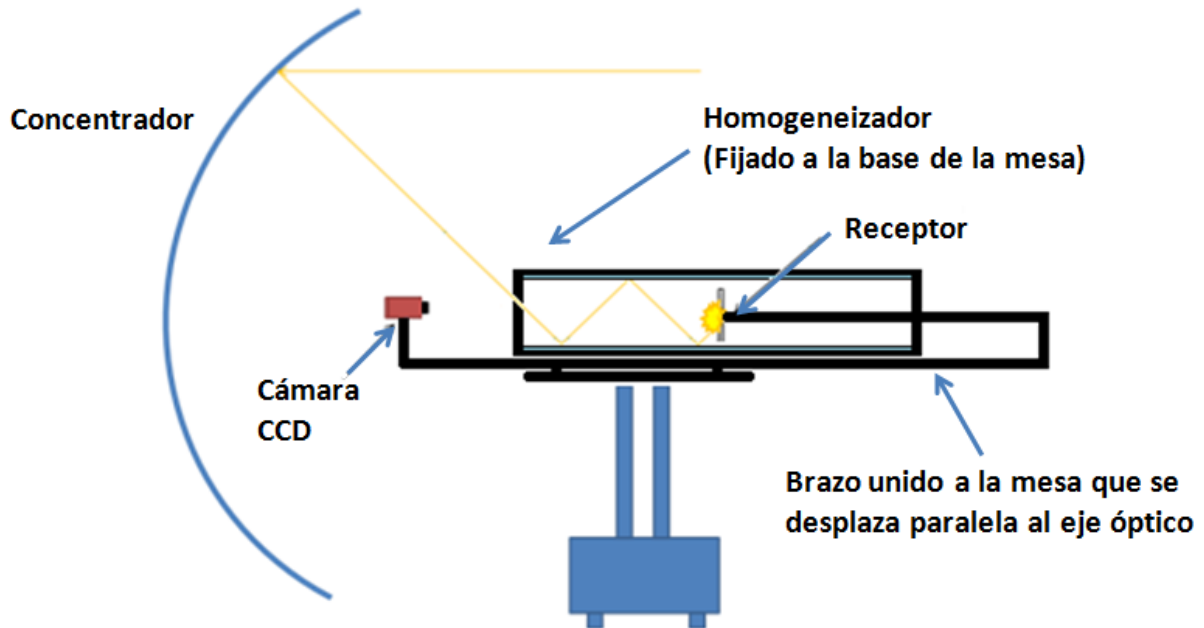


Figura 3.6. Esquema del dispositivo experimental utilizado para la toma de imágenes en un receptor dentro de un caleidoscopio, sometido a altas intensidades de flujo radiativo, manteniendo la distancia del receptor con la cámara invariable.

Para la construcción del primer dispositivo también llamado Homogeneizador 1, se utilizó perfil de aluminio angular y estructurado, 6 espejos planos de segunda superficie de 50 cm de largo por 13 cm de ancho, y como receptor se colocó una placa de alúmina, sobre un cuadrado de acero de 11x11cm y 1 mm de espesor.

En la figura 3.7, a la izquierda se muestra una fotografía del primer homogeneizador de flujo cuyas paredes internas son espejos de segunda superficie; y a la derecha, se muestra una fotografía tomada desde el interior del homogeneizador hacia la cámara CCD.



Figura 3.7. Primer experimento de homogeneización de flujo radiativo. Izquierda; Primer homogeneizador de flujo radiativo con paredes internas de espejos de segunda superficie; Derecha: fotografía de las paredes internas del homogeneizador.

Este primer acercamiento tuvo la finalidad de llevar a cabo un experimento relativamente sencillo que permitiera comprender y analizar el fenómeno con una estructura reflectiva fácilmente reemplazable. El experimento permitió identificar problemas de mayor envergadura cuando se alcanzó la totalidad de la apertura del atenuador del HOSIER, y se observaron fenómenos de sobrecalentamiento en los espejos y el receptor, distribución del flujo radiativo en el receptor, comportamiento del material utilizado como receptor y calibración de los equipos de caracterización, tales como cámaras y termopares.

Las primeras imágenes fueron tomadas moviendo el receptor y así variando la profundidad del homogeneizador desde 25cm hasta 50 cm, con incrementos de 5cm. En la Figura 3.8 se muestran las imágenes tomadas por la cámara y referenciadas a un solo valor mediante MATLAB, lo que permite ver el decremento de la intensidad en la pantalla del receptor a medida que este se aleja del foco y el homogeneizador se hace más largo, observándose claramente un aumento en la uniformidad.

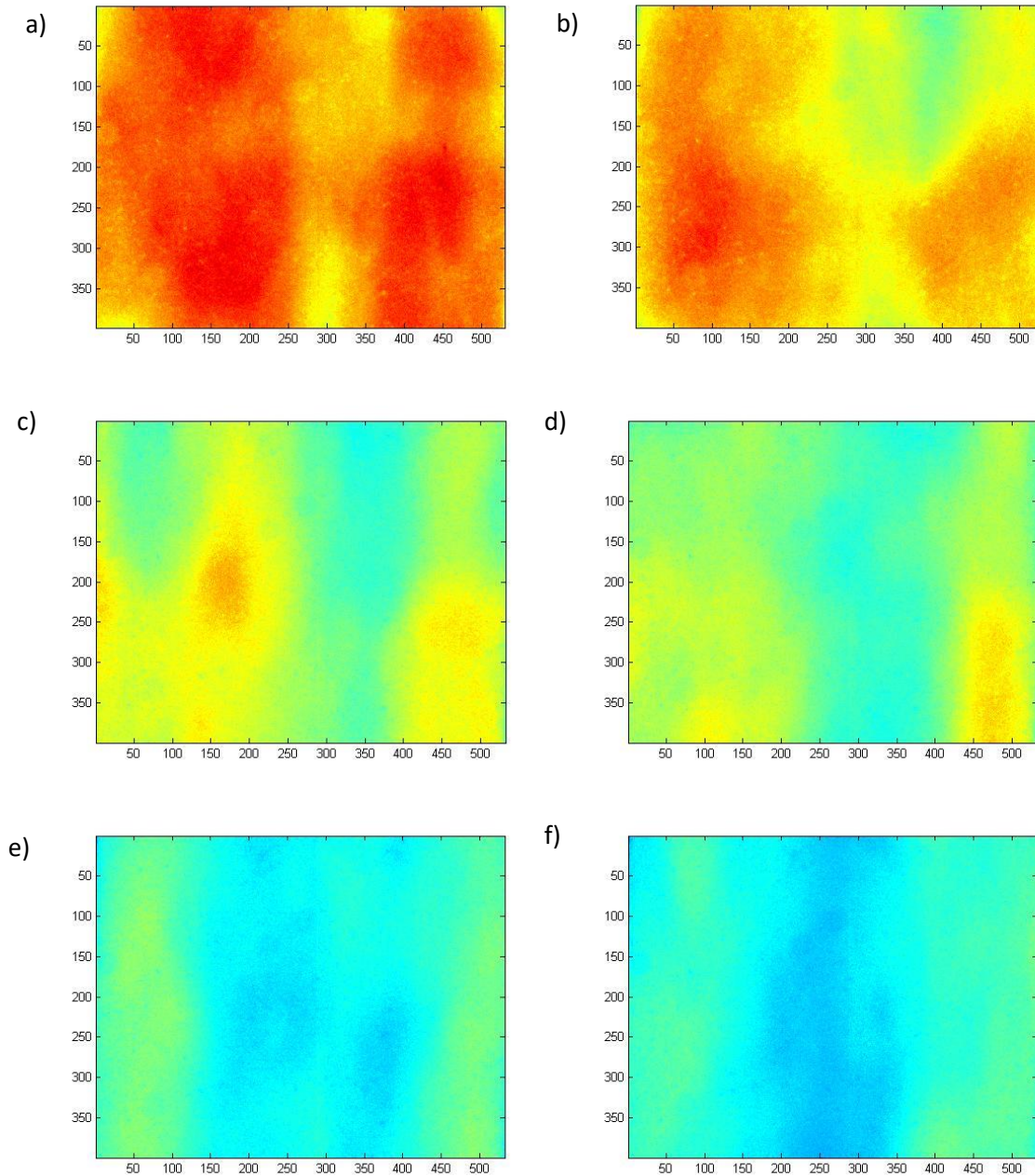


Figura 3.8. Imágenes CCD del receptor dentro del Homogeneizador en el HOSIER. Experimento con atenuador al 10%; el receptor se encuentra a las siguientes distancias dentro del homogeneizador: a) 25cm, b) 30cm, c) 35cm, d) 40cm, e) 45cm y f) 50cm

El primer experimento concluye cuando al aumentar la apertura del atenuador del HoSIER a un 20%, los esfuerzos en los espejos debidos a la expansión térmica quiebran el cristal que protege al material reflectivo. Estos daños se muestran en la figura 3.9. Las fracturas se encuentran localizadas justo a los 10 cm que es donde el spot comienza a

abrirse y los ases concentrados tienen el primer contacto con las paredes internas del homogeneizador.



Figura 3.9. Homogeneizador de flujo radiativo fracturado por estrés térmico.

En este experimento y conforme lo hemos venido planteando a lo largo de este proyecto, calculamos la uniformidad de las imágenes tomadas por la cámara CCD, como la desviación estándar de todos los valores de cada píxel, divididos entre el promedio de estos. Sin embargo la cámara CCD debe ir ajustando su obturador a medida que la intensidad decrece, ya que los valores de los pixeles con información a analizar puede llegar a ser muy bajo y despreciado; esto es debido a que la cámara cuenta con valores por píxel que varían solo dentro de un rango de 0 a 255, por lo que para que los pixeles no sean saturados o despreciados se hace un ajuste electrónico del obturador sin tener que interrumpir el experimento, sin embargo el número de la muestra crece, respecto a las mediciones previas al ajuste.

En la figura 3.9, se muestran los ajustes del obturador o shutter respecto a la distancia como la diferencia entre el valor mínimo y máximo, para saber dentro de que rango realmente se calculó la uniformidad y como fue está afectada. Se observa en la imagen el primer ajuste que se hace a los 8 cm, incrementando el diferencial de valores máximo-mínimo que puede tener un determinado bin cercano a los 200, recordando que el máximo es 255 nuestra imagen no tiene pixeles saturados y la uniformidad sigue su tendencia prácticamente sin ninguna variación sustancial o que permita dudar de su reproducibilidad.

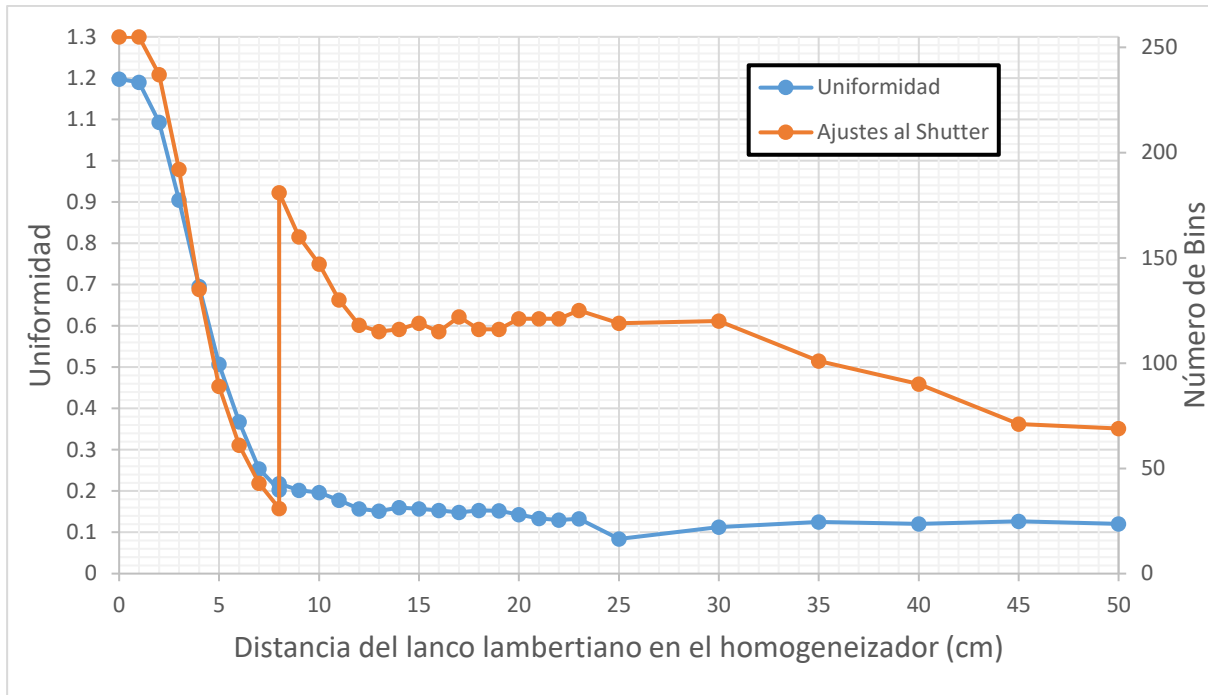


Figura 3.10. Uniformidad y diferencial de número de Bins vs Distancia para el Homogeneizador 1.

Con base en los resultados experimentales del homogeneizador 1, se realizó una segunda versión de este, llamado homogeneizador 2, el cual fue diseñado con una carcasa ajustable fabricada con aluminio estructurado, se mantuvo la longitud de 50 cm, para poder comparar ambos diseños y se realizaron las mejoras evidenciadas por los dispositivos de instrumentación.

Estas mejoras se muestran en la figura 3.11, siendo el cambio de mayor relevancia, el intercambio de los espejos de segunda superficie, por un material reflectivo de primera superficie conocido comercialmente como Alanod, material cuya reflectividad es del 95% contra el 80% de los espejos anteriores, este fue adherido a la carcasa mediante un adhesivo de silicón para altas temperaturas y sujeto por un dispositivo expandible de látex durante el secado del silicón, a modo tal que las paredes internas de la carcasa hicieran contacto en su totalidad con la superficie externa del Alanod, ya que este material es flexible y de no hacerse de correctamente, los errores en cuanto a especularidad representarían errores en la toma de imágenes.

Los cambios relevantes fueron en primer lugar, la adaptación de aletas a los 8 cm del foco, distancia en la cual el spot se abre lo suficiente para realizar la primer reflexión dentro del homogeneizador; en segundo lugar, la reducción de las dimensiones del

receptor a tan solo 10 cm por lado, así como el área de apertura a 11 cm, esto con el fin de reducir las pérdidas por el espaciamiento que había entre el receptor y las paredes del homogeneizador y reducir los ajustes del obturador; en tercer lugar, se requirió como se señala en la figura 3.11 como punto 3, una barra estabilizadora que sirviese de contrapeso, para que el target se mantuviese siempre a la misma distancia de las paredes en cualquier fase de la prueba.

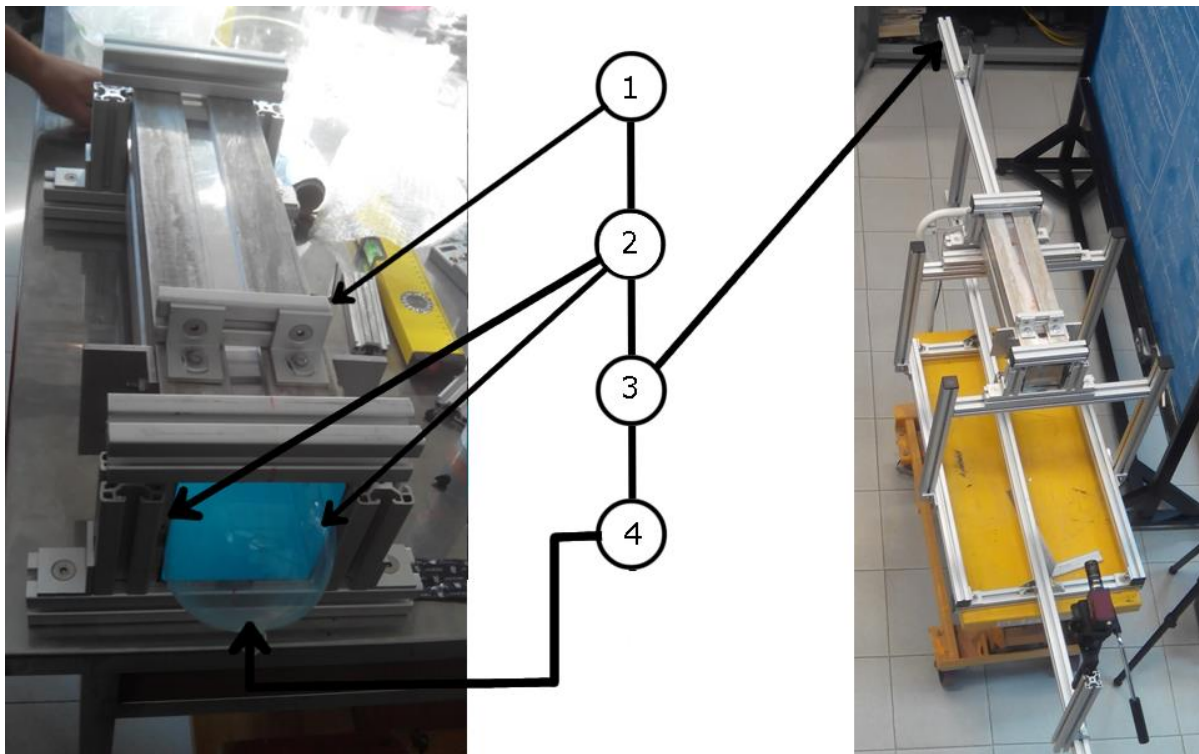


Figura 3.11. Mejoras en el diseño del Homogeneizador 2, se señala según la numeración (1) las aletas, (2) el área de apertura, (3) el brazo que sostiene el receptor y (4) las paredes internas de Alanod como material reflectante.

En este segundo homogeneizador las pérdidas por absorción que se tenían en el prototipo anterior se redujeron significativamente, de hecho, fue posible abrir el atenuador del HoSIER más del 15% sin dañar el prototipo. Las imágenes tomadas del receptor variando su profundidad en el homogeneizador se muestran en el Apéndice A2, con incrementos de 1cm. Las imágenes tomadas fueron procesadas en MATLAB y referenciadas a un solo valor de intensidad, lo que permite ver el decremento de la intensidad en la pantalla del receptor a medida que este se aleja del foco y el receptor se adentra en el homogeneizador.

En la figura 3.12 se muestra el comportamiento de la uniformidad del flujo radiativo para ambos homogeneizadores en un rango de 6 a 50 cm, se eligió esta longitud de análisis ya que el Homogeneizador 2 actúa a los 7cm esto debido a que su área de entrada es menor, se observa fácilmente un incremento en la pendiente de 6 a 7 cm, para el receptor ubicado en el homogeneizador 2; puede decirse que el Homogeneizador 2 es más eficaz que el homogeneizador 1 aunque coincidan en su último valor, debido a que tiene un comportamiento más consistente en su mejora de la uniformidad.

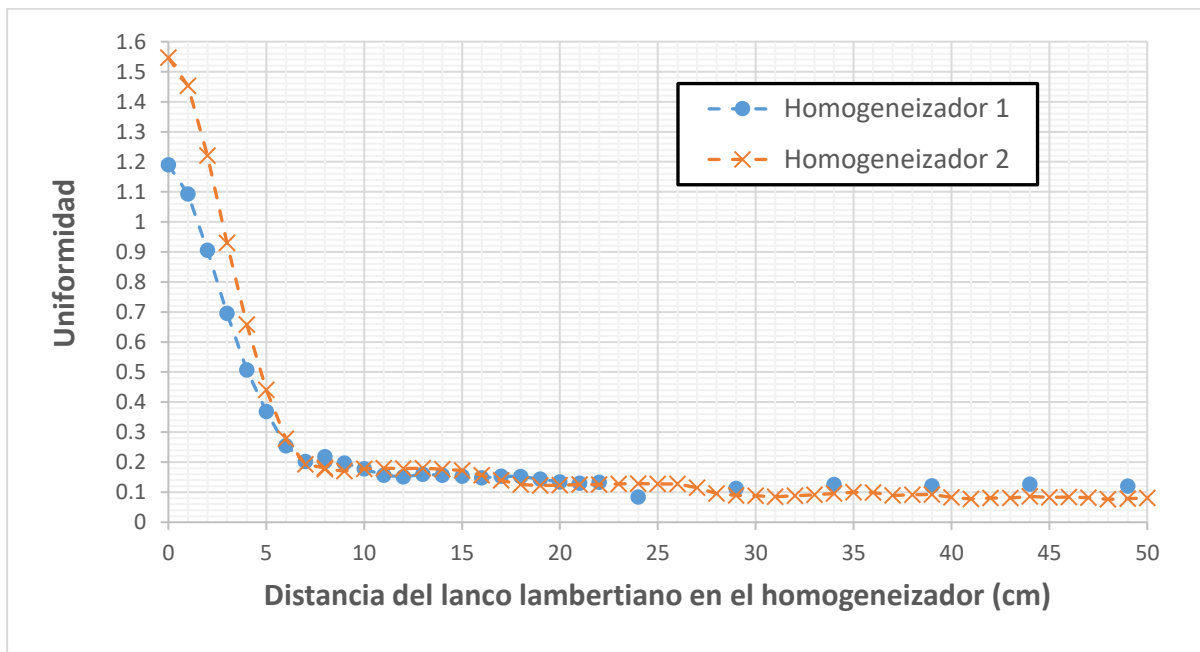


Figura 3.12. Uniformidad de flujo radiativo para un receptor dentro de los Homogeneizadores 1 y 2 posicionado a diferentes distancias dentro del rango de 0 a 50cm.

3.3 El HOFAC-PR y la optimización de la homogeneidad en el HOSIER

Los resultados experimentales con los Homogeneizadores 1 y 2 mostraron varios aspectos limitantes en su operación, el más importante fue el calentamiento que sufrían las paredes; para que la temperatura en estas no aumentara mucho, se tenía que limitar el tiempo de exposición del homogeneizador y la pantalla receptora a la radiación solar directa concentrada por el HOSIER. Por ello se desarrolló otro dispositivo.

El nuevo dispositivo denominado Homogeneizador de Flujos Radiativos Altamente Concentrados de Paredes Refrigeradas (HOFRAC-PR), cuyo esquema de funcionamiento se muestra en la figura 3.11, es un instrumento que al igual que los prototipos de homogeneizadores previos, permite realizar experimentos de homogeneización de flujo radiativo altamente concentrado en el HOSIER, con las siguientes ventajas: un periodo de operación más largo, una mejor instrumentación para un mayor número de variables controladas y mejores niveles de uniformidad.

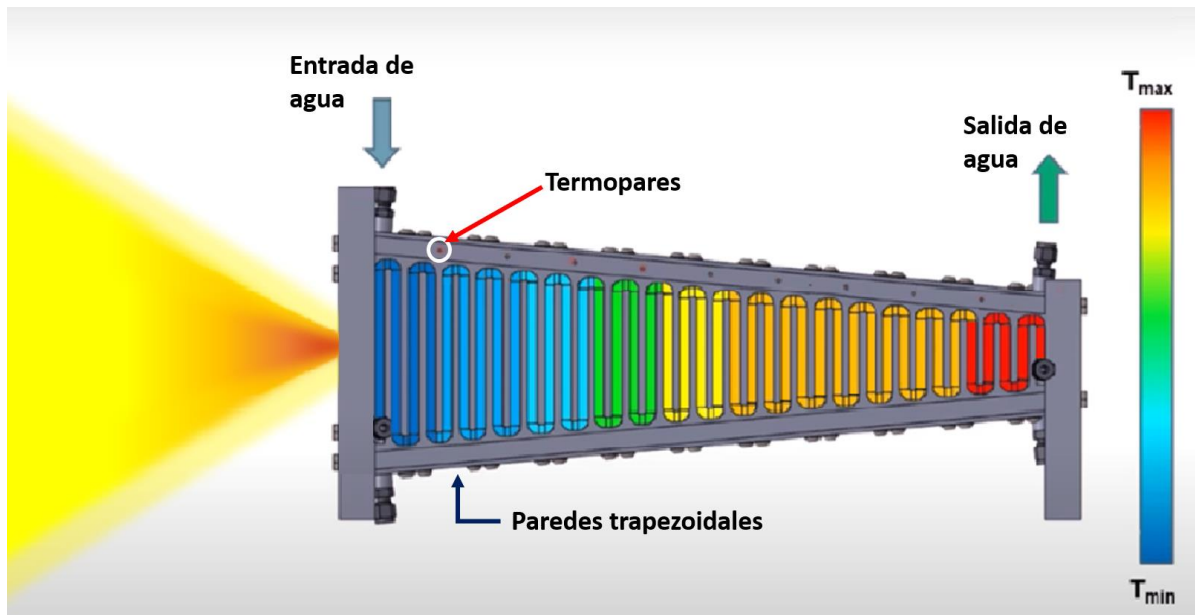


Figura 3.13. Esquema del dispositivo HOFRAC-PR en operación

En la figura 3.13 se puede apreciar cómo se modificó este dispositivo, tanto en la geometría como en el diseño de operación de las paredes del homogeneizador, con respecto a sus predecesores; así mismo, se realizó una mejor instrumentación tanto térmica como radiativa, agregando 11 termopares ubicados al centro de la pared superior del homogeneizador, 3 termopares en el receptor y un radiómetro del tipo Gardon. El cambio de geometría de prisma rectangular a pirámide trunca se realizó principalmente para aumentar el área de la zona donde abre el cono del concentrador, y así reducir los gradientes de temperatura en esta sección del dispositivo, como se muestra en la figura 3.14a.

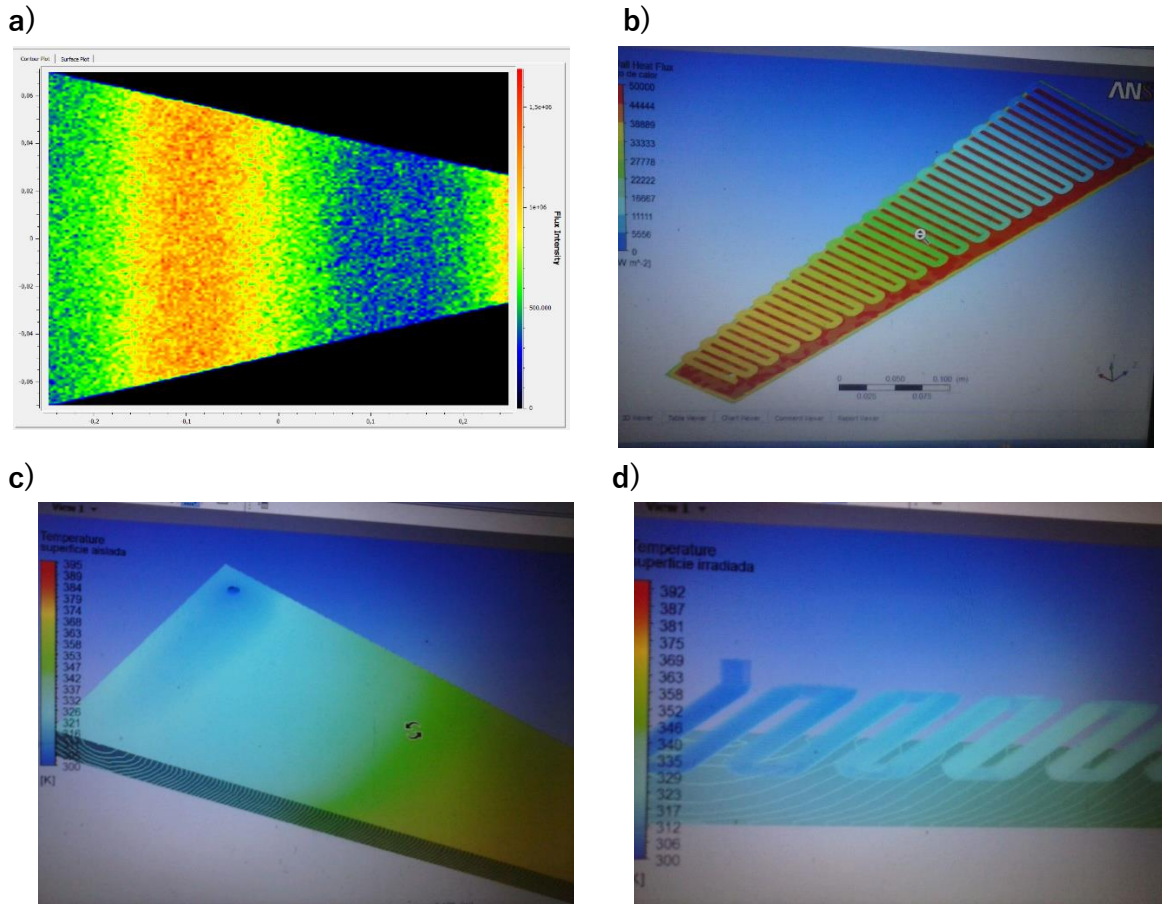


Figura 3.14. Modelación de la distribución de la temperatura HOFrac-PR en operación. A) Trazado de rayos (Soltrace), b) Serpentina de una cara, c) Distribución de temperaturas en una placa, d) Distribución de la temperatura a la entrada del fluido al serpentina. Las temperaturas se muestran en unidades Kelvin

La figura 3.14a, muestra las simulaciones de trazado de rayos realizadas en el software Soltrace para evaluar el comportamiento óptico del instrumento. En la imagen se puede observar el área con mayor concentración de flujo radiativo en tonalidades naranjas, estas modelaciones ópticas se tomaron en cuenta para el diseño mecánico del HOFrac-PR y para el manejo del estrés térmico que puede comprometer sus propiedades mecánicas y modificar la planitud de sus paredes reflectivas.

Para diseñar el sistema de refrigeración del HOFrac-PR se utilizaron las simulaciones ópticas de Soltrace como parámetros de entrada, en un modelo de transferencia de calor simulado en el software de simulación de mecánica de fluidos Ansys Fluent, el cual mediante un análisis de elemento finito permite simular los fenómenos de transferencia de y remoción de calor, dichas simulaciones se muestran en

la figura 3.14b. En la imagen de la figura 3.14c se observa una cara lateral del homogeneizador y como dicha placa de aluminio al tener un área mayor de transferencia de calor en la zona de apertura del homogeneizador, conserva una temperatura similar a la del fluido refrigerante que circula por el serpentín que se muestra en la figura 3.14d.

Este instrumento tiene paredes reflectivas internas de primera superficie compuestas del material Alanod con un grosor de 1mm (mismo que se utilizó en el Homogeneizador 2), para garantizar su planitud y una eficiente disipación de calor estas láminas de Alanod a su vez están unidas a placas de aluminio de una pulgada mediante un adhesivo de alta densidad y resistencia térmica despreciable que soporta temperaturas superiores a los 180 °C, las placas fueron rectificadas en un torno de control numérico CNC para garantizar su planitud y así reducir los errores ópticos de especularidad que presentaba el segundo prototipo también de primera superficie.

Otra mejora importante que se realizó en este instrumento con respecto a los dos previos fue la refrigeración activa de sus paredes, mediante el maquinado de un serpentín en la cara posterior de las placas de aluminio, como se observa en la figura 3.11 y como su nombre lo indica este dispositivo se diferencia de los prototipos previos por contar con paredes reflectivas con refrigeración activa, utilizando el sistema de refrigeración con el que cuenta el HOSIER que tiene como función principal controlar la temperatura de los dispositivos que se utilizados para las pruebas y experimentos mediante la circulación forzada de agua.

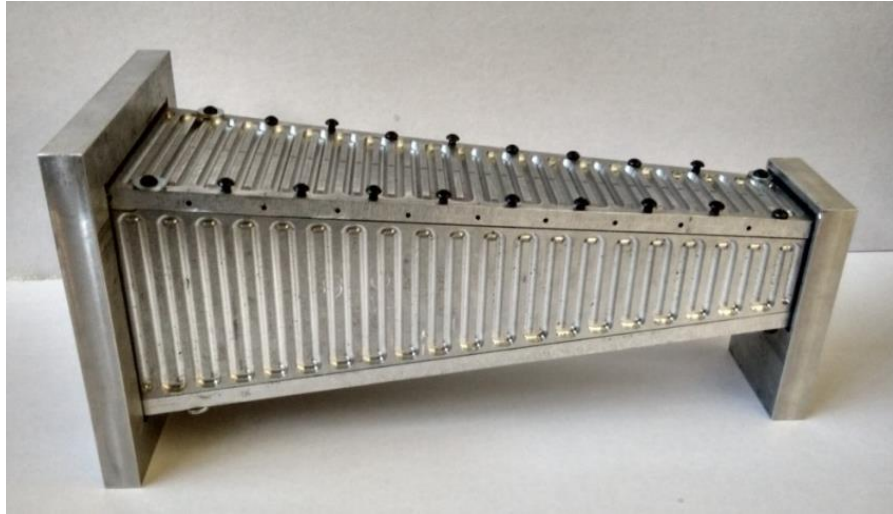


Figura 3.15. HOFrac-PR sin tapas

El sistema de refrigeración del HoSIER, cuenta con varias válvulas de paso, una electroválvula reguladora de caudal, un flujómetro de coriolis, terminales con conectores rápidos para manguera y dos depósitos de agua; Este sistema de refrigeración permite caudales de agua a temperatura ambiente de más de 25 LPM en la zona de la mesa de trabajo (Pérez, 2015). Sin embargo, este caudal es limitado por el diámetro de las tuberías que llevan el agua a la mesa de trabajo donde se ubica el dispositivo, como se muestra en la figura 3.16, donde se muestra el HOFrac-PR ya instalado en el HOSIER.

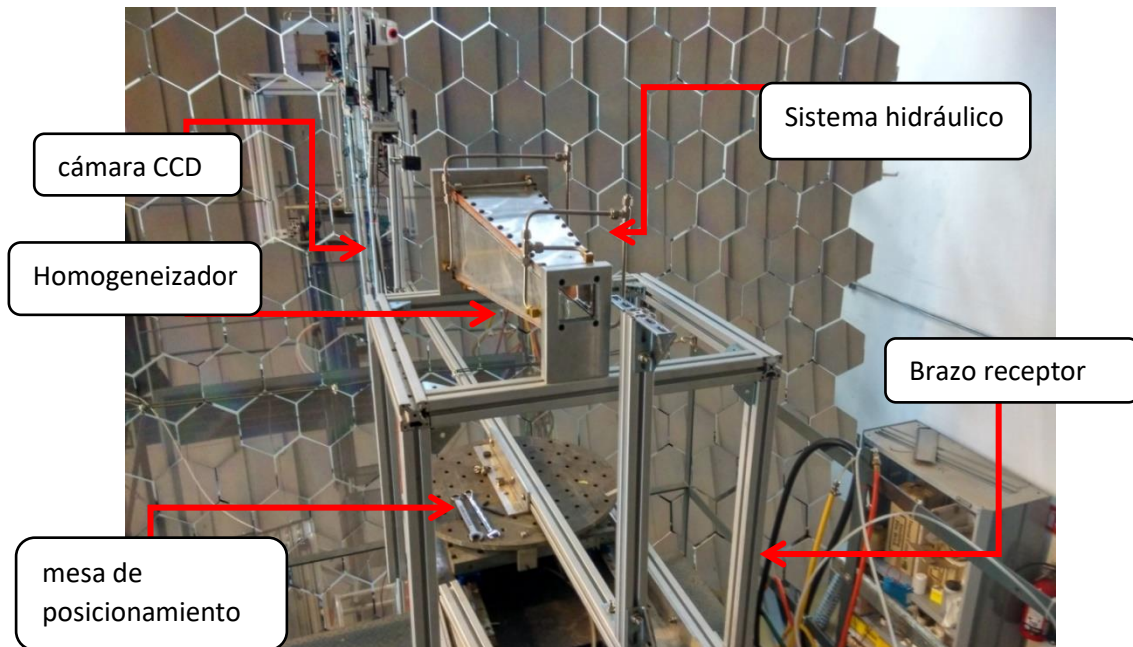


Figura 3.16. HOFrac-PR instalado en el HOSIER

En la imagen se muestran los componentes del instrumento HOFRAC-PR. Para la protección del receptor y asegurar tanto su reflectividad como su lambertianidad, el receptor también cuenta con un sistema de refrigeración forzada por aire que circula dentro del brazo que lo sostiene (no observable en la imagen), ya que dadas las múltiples reflexiones de la radiación dentro del HOFRAC-PR, los brazos de aluminio que lo sostienen tienden a fundirse cuando se abre al máximo el atenuador del HOSIER o deformarse con aperturas menores. Otra característica nueva y evidente es la geometría del nuevo dispositivo, que a diferencia de los prototipos previos no es de área transversal constante, este instrumento cuenta con caras laterales trapezoidales, lo que permite variar la apertura del dispositivo, según la posición de la mesa.

Tener una apertura mayor a los prototipos previos, le permite al HOFRAC-PR maximizar la captación de la radiación solar concentrada por el HOSIER; esto también demanda un mejor control y distribución de las temperaturas en el dispositivo. Para monitorear y proteger la integridad del equipo se colocaron 11 termopares; los termopares se encuentran ubicados al centro de la placa de aluminio superior y separados uno del otro por 5 cm, siendo el termopar No. 11 el último y está ubicado a 1cm de la salida del homogeneizador. La Figura 3.17 muestra la medición de las temperaturas del HOFRAC-PR en operación, con diferentes porcentajes de apertura del HOSIER. En la gráfica se observa, como el dispositivo es refrigerado eficientemente ya que la temperatura de todos los termopares alcanza el estado estable en los distintos porcentajes de apertura del atenuador del HOSIER sin superar los 85°C, tal como las simulaciones utilizadas en el diseño predicen.

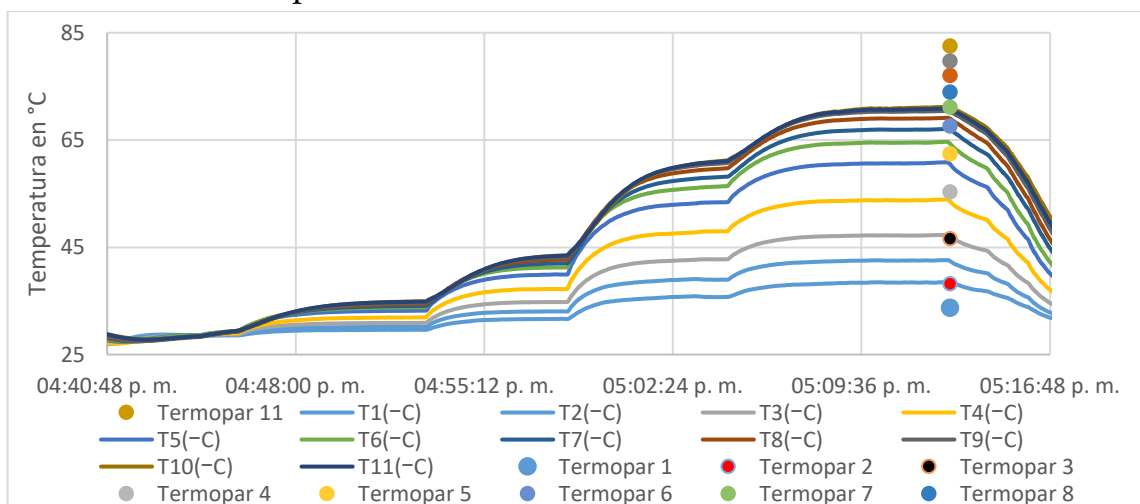


Figura 3.17. Medición de la temperatura del HOFRAC-PR en operación, con diferentes porcentajes de apertura del HOSIER

En la imagen también se muestran los valores máximos de temperatura para cada termopar al 100% de apertura del HOSIER. Además de la temperatura también se realizaron mediciones de densidad de flujo en el receptor a diferentes distancias dentro del Homogeneizador, para esto se utilizó un medidor de flujo de calor tipo Gardon calibrado por el proveedor y un receptor de alúmina cerámica, los resultados se muestran en la figura 3.18.

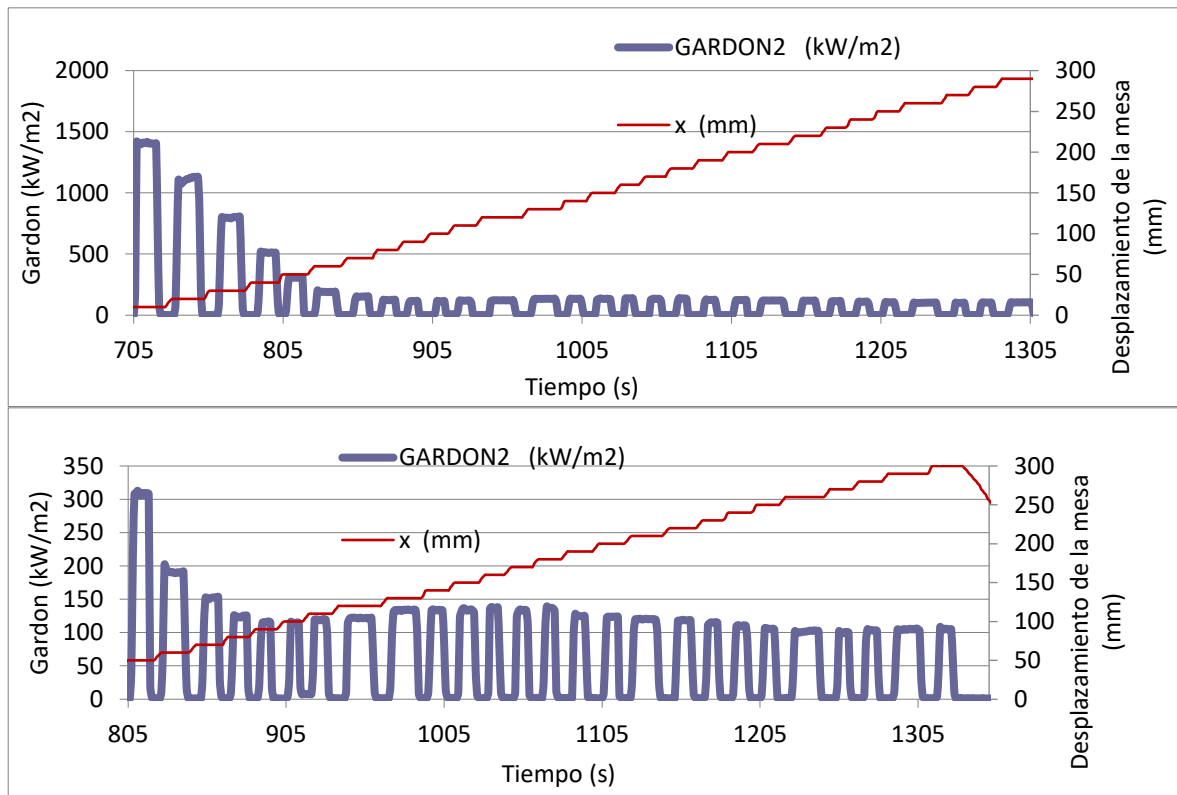


Figura 3.18. Medición de la densidad de flujo con un Gardon dentro del HOFRAF-PR en operación, con diferentes porcentajes de apertura del HOSIER. La gráfica inferior es complementaria a la superior (para una mejor visualización)

Se observa en la gráfica superior representada con una línea roja, el desplazamiento de la mesa en el eje x y como a medida que esta desplaza al receptor dentro del homogeneizador aumentando la profundidad, la densidad de flujo representada en color azul, disminuye.

En la parte inferior de la figura 3.18 se escala el eje y, para poder visualizar mejor los cambios de intensidad para el resto de la carrera de la mesa. Se observa posterior al tiempo 850s, que al ubicar el receptor a 50 mm la intensidad de flujo se mantiene en un valor promedio aproximadamente constante de 150kW/m^2 . Esto podría interpretarse

como una mejora respecto a los prototipos previos que perdían densidad de flujo a medida que avanzaba el receptor en la carrera, esto se debe a la forma de pirámide trunca del homogeneizador.

Por otro lado cabe recordar que en este dispositivo al aumentar la profundidad del receptor, se está disminuyendo el área a la salida del Homogeneizador, y por supuesto esto es crucial para el dimensionamiento de las muestras o equipos CFV, ya que implica que si la intensidad de flujo en el área se mantiene, entonces se está perdiendo radiación concentrada a partir de cierta longitud del homogeneizador; esto debido a que el flujo ciertamente no se está homogeneizando antes de los 50 cm y evidentemente no se está reconcentrando la radiación ya que la densidad de flujo prácticamente no aumenta según lo medido con el Gardon, sin embargo el área de “salida” del receptor o el número de celdas CFV que se podrían instalar en el arreglo, si va disminuyendo al aumentar la distancia.

En la figura 3.19 se observa una de las posibles causas de este fenómeno; en la primera imagen se observa un rayo que incide primeramente en una pared lateral, después de reflejarse en una pared superior y luego en otra lateral, incide en una inferior y prácticamente regresa hacia el concentrador por la misma pared por la que ingreso al homogeneizador, esto no ocurre con la mayoría de los espejos del concentrador, prácticamente solo con los espejos que se encuentran en el grupo más alejados o en la periferia del concentrador.

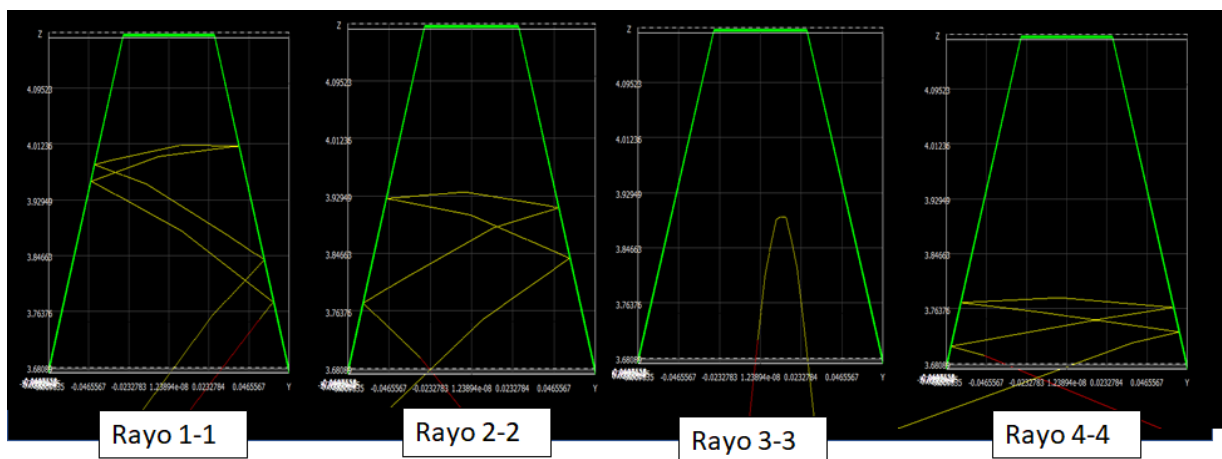


Figura 3.19. Análisis de transmitancia del HOFAC-PR para cuatro rayos seleccionados

Como se puede observar en las otras 3 imágenes, diferentes fotones pueden reflejarse nuevamente hacia el concentrador por otras rutas y dependiendo de la ubicación del espejo concentrador del que provienen, estos pueden alcanzar una mayor o menor profundidad dentro del homogeneizador. Esto fue previsto desde el diseño, sin embargo, la longitud del dispositivo se mantuvo en 50cm para su comparación con los prototipos previos.

Estos resultados dejan en evidencia, que para este tipo de Homogeneizadores (tipo pirámide trunca) y para el caso específico del HOSIER, un homogeneizador más largo no es mejor. Por lo tanto, es necesario encontrar la longitud para la máxima uniformidad y también que esa intensidad uniforme conserve un área máxima.

3.4 Conclusiones de la experimentación con homogeneizadores en el HOSIER

A partir de la experimentación con los primeros prototipos de Homogeneizadores huecos de paredes internas reflectivas, se concluyó lo siguiente:

- Se comprobó que el Homogeneizador de paredes reflectivas (MLP), es eficaz a la hora de uniformizar la radiación solar concentrada, sin embargo, para aplicaciones fotovoltaicas los prototipos diseñados, siguen teniendo variaciones significativas en distintos puntos de la superficie del receptor.
- No se alcanzó en este primer acercamiento a detectar la longitud crítica de Homogeneización que se muestra en las simulaciones, sin embargo, conforme a lo reportado por (Chen et al 1963), se observa que a mayor distancia se incrementa la uniformidad en la distribución radiativa.
- Los espejos de segunda superficie absorben un porcentaje de radiación suficiente para elevar la temperatura del vidrio y comprometer sus propiedades mecánicas fracturando el dispositivo.

Los experimentos con los primeros dos prototipos fueron desarrollados con tecnología y materiales con los que ya se contaba en el instituto. Posteriormente de la construcción, instrumentación y caracterización del HOFAC-PR, se compararon los resultados de

uniformidad obtenidos en toda la carrera al igual que con los homogeneizadores que le precedieron y su comparativa se muestra en la gráfica de la figura 3.20.

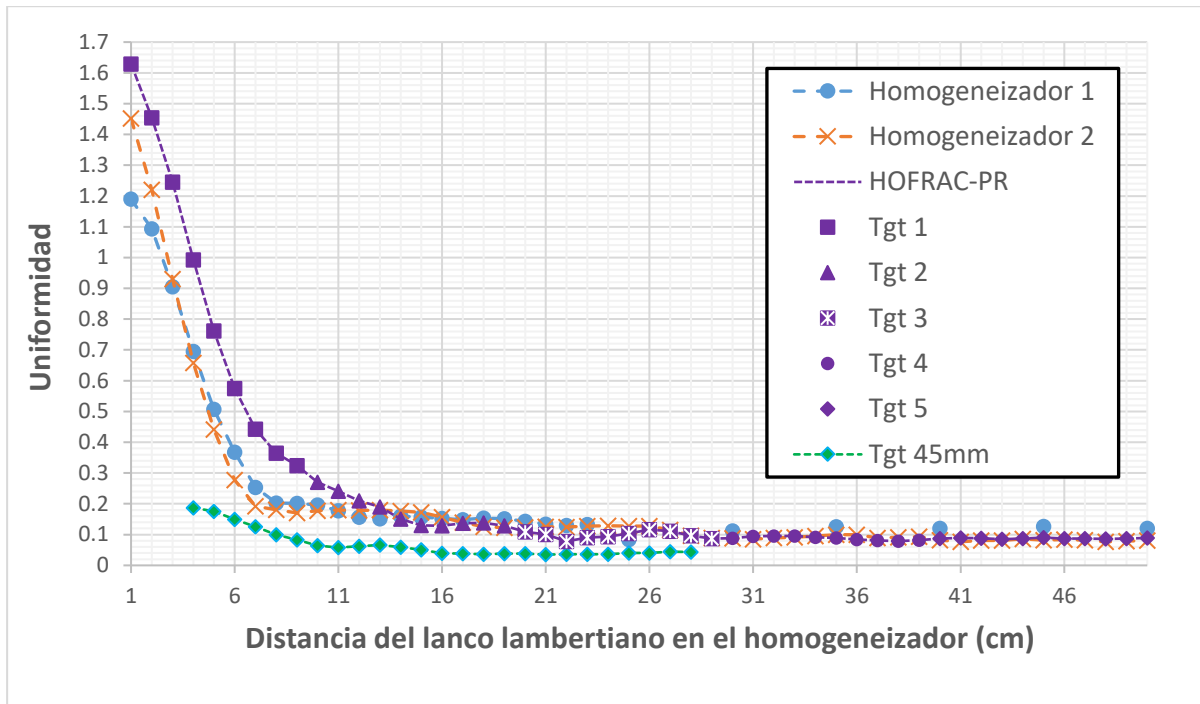


Figura 3.20. Gráfica de homogeneización de flujo radiativo en el HOFRA-PR y su comparación con los Homogeneizadores 1 y 2. Para el HOFRA-PR se muestran 5 blancos lambertianos (Tgt1-5) y el blanco de 45mm.

Ya que la geometría del HOFRA-PR no es constante en toda su longitud, se requirieron 5 blancos lambertianos diferentes, cada uno para cubrir una carrera de 10 cm dentro del homogeneizador; en la gráfica de la figura 3.20 se muestran en color morado. Las longitudes críticas, donde encontramos la mayor uniformidad son a los 22 cm con el blanco 3 (Tgt3) y a los 32 cm con el blanco 4 (Tgt4), con valores de uniformidad de 0.0781 y 0.0786.

Nuevamente al comparar los resultados entre los tres prototipos, es posible observar que los resultados concuerdan con lo afirmado por (Chen et al 1963); a mayor longitud del homogeneizador, la distribución de flujo se homogeneiza más,

sin embargo, se observa también que, en estos homogeneizadores, pasados los 30cm, los valores de uniformidad no mejoran significativamente, y a su vez se reduce considerablemente la densidad energética en el receptor.

En la gráfica también se muestra en color verde, un receptor de 45mm, este blanco es el de menor tamaño y una de las corridas que se hizo fue de los 4 a los 28cm dentro del homogeneizador, obteniendo con este los mejores valores de uniformidad, alcanzando 0.035 en los 21cm. Aunque la uniformidad es mejor a las que se obtuvieron con los Homogeneizadores 1 y 2, solo representa la distribución del flujo en la zona central del receptor, este dato es de interés, ya que la longitud del homogeneizador fue diseñada para la comparación con los dispositivos previos, sin embargo, queda demostrado que para homogeneizar la radiación de un Horno solar como el HoSIER, no es necesario un homogeneizador con una longitud superior a los 22cm. Así mismo, en la figura 3.21 (izq.) se muestra una gráfica de contorno de la intensidad de flujo radiativo concentrado a la entrada del HOFRAC-PR y en la figura 3.21 (der.) se muestra la densidad de flujo que incide sobre el receptor 45mm ubicado a 25cm dentro del homogeneizador.

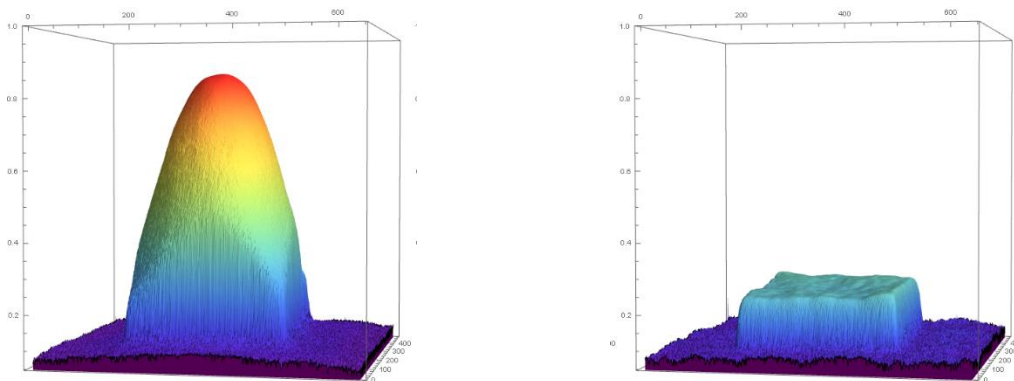


Figura 3.21. Izquierda; perfil de distribución de flujo concentrado (En el foco del HOSIER). Derecha; perfil de distribución de flujo homogeneizado (25cm dentro del Homogeneizador). Unidades adimensionales.

Como es posible observar la densidad de flujo a esta distancia se encuentra bastante homogeneizada, e incluso se obtiene resultados aceptables a distancia previas a los 18 cm, sin embargo, la intensidad de flujo en el receptor sigue presentando variaciones en ciertas zonas, principalmente las centrales. Esto no concuerda totalmente con lo simulado en el trazado de rayos, y la causa es que la mayoría de las pruebas no se realizaron con el atenuador al 100% de apertura y en la literatura se establece que, para fuentes de iluminación no homogéneas o asimétricas, las posibilidades de uniformizar el flujo radiativo se ven comprometidas.

Para corroborarlo fue necesario incluir en la modelación algunos obstáculos, que se han ido añadiendo a la infraestructura del horno solar, para realizar experimentos previos, ya que este instrumento funge como un laboratorio de química solar y muchas

otras aplicaciones. Los obstáculos que sombrean al concentrador del HoSIER fueron los siguientes:

- Jirafa
- Mesa
- Puente
- El perfil Central que sostiene una cámara CCD (fija)
- La carcasa del homogeneizador

La ubicación de estos obstáculos se muestra en la parte superior de la figura 3.22 y su modelado en SolTrace en la parte inferior. Estos obstáculos no son insignificantes, ya que representan aproximadamente el 8% del área de concentrador. También se sustituyó el heliostato y en su lugar, se simularon rejillas de luz con el mismo porcentaje de reflectancia, para aumentar el número de rayos que interactúan en la simulación. Esta decisión se tomó luego de analizar las imágenes en los receptores a diferentes aperturas del atenuador y a la misma distancia dentro del homogeneizador, ya que también existe la sospecha de que el atenuador afecta negativamente la uniformidad del flujo homogeneizado, siendo este el primer obstáculo hacia el concentrador del HOSIER cuando este no está totalmente abierto.

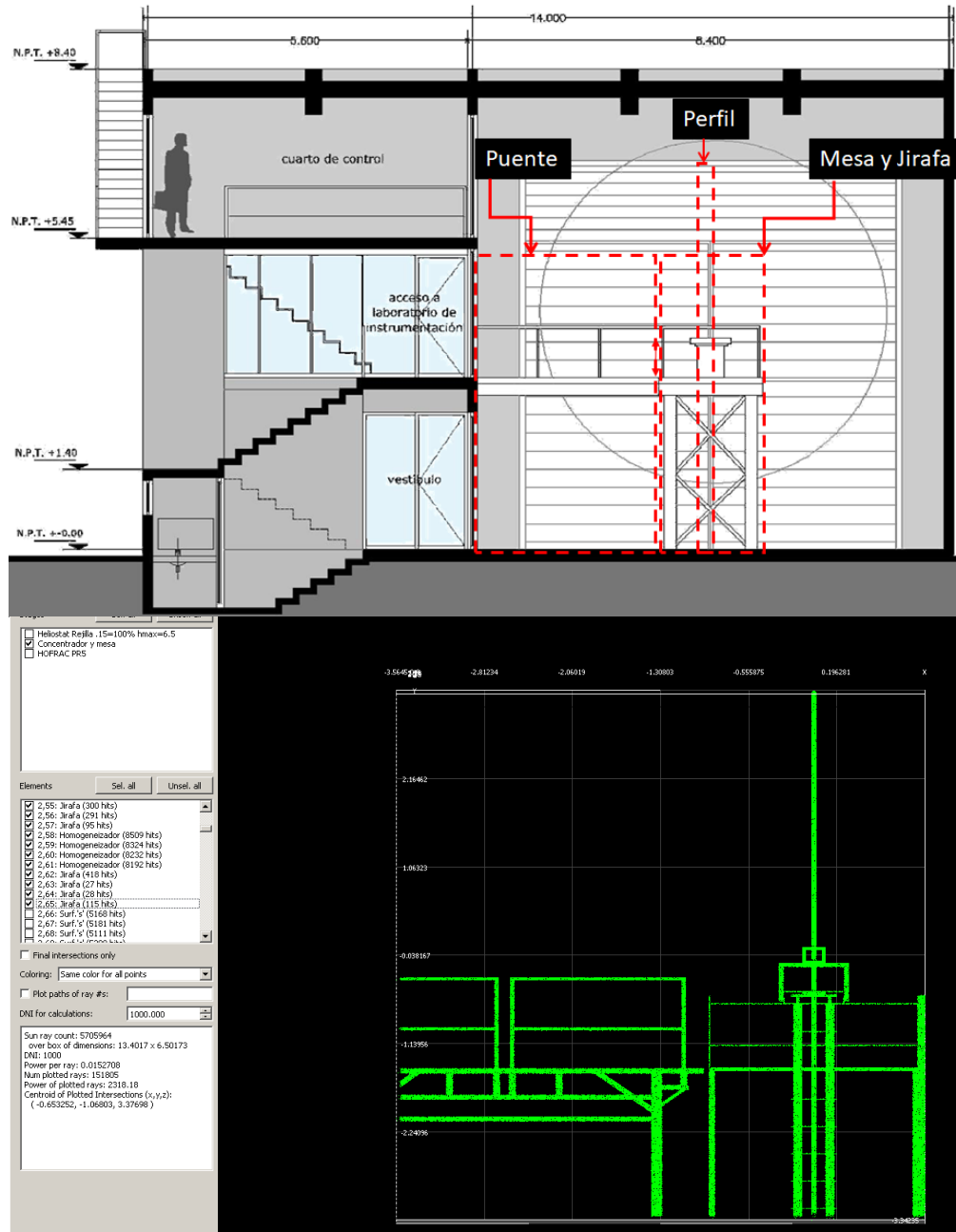


Figura 3.22. Superior: esquema de las instalaciones del HOSIER. Inferior: Simulación del trazado de rayos de los obstáculos en el HOSIER

Los resultados del trazado de rayos con todos los obstáculos y su impacto en la distribución de flujo sobre el receptor se muestran en la figura 3.23, para tres casos específicos; cuando el atenuador se encuentra totalmente abierto (100% de apertura), a 20% de apertura y a 10%. En estos últimos dos porcentajes de apertura se realizaron la mayoría de las tomas de imagen con la cámara CCD para observar mejor el fenómeno.

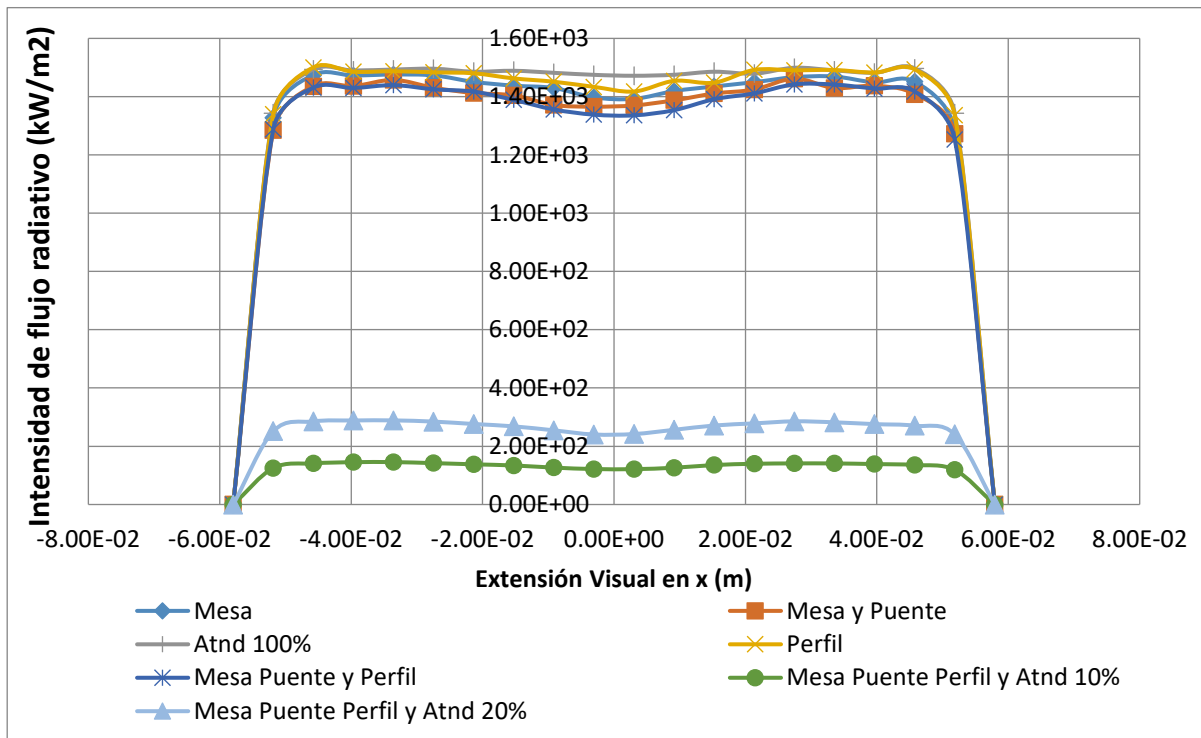


Figura 3.23. Gráfica del impacto en la distribución del flujo a la salida del HOFRAC-PR debido a la combinación de obstáculos en el HOSIER.

Como se puede observar en la gráfica, tanto la atenuación como los obstáculos repercuten considerablemente en la distribución de la intensidad de flujo. Los obstáculos que generan una mayor heterogeneidad en la distribución radiativa (independientemente del área de sombreado que generan), son aquellos que se encuentran a una menor distancia del concentrador. Esto se observa claramente al comparar la intensidad que se pierde en la zona central debido al perfil (cruz amarilla) vs la mesa (rombo azul). Por supuesto, la combinación de estos obstáculos con el puente (asterisco morado), reducen aún más la distribución de flujo de forma general en la totalidad del área del receptor y de manera focalizada en la zona central.

En la gráfica anterior de distribución de intensidad de flujo representada en 2D, no es posible apreciar completamente el impacto que tienen los porcentajes de apertura del atenuador aunados a los obstáculos en la uniformidad del flujo, principalmente por la escala de los valores en el eje y. Para una mejor observación se presenta en la figura 3.24, mediante una gráfica de contorno (en 3D) el resultado de la simulación con obstáculos para una apertura de atenuador del 20%.

Si la simulación de la figura 3.24a se compara con las tomas de imágenes CCD experimentales para el blanco de 45mm a 18cm en el HOFAC-PR de la figura 3.24b, es posible observar que el trazado de rayos no solo es congruente con los experimentos realizados con el HOFAC-PR en el HOSIER, sino que en estos experimentos se obtuvo una mayor uniformidad en la zona central con respecto a lo simulado para una apertura del atenuador del 20% con todos los obstáculos.

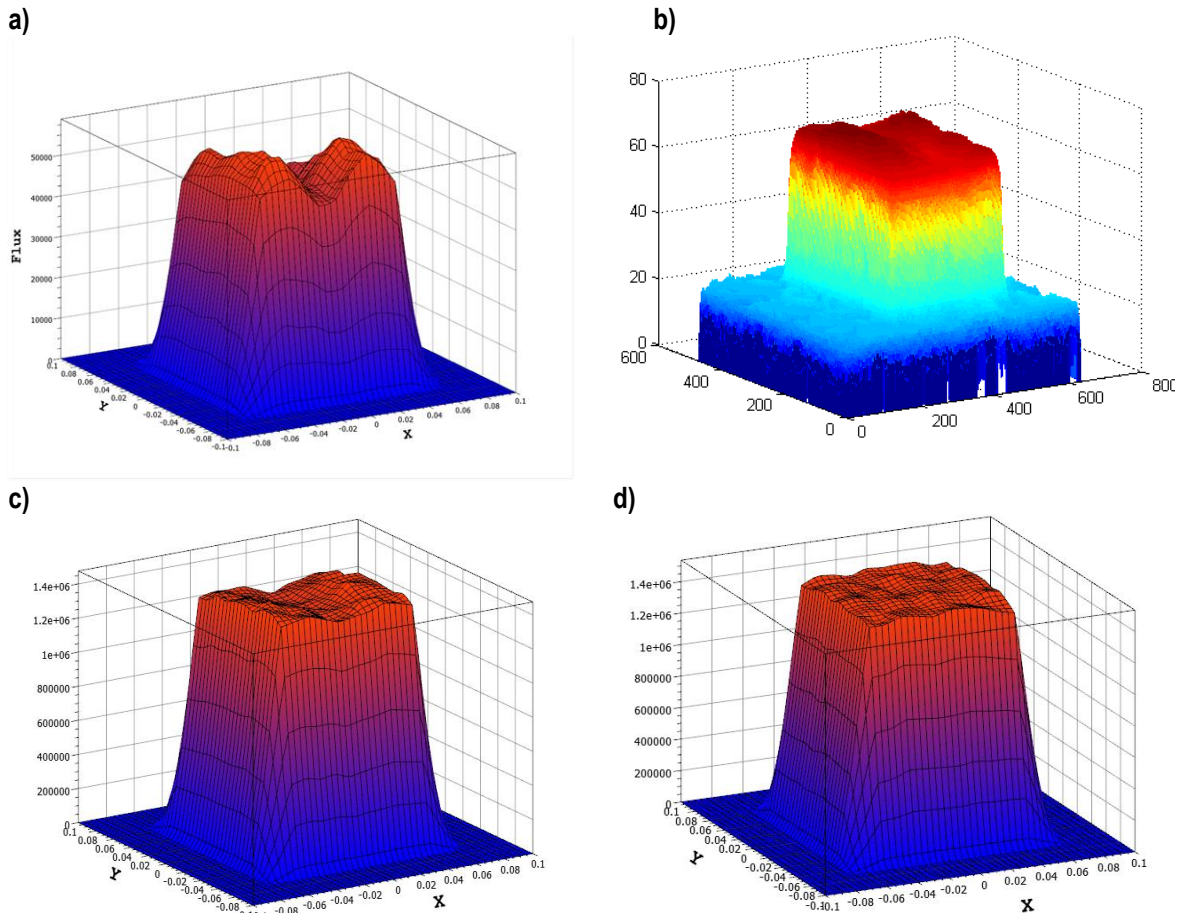


Figura 3.24. Gráficas de contorno para la distribución del flujo a la salida del HOFAC-PR en el HOSIER con el receptor a 18cm. a) Simulación 20% de rejilla de luz y obstáculos, b) Experimento con 20% de apertura de atenuador, c) Simulación 100% rejilla de luz y obstáculos d) Simulación 100% rejilla de luz sin obstáculos.

En la gráfica de la figura 3.24c, se muestra la gráfica de contorno de la intensidad de flujo simulado para un atenuador totalmente abierto; cómo se puede observar, la intensidad de flujo en la zona central aumento considerablemente, elevando la uniformidad a 0.37; sin embargo, la distribución de intensidad de flujo sigue presentando zonas heterogéneas y esto se comprueba al comprar la intensidad flujo en la zona central

que llega a mínimos de 1.26 MW/m^2 con el flujo promedio que es de 1.41 MW/m^2 . Estos resultados no son óptimos para la caracterización precisa de dispositivos fotovoltaicos y distan bastante de los resultados que arrojaron las primeras modelaciones, en las cuales no se incluían los obstáculos del HOSIER; la distribución de flujo a la salida HOFRAC-PR para un receptor ubicado a 18cm se muestra en la figura 3.24d, esta última grafica de contorno es una simulación es al 100% de apertura de atenuador y sin obstáculos. Los resultados arrojan una intensidad de flujo promedio de 1.49 MW/m^2 y una uniformidad de 0.027, para un receptor de 11x11cm.

Con estos resultados se concluye que este tipo de hornos no serían adecuados para caracterizar celdas fotovoltaicas de concentración, ya que, si bien es posible regular el flujo radiativo con la precisión que la caracterización requiere, el hacerlo variará la homogeneidad de la densidad de flujo en receptor, debido a las asimetrías ópticas generadas por los obstáculos de la misma instalación, obteniendo una uniformidades en simulaciones de tan solo 0.43 y experimentales de 0.11 para una apertura del 20%. Aunque los valores de uniformidad experimentales resultaron mejores de lo que la simulación con obstáculos estimo y mejoran aún más a mayores aperturas del atenuador, estos valores de uniformidad comprometen los resultados que pudiese arrojar cualquier caracterización, al reducir la eficiencia del arreglo CFV instalado. Por otro lado, el HOSIER por sí mismo es un laboratorio, por lo que no sería posible retirar los obstáculos como la mesa, el atenuador, el puente, etc. ya que estos mismos sirven para operar y controlar muchos otros experimentos que se llevan a cabo en el HOSIER.

El conjunto de resultados obtenidos hasta ahora, y particularmente esta reflexión final, nos hizo replantearnos el acercamiento inicial con la homogeneización de flujo y como conclusión de dicho análisis, se propone un sistema distinto para garantizar un flujo radiativo totalmente homogéneo en un área determinada y una nueva metodología para evaluar la distribución de flujo para arreglos densamente empaquetados sometidos a flujos radiativos de ultra alta concentración e interconectados en serie.

3.5 Concepto de uniformidad fotovoltaica para arreglos en serie

Los resultados experimentales realizados en el HoSIER, plantearon nuevamente un viejo paradigma, ¿cuál es la mejor uniformidad para una celda fotovoltaica?, la respuesta

esta interrogante parece obvia, ya que se busca que el flujo radiativo sea el mismo en cualquier área de la celda por lo tanto que su desviación estándar sea 0 con respecto a la media y así asegurar un flujo totalmente homogéneo, sin embargo luego de la experimentación con un concentrador del tamaño del HoSIER, queda claro que esto podría no ser factible en su totalidad, y se requieren opciones a flujos con moderadas heterogeneidades, así como analizar bajo qué condiciones se podrían operar grandes arreglos de celdas sometidas a altos flujos radiativos y para ello considerar el caso de mayor afectación que es principalmente si las celdas del arreglo están interconectadas en serie. Para este análisis se requiere de un acercamiento diferente al utilizado convencionalmente mediante la ecuación 3.1, que busca analizar las variaciones de la intensidad en la celda con respecto al promedio de intensidades, en este acercamiento se propone analizar la uniformidad de la distribución del flujo radiativo con base en la intensidad mínima de radiación, este parámetro describe el comportamiento operativo de las celdas conectadas en serie.

Metodología

Se propone un método para calcular la uniformidad del flujo radiativo en arreglos de celdas fotovoltaicas que presentan discrepancias entre los valores de flujo incidentes y el flujo operativo para los arreglos de celdas conectadas en serie. Para ello es necesario contabilizar la diferencia de todos los valores de intensidad de flujo con respecto al valor mínimo de la intensidad de flujo, mediante la ecuación:

$$\sigma_{min}(F) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (F_i - F_{min})^2} \quad (3.3)$$

Donde $\sigma_{min}(F)$ es la desviación de los valores con respecto al flujo mínimo, F_i es cada valor de intensidad lumínica y F_{min} es el valor de intensidad de flujo más bajo que incide sobre el receptor, o bien el pixel con el mínimo valor registrado por el sensor de imagen y N el número de datos de intensidad con los que se cuenta. Con el fin de reducir la sobre representación de los valores atípicos, que usualmente se filtran en los dispositivos de toma de imágenes, la uniformidad U_{FV} se calculará dividiendo esta desviación entre la media armónica

$$U_{FV} = \frac{\sigma_{min}}{n} \sum_{i=1}^n \frac{1}{F_i} \quad (3.4)$$

Al analizar la distribución de flujo respecto al mínimo y no al promedio de los valores se obtiene un área bajo la curva mayor para flujos con alta heterogeneidad, tal como se observa a la izquierda de la figura 3.25. Mientras que en la imagen de la derecha donde se toma el valor promedio de estos como referencia, se minimiza la representatividad de las regiones donde hay un mayor flujo de intensidad, respecto a los valores mínimos.

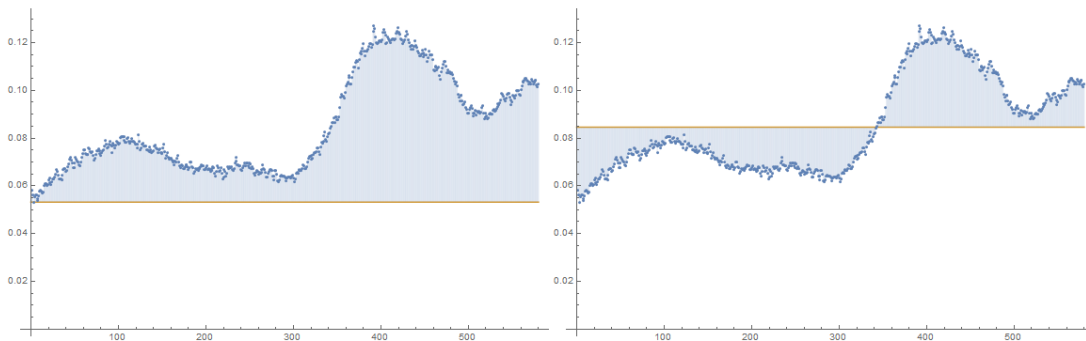


Figura 3.25. Izquierda. Distribución de flujo radiativo y su relación respecto al valor mínimo. Derecha. Su relación respecto al promedio.

El cálculo de la Uniformidad Fotovoltaica como indicador del correcto funcionamiento de un sistema de concentración fotovoltaica de denso empaquetamiento es superior al de la uniformidad estándar, y permite identificar la distribución de flujo óptima para un arreglo conectado en serie.

Para las distribuciones flujo radiativo (sin procesamiento) que se obtuvieron con el receptor de 45mm al interior del HOFRAC-PR, se obtendría el mejor desempeño del arreglo a 18 y 23 cm, mientras que si se aplica un filtro Gaussiano para reducir los valores atípicos, las posiciones que aprovechan de mejor manera la radiación se ubican de los 23 a los 25 cm seguidos por la posición 18, como se observa en la Fig. 3.26, ambas posiciones aunque distantes entre sí tienen la “desviación mínima” más baja de toda la carrera.

En la Fig. 3.26 se observa que si todas las celdas fotovoltaicas se encuentran conectadas en serie la corriente que circulará por el arreglo sería la que genera la celda que recibe la intensidad de flujo radiativo mínima; dependiendo del tamaño de celda de los arreglos este podría generar aproximadamente la misma corriente eléctrica que si se ubicará a 25 cm pero tendría que disipar el 4% de la energía absorbida, ocasionando un calentamiento focalizado en el arreglo.

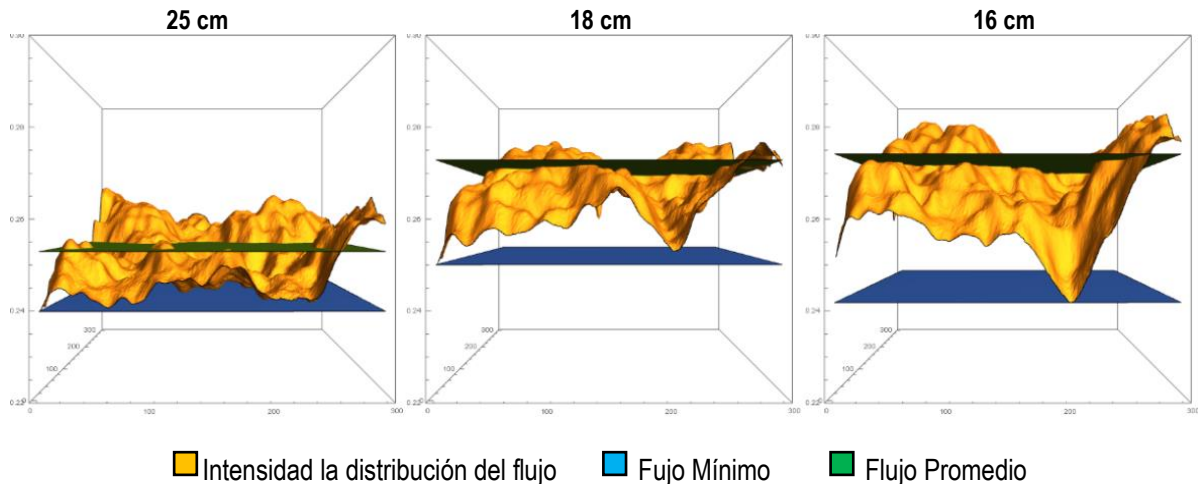


Figura 3.26. Distribución de flujo radiativo en el receptor a 25cm,18cm y 16cm. (Intensidad de flujo en unidades adimensionales)

En la imagen se observa que el arreglo ubicado a 16cm recibe una mayor intensidad de flujo promedio que los otros dos, sin embargo la diferencia entre el plano del flujo promedio y el mínimo en el arreglo ubicado a 16 cm es considerablemente mayor al de los arreglo ubicados a 18 cm y 25 cm, sin embargo el flujo promedio es aproximadamente igual al arreglo en 18 cm; esto implica que la corriente generada por las celdas del arreglo en 16cm tendrá un redireccionamiento de su excedente de corriente hacia la celda ubicada en la región de menor intensidad radiativa; la distancia entre el plano del mínimo y el plano donde se encuentra el promedio de valores de intensidad es 1.8 veces mayor que en 25 cm y 1.2 veces mayor que en 18cm, en esta posición el arreglo tiene la misma intensidad de flujo promedio pero el valor del flujo mínimo es superior.

El método nombrado Uniformidad Fotovoltaica se aplicó en el análisis de las imágenes obtenidas en la campaña experimental del HOFAC-PR, para predecir el comportamiento de diferentes configuraciones de arreglos fotovoltaicos interconectados en serie y simulados en el programa Simulink de Matlab. (E. Anguera y C.A. Estrada 2017)

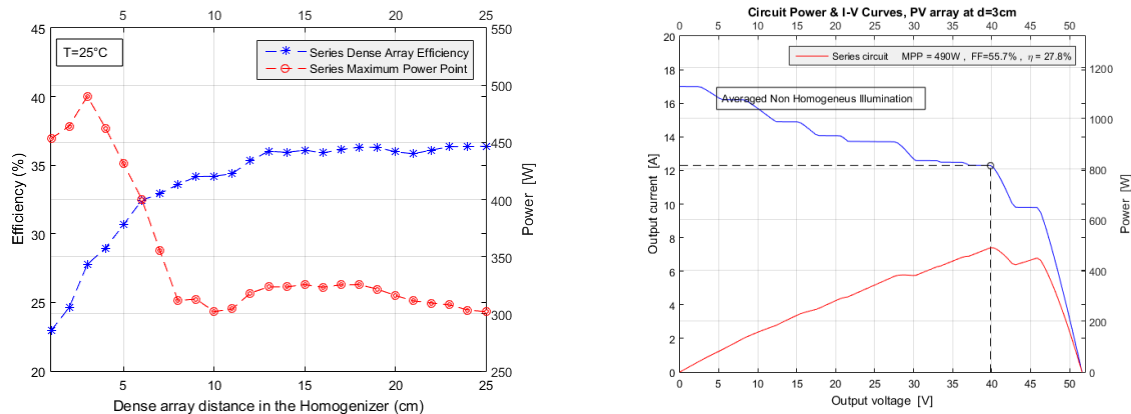


Figura 3.27. Izq. Eficiencia y potencia máxima simuladas de un arreglo de 16 celdas conectadas en serie para todo el recorrido del Homogeneizador. Der. Curvas I-V y de potencia simuladas para un arreglo de 16 celdas conectadas en serie en un homogeneizador a una distancia de 3cm

En la figura 3.27 se observan los resultados de la modelación para toda la carrera del arreglo de denso empaquetamiento a una temperatura constante de 25°C y tal como predice el modelo las eficiencias máximas se obtienen a los 18, 23, 24 y 25 cm en el homogeneizador. La potencia máxima de operación para el área analizada se encuentra a 3cm dentro del homogeneizador; a esta distancia aun no interactúa el homogeneizador por lo que no hay pérdidas por reflexión y el spot comienza a incrementar su área aun con un alto factor de concentración, sin embargo la reducción en la eficiencia por el desacoplamiento de corriente en el arreglo es de un 10% pese a que el modelo desprecia las pérdidas por disipación de potencia térmica debida a retornos de corriente, contempla un sistema de refrigeración ideal y la distribución de la irradiancia por celda es considerada homogénea.

Capítulo 4

El diseño del FRESNEL

Después de revisar varias alternativas de concentradores solares, se concluyó que la mejor opción de diseño para un sistema de evaluación de celdas CFV, era concentrar la radiación solar mediante un conjunto de espejos planos orientados hacia una misma zona focal, esto produce una distribución de flujo radiativo homogénea sobre dicha área. Este tipo de sistemas de concentración solar se denominan Heliostatos focalizadores de no imagen, en los cuales la alta razón de concentración solar se consigue mediante la superposición de todas las imágenes especulares en el objetivo fijo. Dado que la luz solar no es coherente, la concentración solar resultante es la suma algebraica de los rayos solares sin crear una imagen óptica específica. El principal desafío para este tipo de diseños es superar el astigmatismo en el receptor; esto se consigue mediante el ajuste dinámico de espejos de las facetas planas agrupadas, con ello se optimizó la corrección astigmática en una amplia gama de ángulos de incidencia. El nuevo helióstato no solo está diseñado para concentrar la luz solar en varios cientos de soles, sino también para reducir significativamente la variación de la distribución del flujo solar en la muestra.

En este capítulo se presenta el diseño del dispositivo experimental que se realizó y que se denominó FRESNEL, por sus siglas en inglés: Focusing Retractable heliostat as Evaluator System for Non-imaging concentrated solar ELectric generators, que en español se traduce como heliostato focalizador retráctil como sistema de evaluación para generadores eléctricos con concentración solar de no imagen. La construcción de este equipo, entre otras aplicaciones, permitirá caracterizar el desempeño de dispositivos fotovoltaicos, sometidos a altos niveles de flujo radiativo con una distribución homogénea en condiciones de intemperie.

4.1 El diseño óptico del concentrador solar

En esta sección se describirá el diseño óptico del sistema que se desarrolló; para ello se necesitó definir los requerimientos del sistema. Como lo que se requiere es un sistema que produzca un flujo radiativo solar altamente concentrado en la zona donde se pondrán las celdas solares de alta eficiencia; se tomaron las siguientes consideraciones como los principios elementales de diseño del equipo:

1. Concentrar radiación solar a 1000 soles, como mínimo.
2. Tener un flujo de radiación solar concentrada debe ser homogénea o uniforme, por lo menos en el área donde se localizará la celda fotovoltaica.
3. Atenuar la radiación solar concentrada sin perder la uniformidad en el receptor.

Usualmente los concentradores son diseñados a partir de la energía máxima que puede absorber un receptor para determinado proceso térmico, ya que en este punto se encuentra la máxima eficiencia para cualquier maquina térmica según el ciclo de Carnot. Sin embargo, el primer elemento óptico del FRESNEL que actúa como concentrador, se diseñará para trabajar ligeramente por encima de los límites de la máxima eficiencia de concentración solar en celdas fotovoltaicas que es de 1000 soles, esto con el fin de poder caracterizar celdas que en un futuro soporten mayores niveles de concentración, mantengan o no su eficiencia. Así mismo, el área de captación del concentrador también se diseñó con base en el flujo de energía máximo de operación de una celda CFV comercial, con posibilidad de formar un arreglo matricial de celdas de 3x3.

En la mayoría de las aplicaciones fototérmicas, el flujo máximo de intensidad radiativa se encuentra en el centro la apertura del receptor, no importando si este es de foco puntual o lineal. Para aplicaciones fototérmicas podemos considerar la razón de concentración solar o concentración geométrica como la razón entre las áreas de captación y de recepción como:

$$C = A_c/A_r \quad (4.1)$$

Esta ecuación nos dice, que para un receptor de área constante si requerimos una mayor razón de concentración, únicamente debemos de aumentar el área del

concentrador n veces la razón de concentración que se requiera. Sin embargo, el objetivo, en nuestro proyecto es aumentar el número de soles, considerando $1\text{sol}=1000\text{W}/\text{m}^2$ que definimos como G , se requiere de una ecuación que involucre la potencia; para un concentrador que concentra toda la potencia incidente en un receptor de área A_r , $P = GA_c$, la irradiancia concentrada está dada por:

$$q = \frac{P}{A_r} = CG \quad (4.2)$$

Esto todavía requiere de los factores que atenúan la radiación reflejada del concentrador tales como la reflectancia ρ de la película reflectiva del espejo y la transmitancia τ del vidrio que compone al espejo.

$$q = \rho \tau CG \quad (4.3)$$

Sin embargo, hasta aquí tenemos solo la densidad de flujo radiativo promedio y nosotros requerimos también tener la distribución de este flujo. El concentrador diseñado tiene la capacidad de que el flujo de radiación concentrada se mantiene con una distribución homogénea en cada punto dentro del área que nosotros delimitemos. Entonces la concentración de flujo podemos definirla como el cociente entre la irradiancia concentrada en cada punto y la irradiancia solar incidente

$$C_f(\vec{r}) = q\vec{r}/G \quad (4.4)$$

En esta ecuación \vec{r} denota el vector de coordenadas de un punto sobre la superficie del receptor.

Como parte del laboratorio nacional LACYQS, se tiene el proyecto de campo de Heliostatos; en el cual un heliostato orienta o cantea sus espejos para que su intensidad de flujo radiativo incida en la misma área, la suma de Heliostatos proporciona energía adicional en el receptor según a la distancia que se encuentren de este. Para un solo Heliostato se debería poder generar una distribución de flujo radiativo uniforme, ya que al tener las mismas dimensiones cada una de las facetas del espejo estas reflejan la misma intensidad para la misma área, sin embargo, en la Figura 4.1 se observa que esto no ocurre ya que se tiene una distribución de flujo no uniforme. Como veremos posteriormente, esto solo se cumple a una distancia determinada entre el sistema concentrador y la zona focal.

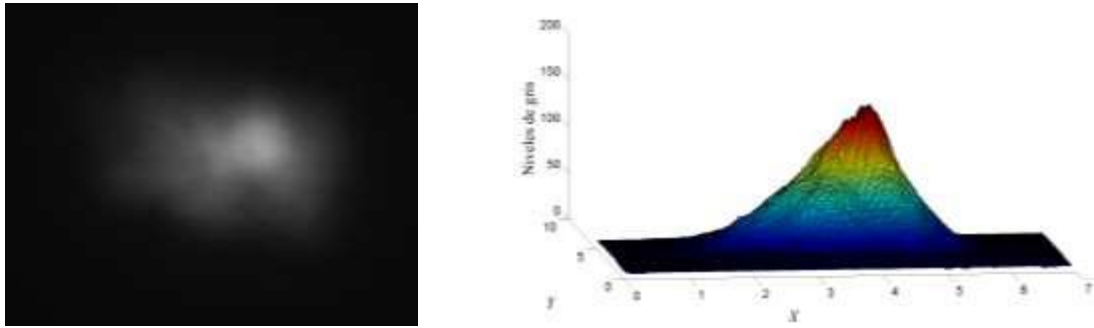


Figura 4.1. Distribución de la Radiación en el receptor de un campo de Heliostatos. Izquierda: Imagen CCD del blanco lambertiano en la zona focal donde se ubican los receptores; Derecha: gráfica de superficie de la distribución de flujo de un heliostato en el Campo Experimental de Torre Central de LACYQS (UNISON/UNAM).

Usualmente en un campo de Heliostatos, los Heliostatos periféricos se encuentran a una distancia considerablemente grande del receptor con respecto a los Heliostatos centrales, esto con el fin de maximizar el área de captación solar de la instalación y en parte también para minimizar el sombreado entre Heliostatos o facetas de espejos que pudiesen estar ubicados detrás de ellos (incluso delante dependiendo la ubicación geográfica y diseño de la planta de torre central); sin embargo, el aumento de esta distancia provoca que el cono solar se abra lo suficiente como para que la distribución de flujo radiativo reflejado por el espejo se pierda y en el receptor se tienda a reproducir la imagen de la fuente. Tal como se muestra en el esquema de la figura 4.2.

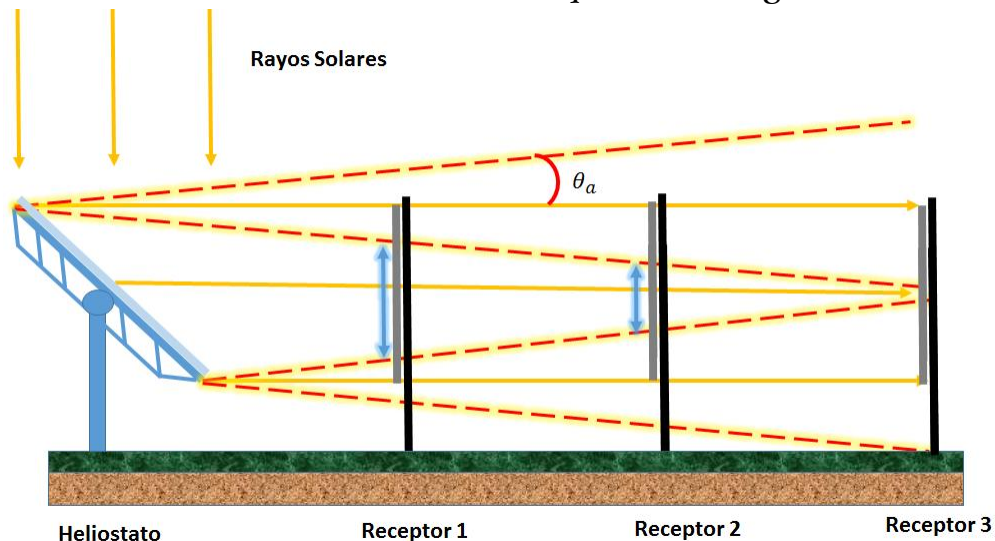


Figura 4.2. Esquema de reflexiones para un Heliostato hacia tres receptores. Los receptores se encuentran a diferentes distancias. Las líneas punteadas rojas, representan la apertura del cono solar y las flechas azules representan el área cuya distribución de flujo radiativo aún es uniforme.

En la figura 4.3 se observa la importancia de la distancia focal con respecto al área uniforme con la que se desee trabajar. A medida que alejamos el receptor de heliostato o el heliostato del receptor, el cono solar de la parte superior del heliostato se aproxima al cono solar del espejo inferior, el cruce entre ambos modificará la uniformidad y generará un spot en esa zona. En la imagen se muestra la distribución de flujo que incide en un receptor ubicado a 1m de distancia de un pequeño heliostato de 10x10cm, posteriormente el mismo receptor se desplaza 4 m, ubicándolo a 5m del Heliostato, aquí aún es posible ver una pequeña zona uniforme al centro; y finalmente a 10 m donde la intensidad máxima en el receptor se ubica en el centro y se perdió completamente la homogeneidad en la distribución del flujo.

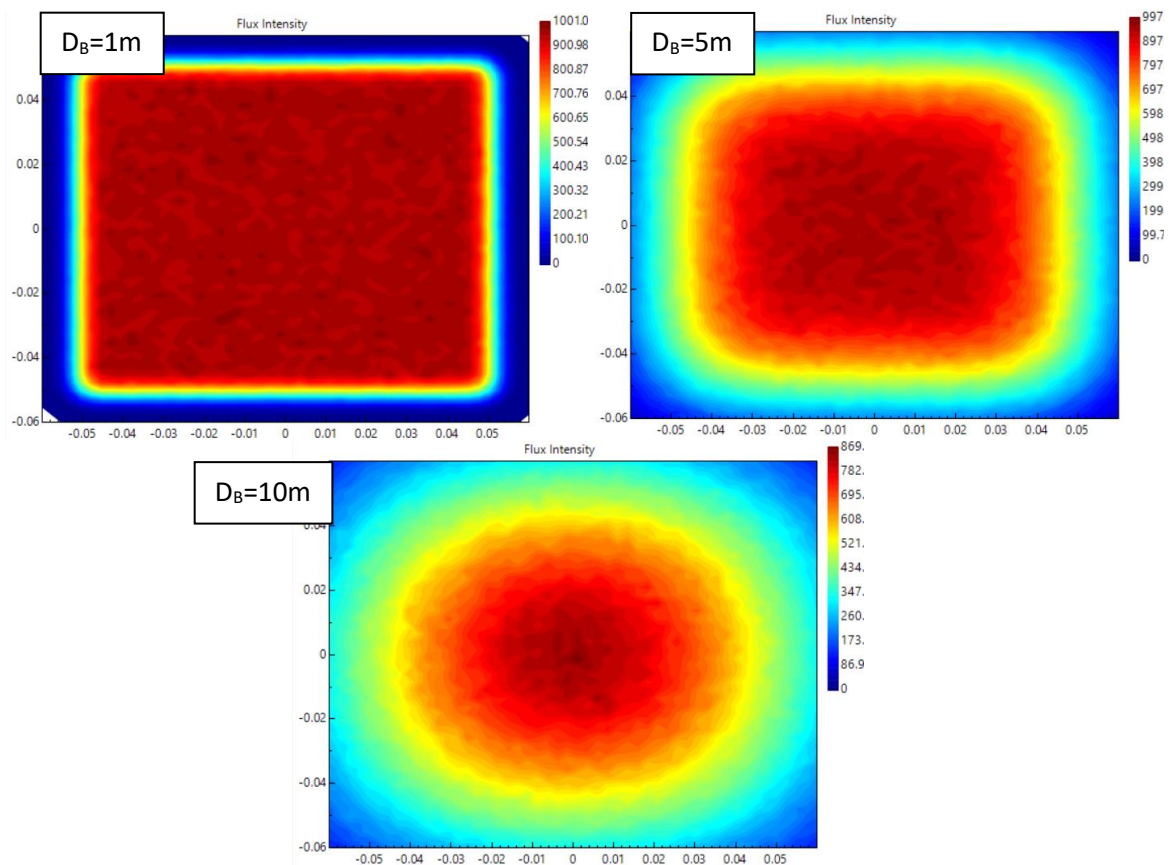


Figura 4.3. Distribución de la intensidad de flujo para tres blancos lambertianos. Los blancos reciben la radiación reflejada por un espejo de 10x10cm que se encuentra a una distancia de 1m, 5m y 10m

En el capítulo anterior se analizaron los resultados que arrojó la modelación y los experimentos de homogeneización de flujo, con el fin de aplanar el pico de la distribución del flujo radiativo concentrado. En las conclusiones se señala que, para aplicaciones fotovoltaicas, el sistema no ofrece la precisión que se requiere para evaluar de manera

confiable celdas fotovoltaicas de concentración solar, ya que subsisten picos de o zonas de alta concentración en el área de análisis. Por tales motivos se propone que el equipo de caracterización posea un concentrador que no requiera homogeneizar flujos concentrados.

Los Heliostatos como se mencionó anteriormente, al cantar sus espejos a un mismo punto son también capaces de concentrar la radiación solar, a estos dispositivos se les suele llamar concentradores planos de no imagen, únicamente hay que tener en cuenta la distancia focal y las dimensiones de los espejos, en base al área de análisis que buscamos en nuestro receptor; Siaw y Chong, 2013 hicieron en 2013 una compilación de los diferentes diseños de concentradores para aplicaciones fotovoltaicas, en él se muestran por lo menos seis tipos de concentradores planos facetados de no imagen, con configuraciones diferentes (Siaw and Chong, 2013).

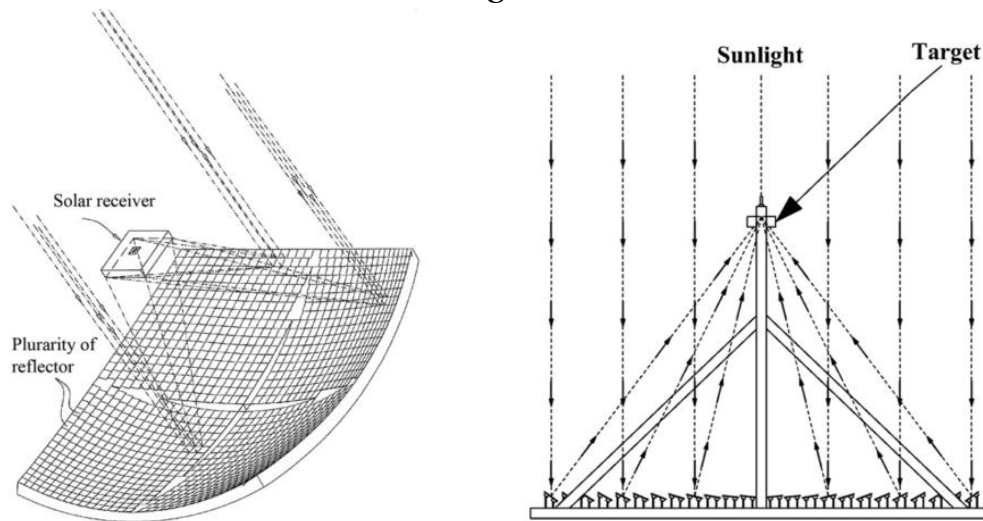


Figura 4.4. Diseño conceptual de concentradores de no imagen con facetas planas. Izquierda: se posicionan todos los espejos planos sobre una estructura paraboloidal; Derecha: sobre una plana.

En la Figura 4.4 se muestra de lado izquierdo el concentrador de estructura paraboloidal con facetas planas de no imagen propuesto por Chong, este consiste en un arreglo de espejos planos cuadrados y orientados, capaces de concentrar radiación solar razonablemente mediante la superposición de la imagen de cada espejo. Este prototipo consta de 360 espejos planos y es capaz de concentrar hasta 298 soles a una distancia focal de 78 cm (Siaw and Chong, 2013). Otra configuración de concentradores de no imagen de facetas planas se muestra en la imagen de la derecha, en la cual se puede observar el

concentrador patentado por (Tsadka, 2009), que refleja los rayos solares directamente sobre un receptor o panel CFV para generación de electricidad y calor.

Chong y sus colaboradores también realizaron su respectivo análisis para un concentrador plano de no imagen para concentración fotovoltaica, por medio de simulaciones numéricas, en los criterios que él considera más importantes, están: la uniformidad del área iluminada, la máxima concentración de radiación solar y las pérdidas por errores de seguimiento (Chong et al., 2010).

En este artículo se asumen dos factores para el modelado óptico; el primero es que los rayos reflejados por el concentrador están representados por un número discretos de rayos solares, que están distribuidos uniformemente de manera cónica con un ángulo de 9.306 mrad con respecto a cada punto reflectivo. Según lo reportado asumieron para cada faceta un número discreto de puntos reflectivos uniformemente distribuidos en forma de rejilla. Nosotros también haremos un concentrador plano de no imagen, sin embargo sustituiremos la metodología de análisis óptico de Chong por la de SOLTRACE, ambas metodologías se basan en el trazado de rayos, con una gran diferencia que cabe ser mencionada, ellos tienen sus rayos distribuidos de manera uniforme en todas sus superficies, en tanto SOLTRACE solo genera las superficie donde los fotones inciden o interaccionan, estos rayos son generados aleatoriamente (usando el método Montecarlo) y también así puede ser su incidencia sobre las superficies simuladas; esto para la mayoría de los análisis de concentración fototérmica. Lo anterior, no representa ningún problema, ya que como se comentó anteriormente, la mayoría de estos rayos se busca que incidan en el centro del receptor; sin embargo, no se busca un punto de máxima intensidad sino un área con concentración uniforme, y las coordenadas de incidencia de los rayos sobre la primera superficie van a definir la posición de los rayos reflejados que incidirán en el blanco lambertiano.

4.1.1 Análisis con SOLTRACE

Como ya se mencionó en el capítulo anterior el software SOLTRACE es una herramienta de simulación óptica basada en Monte Carlo, que se utiliza principalmente en la modelación de sistemas ópticos para aplicaciones de concentración solar de potencia (CSP). Dada la madurez, el desarrollo y sus validaciones experimentales, Soltrace nos permite estimar de manera confiable la distribución del flujo de radiación solar en el receptor para el sistema diseñado. A la par de lo reportado por NREL, diferentes

modelaciones en dicho software han sido validadas mediante experimentos realizados en el HOSIER, algunos de ellos son los experimentos de homogenización presentados en el capítulo anterior y otro es el diseño óptico del propio concentrador de HOSIER.

Este software es superior al trazador de rayos que ocupa Chong para simular su concentrador de no imagen plano, ya que replica las interacciones reales de los fotones y de esta manera es capaz de arrojar resultados con mayor precisión, para sistemas complejos que de otra forma no podrían ser modelados. La precisión se incrementa significativamente con el número de rayos trazados y esto a su vez tiene la desventaja de requerir mayor tiempo de procesamiento. (Wendelin, Dobos and Lewandowski, 2013)

4.1.2 Análisis de los parámetros de diseño del concentrador

El primer elemento óptico del equipo es precisamente el concentrador, el cual ya definimos como un arreglo de facetas planas orientadas a un blanco lambertiano. El diseño del sistema concentrador fue analizado para cuatro disposiciones espaciales del conjunto de espejos, las cuales no afectan la uniformidad de la distribución de flujo radiativo en el blanco lambertiano, a saber:

1. Arreglo de las facetas sobre una estructura planar
2. Arreglo de las facetas sobre una estructura paraboloidal
3. Arreglo de las facetas sobre una estructura de matriz circular
4. Arreglo de las facetas sobre una estructura de matriz cuadrada

A continuación, se presenta el análisis de las simulaciones para cada una de las configuraciones consideradas

4.1.3 Arreglo de matriz circular vs arreglo de matriz cuadrada

Es importante determinar la forma óptima del arreglo de las facetas en términos espaciales para la operación del sistema. Se utilizó Soltrace para representar los dos arreglos ópticos de 120 espejos planos cuadrados cada uno. Cada espejo plano era de 10cm x 10cm. Como se puede ver en la figura 4.5, el arreglo matricial cuadrado es más compacto que el de matriz circular, también los componentes de la matriz en este caso los espejos, tienen la ventaja técnica que el proceso de maquinado para cortar los cuadrados es sencillo y preciso, también los cuadrados en un arreglo de $n \times n$, llenan

perfectamente un área de $L_n \times L_n$; mientras que los círculos no pueden ser llenados completamente con una misma geometría.

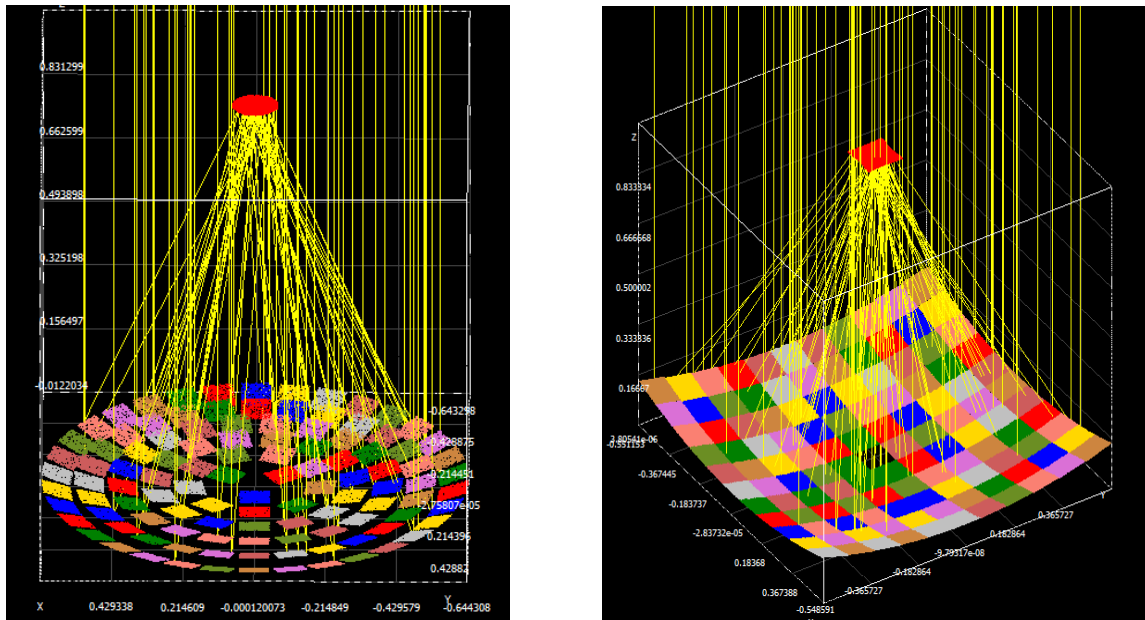


Figura 4.5. Simulación con SOLTRACE de Arreglo Matricial Polar vs Rectangular. Izquierda: Simulación de un concentrador Fresnel con una distribución de 120 espejos en arreglo Polar; Derecha: Distribución rectangular de 120 espejos, los espejos son de 10x10cm y el foco se encuentra a 1m en ambos casos. El espejo central no se considera.

En la operación del equipo se orientan los espejos por grupos de anillos, cada anillo tiene un número específico de espejos distribuidos sobre un mismo radio, la ventaja técnica de este arreglo es que todos los espejos tienen el mismo ángulo de inclinación respecto al eje óptico. Por lo que cada grupo se puede orientar con un solo mecanismo, esto no es posible de lograr con una matriz cuadrada ya que los componentes simétricos de la matriz se encuentran acomodados en ángulos de 90° y los mecanismos de soporte y control aumentan en número y complejidad.

4.1.4 Arreglo con los centros sobre un paraboloide vs arreglo con los centros sobre el plano

La ventaja de trabajar sobre un plano es, que en principio la estructura es más sencilla en su construcción e incluso en la operación del equipo, ya que se reducen los esfuerzos axiales cuando la estructura esta inclinada (esto puede ocurrir en horas cercanas al ocaso o al amanecer cuando la altitud solar es menor), limitando las posibles deformaciones

mecánicas, por el propio peso del equipo. Sin embargo, la desventaja de este tipo de arreglos es que requieren una mayor separación entre espejos de un radio respecto a otro, para que no sean obstaculizados los rayos reflejados, por espejos distribuidos en un radio de longitud mayor.

La ventaja de trabajar sobre la parábola en el eje z es que los espejos tienen un mayor grado de compactación ya que, al estar a mayor altura respecto a los espejos de menor radio, su radiación reflejada no es en absoluto sombreada o interceptada por la parte posterior de la otra fila de espejos, lo cual es posible observar en la simulación en la izquierda de la figura 4.6. La desventaja, es que requiere de un diseño más complejo, que eleve estos espejos a las distancias requeridas, dando al mismo tiempo la rigidez mecánica suficiente que impida una deformación, lo cual vuelve más pesado al equipo, con un mayor número de partes y probablemente los dispositivos involucrados en su control tengan que ser más complejos o independiente.

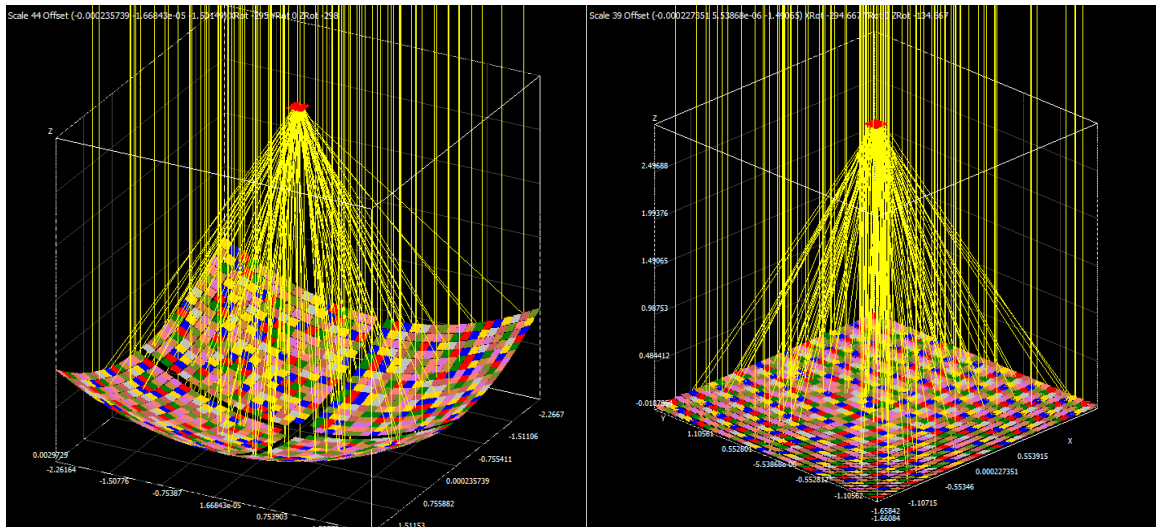


Figura 4.6. Simulación de un arreglo paraboloidal faceteado vs Fresnel plano. Izquierda: se muestra un arreglo de matriz cuadrada con 1088 espejos con centros acoplados a un paraboloide; Derecha: se muestra un arreglo de 1088 espejos en una matriz rectangular, distribuidos en el plano los espejos son de 10x10cm

El factor que salta a la vista en primera instancia entre estos dos tipos de configuración es la inclinación de los espejos. En el arreglo de espejos sobre el plano, los espejos que se encuentran a mayor distancia del eje óptico están menos inclinados que los mismos grupos de espejos del concentrador parabólico. Esto se debe a que todos los espejos del concentrador parabólico tienen una elevación que corresponda a la curvatura del

paraboloide al que se aproxima su geometría, y que depende directamente de la posición del receptor; en el caso del FRESNEL que se quiere construir dicha distancia al receptor se requiere más corta y por ello los espejos tienen un área de captación menor comparada a los espejos ubicados en la misma posición en el concentrador plano.

Las implicaciones de lo anterior se muestran con mayor claridad en la figura 4.7, en ella se observan los resultados de las simulaciones de las dos configuraciones de concentradores FRESNEL con variaciones en sus respectivos focos; en la gráfica es posible observar cómo el concentrador con los espejos sobre el plano tiene un flujo de intensidad de radiación promedio más alto, con el mismo número de elementos, siempre y cuando el foco este a la distancia óptima.

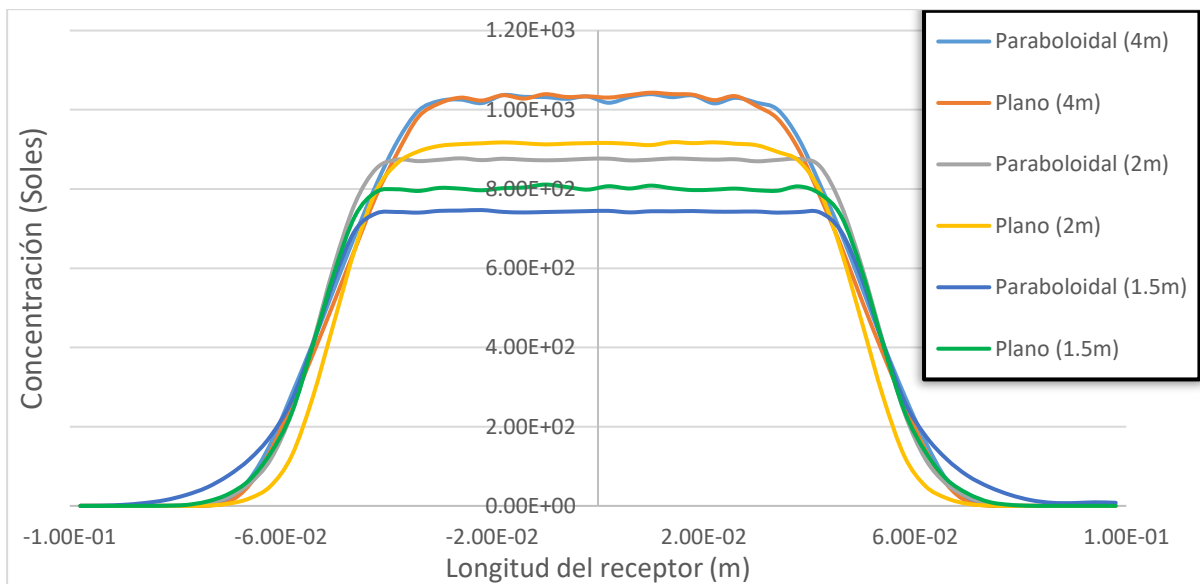


Figura 4.7. Perfiles de distribución de flujo radiativo concentrado en el plano del foco óptimo obtenidas para diferentes concentradores FRESNEL del tipo paraboloideal y plano

En la figura 4.7 también se observa que la distancia focal óptima, esto es que genera las imágenes más grandes corresponde a 1.5m para ambas configuraciones; a esta distancia la intensidad de radiación es más uniforme que la concentrada por el paraboloideal y en general en casi todas suele cubrir un área mayor con respecto al flujo concentrado por el Fresnel paraboloideal. Otro aspecto a considerar un concentrador de este tipo es el sombreado sobre los espejos debido a los objetos que se colocan en el foco, en el caso del FRESNEL, serán no solo los arreglos de celdas CFV sino también el segundo elemento óptico del cual se hablará en secciones posteriores, sin embargo es crucial para la selección de la configuración del concentrador, ya que como se mencionó anteriormente, los espejos del concentrador paraboloideal más alejados del centro son los

más inclinados y por ende los que menor radiación concentran y con el área uniforme más pequeña, y si retiramos los espejos centrales y graficamos los dos casos en cada una de sus situaciones, obtenemos una gráfica como la que se muestra en la figura 4.8. En esta gráfica se observa una pérdida del 9% de su densidad de potencia para el concentrador Plano hueco y una pérdida del 13% para el concentrador paraboloidal hueco.

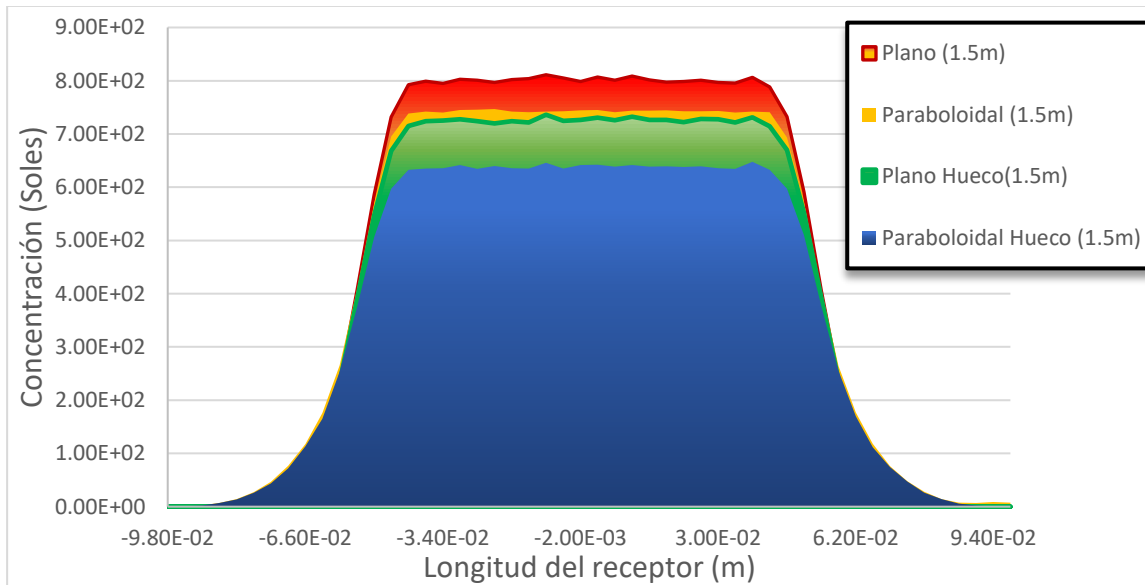


Figura 4.8. Simulación la radiación solar concentrada en un receptor por diferentes Concentradores FRESNEL con foco en 1.5m; Los concentradores son del tipo Plano y Paraboloidal y se comparan con concentradores que no tienen los espejos centrales.

Por todo lo anteriormente expuesto, se considera que la mejor configuración tanto de la geometría del concentrador como de la distancia focal fue el concentrador FRESNEL plano con foco a 1.5 metros.

4.1.5 Dimensionamiento del concentrador

Para dimensionar el concentrador se hicieron las siguientes consideraciones:

- Niveles de concentración en soles
- Espacio disponible de instalación del equipo
- Tipo de espejo

El nivel de concentración al que se propuso llegar al inicio del proyecto era de tan solo 1000 soles, a medida que los fabricantes de celdas fotovoltaicas proporcionaron los parámetros de operación de sus productos en hojas de especificaciones, se optó por elevar el número del factor de concentración a 1300 soles.

Se desarrolló un programa en una hoja de cálculo en Excel que permite dimensionar arreglos de espejos en matrices tanto circulares como cuadradas, el programa está diseñado para trabajar específicamente con el software SOLTRACE. El programa puede calcular la información básica que se requiere para realizar las simulaciones; dentro de los parámetros más importantes que este calcula se encuentra la siguiente información:

- Coordenadas en los ejes x,y,z de los espejos, en un plano o paraboloides con y sin sombreado entre los espejos
- Distribución radial o rectangular de los espejos, con un factor de seguridad de espaciamiento entre espejos.
- Punto de referencia (Aim Point) de cada espejo
- Ángulos de inclinación de los espejos
- Ángulos de rotación de los espejos

El programa para la matriz radial calcula lo mencionado anteriormente con las siguientes variables:

- Geometría y dimensiones de los espejos
- Distancia al receptor (target)
- Radio en función del número de espejos
- Número de espejos en función del radio

Para el caso de estudio de la matriz circular de espejos, dado que no se conoce aún la distancia al radio más lejano, que es el que tiene el mayor número de espejos, el programa genera un factor de seguridad, para que los espejos no se sombreen entre sí durante el dimensionamiento; ubicando a los de mayor radio en las coordenadas límites de sombreado respecto a la posición de los espejos que los preceden en distancia, el ángulo máximo de rotación de un espejo sería de 45° , al cual no van a llegar nunca porque entonces reflejarían la radiación en la horizontal, pero es necesario contemplar las posibles inclinaciones porque a este punto todavía no se define la posición del receptor (target), y para nuestro caso tanto los niveles de concentración, como el área uniforme de análisis, están en función de la distancia focal.

En la Figura 4.9 se, muestra un esquema que ejemplifica, la distribución lineal de espejos, esto supone que los espejos estén a diferentes radios.

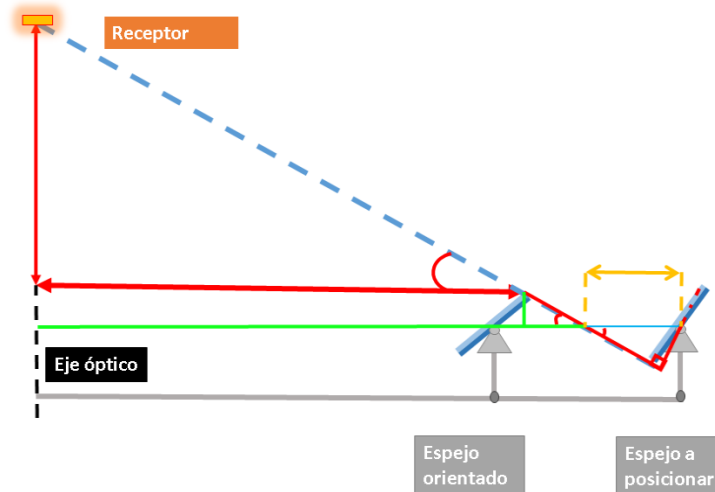


Figura 4.9. Esquema de distribución lineal de espejos en un concentrador Fresnel

En un principio se comentó que uno de los parámetros de diseño eran las dimensiones de los espejos e incluso su geometría; los espejos que se han elegido son cuadrados de 5cm de lado, para tener una distribución de radiación de flujo uniforme de forma cuadrada de 4 cm de lado para un receptor que se encuentra a 1.5 m del origen sobre el eje óptico. El área de análisis que buscamos viene en función de las celdas fotovoltaicas que se fabrican comercialmente a la fecha y encaminada a la tendencia del mercado.

Estas celdas varían de 0.01 cm^2 a 4 cm^2 , por lo que para las celdas cuadradas de mayor tamaño se les deja 1 cm de cada lado, como factor de seguridad, este centímetro extra nos puede servir para medir distintas propiedades físicas de la radiación incidente, tales como temperatura en algún material de referencia, espectro de la radiación solar reflejada por el concentrador, factor de concentración, intensidad de flujo radiativo; también es posible utilizar esta radiación como señales de control del equipo, para corregir errores en el seguimiento. También se podría, dado que el área de flujo uniforme es mucho mayor al área de las CFV, probar diferentes configuraciones de interconexión de arreglos entre celdas.

Teniendo los datos de la razón de concentración a la que se desea llegar, y las dimensiones de los espejos del primer elemento óptico, se calcula un número de espejos

proporcional a la cantidad de soles que se buscan, tomando en cuenta que la radiación reflejada se va a reducir por pérdidas asociadas a la reflectividad de los espejos; ya que por cuestiones de mantenimiento los espejos van a ser de segunda superficie, también es necesario considerar atenuaciones de la radiación por transmisividad del vidrio que protege al espejo.

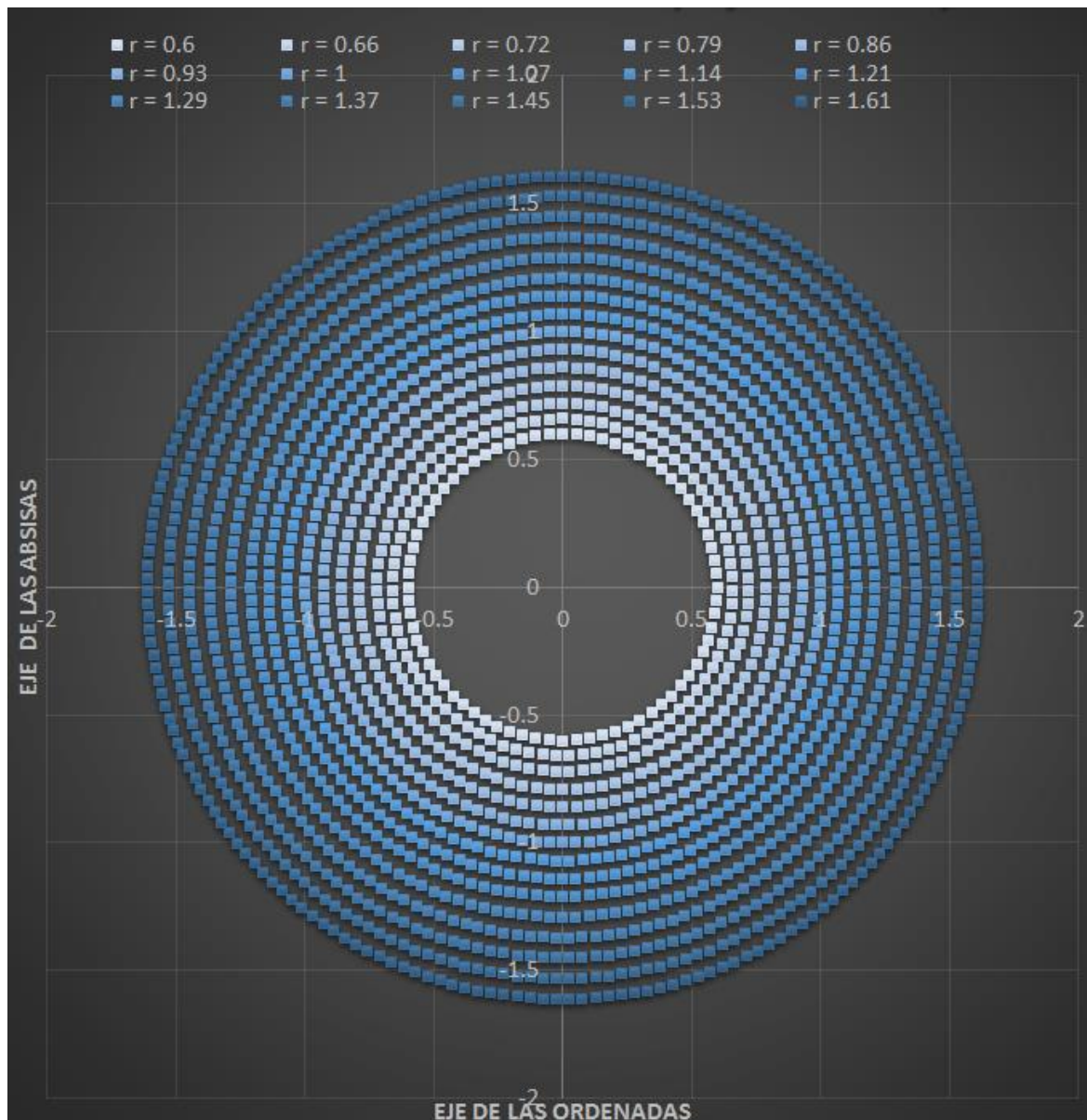
En la tabla 2 se muestran en la columna N_{real} los 1824 espejos de los que consta el concentrador. Los arreglos de dicha columna están compuestos por el número de espejos N_2 que se encuentran en un determinado radio, y que por cuestiones de diseño mecánico se les retira 8 espejos de cada radio, que son sombreados por la estructura que soporta al espejo secundario, entonces $N_{\text{real}} = N_2 - 8$. Por otro lado, N_2 depende de N_1 que es el número máximo de espejos que se puede tener dentro de un radio específico; a N_1 se le agrega un pequeño espacio para la rotación de los espejos, este espacio es variable entre los espejos próximos y aumenta al acercarse a los espejos que se encuentran a un ángulo de 45° con respecto al eje focal; para el diseño mecánico, este espacio se contempla también dentro de las tolerancias de diseño y facilita la operatividad y orientación de las rotulas. Por lo anterior, debe tomarse en cuenta y debe cumplirse la siguiente condición $N_{\text{real}} < N_2 < N_1$.

Tabla 1. Número de espejos y distancia radial de los arreglos

Arreglo	N_{real}	N_2	$N_2/4$	Radio (m)	N_1
1	64	72	18	0.60	72
2	68	76	19	0.66	79
3	76	84	21	0.72	87
4	88	96	24	0.79	96
5	96	104	26	0.86	104
6	104	112	28	0.93	113
7	108	116	29	1.00	122
8	120	128	32	1.07	131
9	128	136	34	1.14	140
10	136	144	36	1.21	148
11	148	156	39	1.29	158
12	156	164	41	1.37	169
13	168	176	44	1.45	179
14	176	184	46	1.53	189
15	188	196	49	1.61	199

En la gráfica 1 se muestra la posición de los espejos N_1 en el plano, para los 15 radios diferentes, nótese que los espejos no están rotados ya que solo se está graficando la posición por medio de una marca cuadrada que simboliza un espejo (no es una simulación). Esta gráfica no representa correctamente el diseño final ya que no considera las adaptaciones mecánicas que repercutieron en el diseño del primer elemento óptico, pero sirvieron para el dimensionamiento inicial.

Gráfica 1. Posicionamiento de los espejos en el plano



A continuación, se procede a hacer el trazado de rayos con el software SOLTRACE para los 1986 espejos, con diez millones de rayos, sin considerar los errores ópticos y suponiendo espejos perfectos. Con esto se observa que se puede prescindir de 162 espejos con el fin de obtener un spot de área cuadrada y aun así mantener una distribución de flujo plano y uniforme.

En la Figura 4.10 se muestra la distribución de las intensidades de flujo radiativo para los 1986 espejos, esta distribución tiene un alto grado de uniformidad en el área de interés (cuadrado central de 2 cm de lado), esta es de 0.0162 ua.; con un flujo de radiación promedio de 1.5641MW/m² equivalente a 1561 soles, aparentemente 261 soles más de los deseados, y aproximadamente el número de espejos que hay en la suma del primer radio con el último.

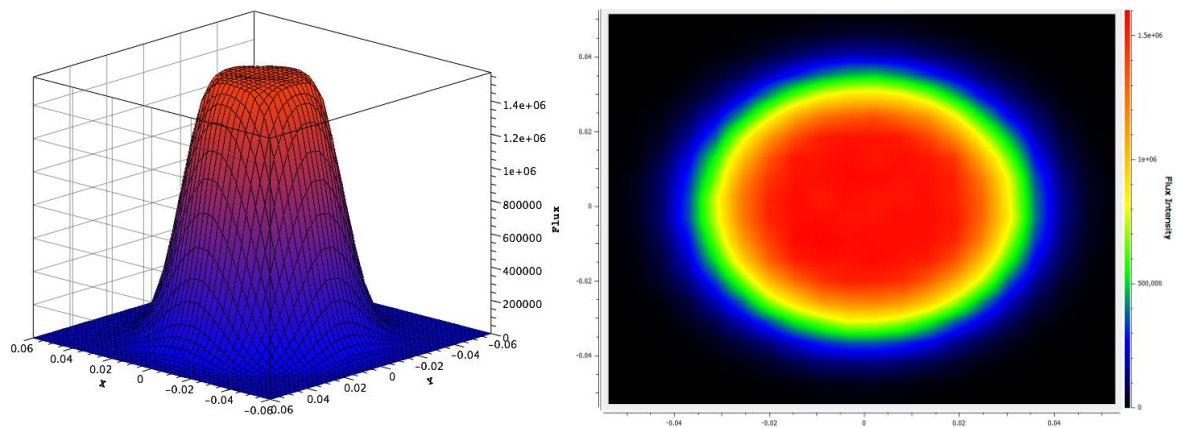


Figura 4.10. Simulación en SOLTRACE con 10 000 000 de rayos, para un concentrador de 1986 espejos. Izquierda: gráfica de superficie de la distribución de intensidades del flujo radiativo en el receptor; Derecha: gráfica de contorno en el receptor.

Antes de eliminar el arreglo de espejos de cualquier radio, se hace la simulación del concentrador, con datos ofrecidos por el fabricante de AGC Solar en sus hojas de especificaciones la cuales se encuentran en el Anexo 1, esta empresa tiene una larga trayectoria en la fabricación de módulos fotovoltaicos, colectores térmicos y espejos solares concentradores. La compañía maneja dos tipos de espejos de segunda superficie, especialmente diseñados para aplicaciones solares, estos espejos poseen una alta reflectividad y una larga durabilidad. La compañía vende los espejos con vidrios extra claros, con porcentajes de hierro inferiores al 1%.

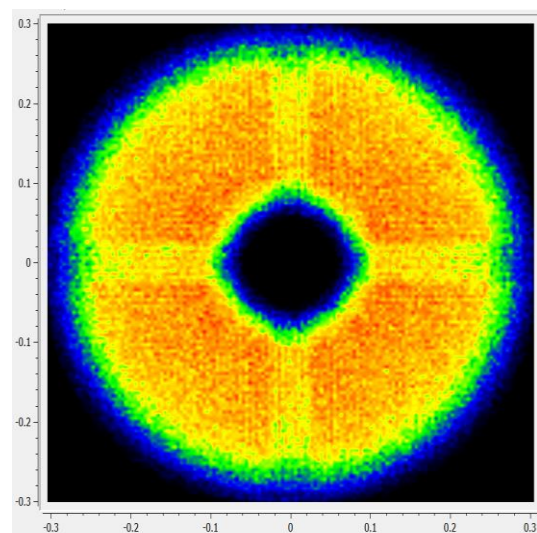
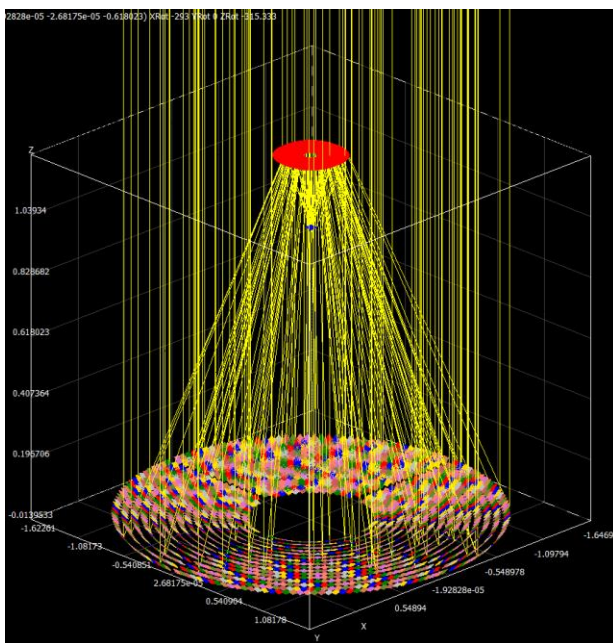
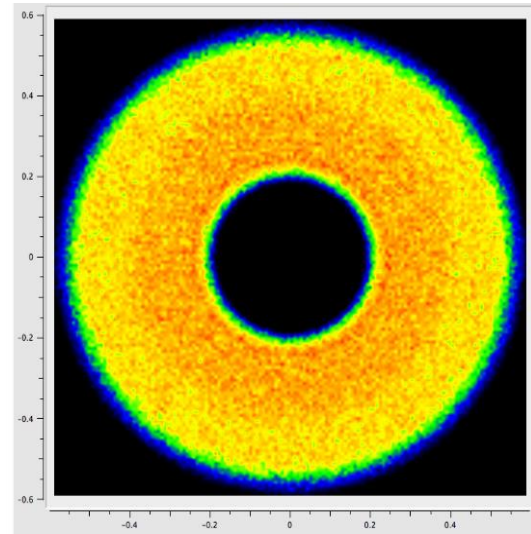
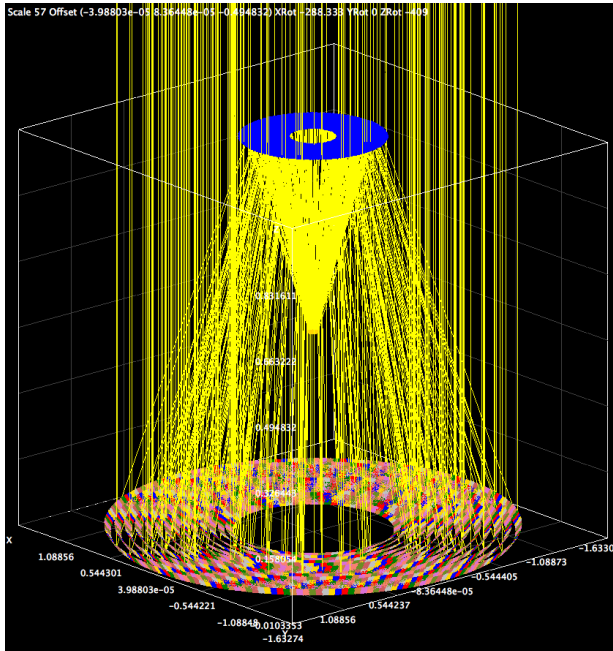
Los modelos que manejan son los espejos solares delgados y los gruesos (thin solar mirror and thick solar mirror). Los espejos delgados al tener menos material sobre su

superficie reflectiva absorben menos radiación solar por lo que su reflectividad, del 95.5% mientras que los espejos gruesos tienen 94% de reflectividad el de 3mm y 93.6 el de 4mm, medidos bajo la norma ISO 9050 AM1.5. Se adjunto en los anexos las hojas de especificaciones.

En los dispositivos de concentración fotovoltaica, el calor reduce la eficiencia de las celdas, por lo que se suelen agregar disipadores de calor aleteados o de refrigeración pasiva para celdas solares de punto focal, o intercambiadores de calor activos de cambio de fase para obleas con arreglos de compactación densa de celdas. Estos dispositivos si se sitúan en el foco, al ser más grandes que la celda obstruirían el paso de la radiación solar, por lo que usualmente se redirecciona la radiación a la base del concentrador, por medio de espejos. A este tipo de concentradores se les conoce como concentradores Cassegrain y su espejo secundario o segundo elemento óptico puede ser plano, o hiperbólico, esto dependerá en gran medida de la geometría del primer elemento óptico.

En la parte superior de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se muestra la simulación con el software SOLTRACE, para el concentrador Cassegrain con los parámetros ópticos de los espejos solares delgados de la marca AGC solar como primer elemento óptico (PEO) y un espejo solar grueso de la misma marca como segundo elemento óptico (SEO); igual que en el caso anterior la simulación se realizó con 10 millones de rayos.

En la primera simulación se colocó el segundo elemento óptico a 1.5 m, inicialmente se buscaba redireccionar la radiación lo más cercano al plano del PEO, con el espejo secundario a esta distancia se refocaliza la radiación solar concentrada a un plano que se encuentra a 0.5 m del plano de los espejos. La distancia a la que corta el segundo elemento óptico el eje z, definirá sus dimensiones, en este caso el espejo secundario tiene un radio de 60cm de radio; esto debido a que el espejo debe interceptar toda la radiación reflejada por el arreglo de espejos del radio más lejano, en caso de solo interceptar una parte de este, la radiación refocalizada sería no uniforme.



Superior. Izquierda: trazado de rayos para el concentrador de 1944 espejos del arreglo N_2 , con su primer elemento óptico en diferentes colores, el segundo elemento óptico en azul y el receptor en amarillo; Derecha: distribución de flujo en el espejo secundario. Inferior. Izquierda: trazado de rayos para el concentrador con los 1824 espejos, del arreglo N_{real} , con el SOE rojo y el receptor azul. Derecha: distribución de flujo en el espejo secundario.

Tener un espejo secundario a 1.5m de distancia, representa un reto mecánico para la estructura que sostiene al SEO, ya que el espejo tendría mínimo 1.2m de diámetro; se considera mínimo ya que esta área solo representa la parte activa del espejo, y para

contrarrestar los esfuerzos axiales que se generarán cuando el dispositivo este siguiendo al sol a un ángulo de altitud solar bajo, el espejo deberá estar sujeto por cuatro puntos de apoyo, que lo mantendrán estable en su posición, por lo que se requiere un área extra para la sujeción; un espejo de tales dimensiones no es conveniente ni en costo ni en diseño y se observa que entre más cercano se quiera tener el espejo secundario al concentrador, más grande será (siempre que este sea plano).

Aunado a los inconvenientes anteriormente mencionados, se tendría que prescindir del primer arreglo de espejos, el cual agrupaba 64 espejos sobre un radio de 0.6 m, que el espejo secundario podría sombrear, ya que las dimensiones de ambos son similares y aún falta agregar el dispositivo de sujeción del espejo secundario, que también generará sombra sobre este arreglo. Por lo que se decidió desplazar 25cm al espejo secundario, como se muestra en la parte inferior de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**; con esta reubicación se reducen las dimensiones del espejo a un radio de 0.3 m y el receptor se reubica a 1 m. En la tabla 3 se presenta los parámetros de fabricación del espejo secundario, en estos se incluye un área de sujeción extra, que no se considera activa que en total dan un diámetro de 75 cm.

Tabla 2. Parámetros ópticos del espejo secundario

Parámetro	Valor
Tipo de espejo	Plano de primera superficie
Diámetro (mm)	750
Tolerancia para el Diámetro (cm)	+0/-0.04
Grosor (mm)	25.4
Tolerancia del grosor (mm)	±1.5
Planitud de superficie	$\lambda/10$
Calidad superficial	80-50
Substrato	Duraluminum
Especificaciones de recubrimiento	$R_{avg} >95\%$ @ 200 - 3000 nm
Límite de densidad energética	0.8 J/cm ² @ 300 nm & 800 nm, 10 ns
Recubrimiento (Coating)	Protección de Aluminio
Rango de longitud de onda (nm)	200 - 3000
Rango de longitud de onda (μm)	0.2 - 3
Angulo de incidencia (°)	55

4.2 El diseño mecánico del sistema FRESNEL

El Sistema FRESNEL que se muestra en la figura 4.11, es el primer instrumento de caracterización de celdas fotovoltaicas en el Instituto de Energías Renovables, de la UNAM que utiliza la superposición de la radiación reflejada por 1800 espejos planos. Estos espejos planos son de segunda superficie y se encuentran distribuidos de forma circular en anillos concéntricos; los espejos están inclinados con respecto a un plano óptico definido por una estructura metálica que los soporta, a esta configuración de los espejos la hemos llamado Arreglos Semicirculares del Primer Elemento Óptico (ASPEO), que a su vez descansa sobre la Estructura de Soporte del Primer Elemento Óptico (ESPEO) esto concentra un flujo de radiación uniforme que permite evaluar el desempeño de dispositivos fotovoltaicos en un Dispositivo de Desfocalización de Muestras (DIDEM). Previo a la incidencia de los rayos sobre el DIDEM tenemos un dispositivo de refocalización tipo Cassegrain el cual está sujeto al ESPEO mediante la Estructura de Posicionamiento del Segundo Elemento Óptico (EPSEO).

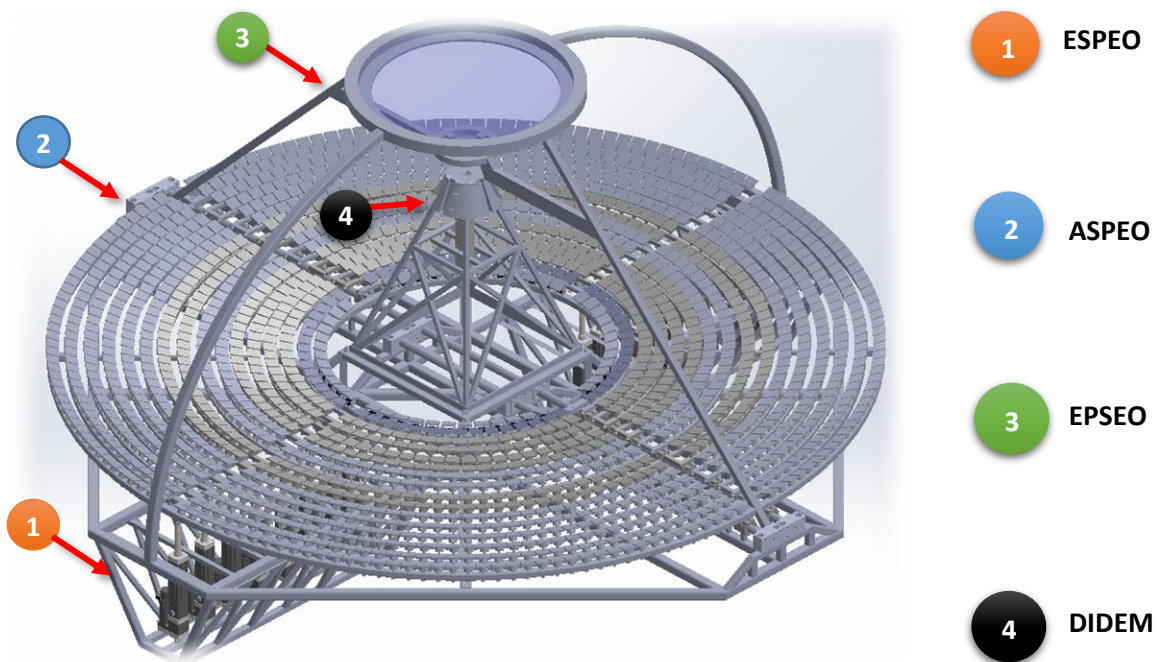


Figura 4.11. Componentes Mecánicos del FRESNEL. 1) Estructura de Soporte del Primer Elemento Óptico (ESPEO). 2) Arreglos Semicirculares del Primer Elemento Óptico (ASPEO). 3) Estructura de Posicionamiento del Segundo Elemento Óptico (EPSEO). 4) Dispositivo de desenfoque de Muestras (DIDEM).

En el diseño mecánico del equipo, se consideraron las siguientes características como parámetros fundamentales.

- Intensidad ajustable de la irradiancia incidente
- Uniformidad del flujo concentrado en el receptor
- Control del deterioro de las muestras
- Precisión en el seguimiento

4.2.1 Principios de operación del FRESNEL

Control de la intensidad de flujo de radiación en la muestra

En la sección anterior, se realizó el análisis por trazado de rayos, para calcular la cantidad de espejos necesarios, para tener intensidades de flujo radiativo concentrado, superior a los 1000 soles. En este mismo apartado se menciona, que el arreglo matricial circular es el más conveniente por razones del diseño.

Ya que la atenuación parcial de los espejos afecta la uniformidad de la distribución del flujo de intensidad radiativa, es crucial que los espejos no se sombreen entre sí, permitiendo que toda la radiación incidente sea reflejada al receptor.

La atenuación de la radiación solar reflejada por el concentrador se puede llevar a cabo por medio de las siguientes tres metodologías:

1. Desenfoque de espejos
2. Obturación de espejos
3. Absorción parcial de la radiación

Desenfoque de espejos: la radiación solar incidente en uno o más espejos, es reflejada en un área que no intercepte al receptor. El desenfoque de espejos se puede llevar a cabo, modificando la orientación de estos, tanto del primer elemento óptico como del segundo, o bien del receptor.

Obturación de espejos: en la obturación, se bloquea la incidencia de radiación solar en el primer elemento óptico interponiendo un elemento en el área de captación, o bloqueando la radiación reflejada por los espejos.

Absorción parcial: la radiación es atenuada mediante el uso de materiales transparentes con diferentes niveles de transmitancia, que absorban un porcentaje de la energía solar que incide en ellos y dejan pasar el resto, sin alterar su distribución de flujo.

Los experimentos realizados con el Homogeneizador de flujo, en el HOSIER tuvieron metodologías de atenuación controladas, del tipo 2 y 3. Teniendo en cuenta los resultados previos y pensando en un diseño con precisión en su repetitividad, se optó por la metodología 1.

En la Figura 4.12 se muestra un esquema que explica el principio de operación del dispositivo de alineación automática de arreglos de espejos. En la Figura 4.12a, se observa la posición inicial de los espejos; los espejos se encuentran no orientados con respecto al eje óptico manteniendo una inclinación que evita que las reflexiones incidan en el espejo secundario. Por otro lado, la segunda posición se muestra en la Figura 4.12b, en ella los semianillos sobre los que están instalados los espejos son rotados mediante un eje central común, para coincidir en un mismo plano y así alinear los espejos con el eje óptico del concentrador.

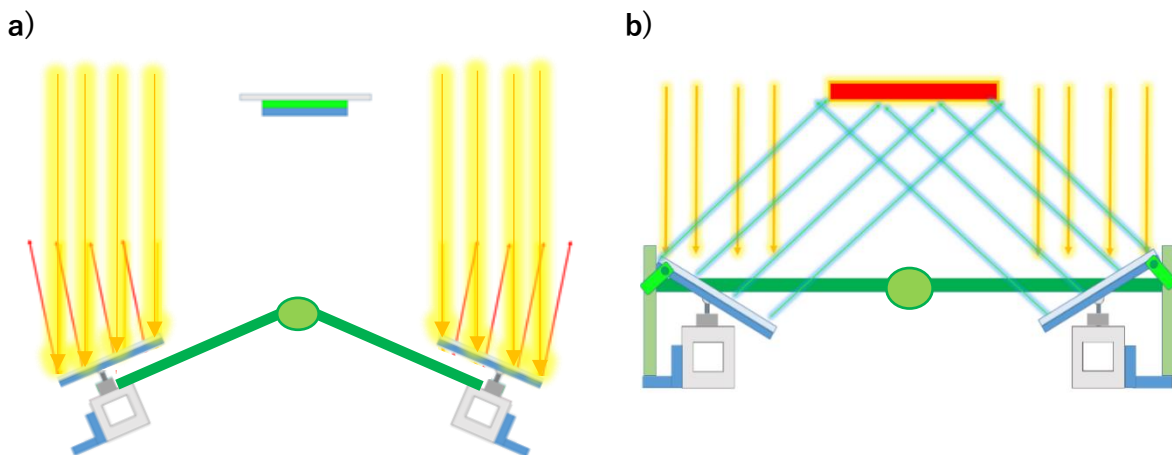


Figura 4.12. Esquema del principio de focalización de los arreglos en el FRESNEL. a) Los espejos se muestran en su posición inicial (no orientados); b) el anillo de sujeción asciende y los espejos están en su segunda posición (orientados).

La ventaja técnica de utilizar un arreglo matricial circular recae en que todos los espejos que se encuentren a la misma distancia del eje óptico tienen el mismo punto de apoyo (Aim point) y por ende el mismo ángulo de inclinación; así los espejos pueden ser agrupados en arreglos de tantos espejos como quepan en un radio específico, si este radio pertenece a un plano, la rotación del plano tiene las mismas acciones de enfocar o desenfocar para cada uno de los espejos dentro del arreglo.

En la parte superior de la figura 4.14 se muestra la parte superior de 4 semianillos, de los cuales solo uno se encuentra en posición de focalización mientras que los otros tres se

encuentran rotados con respecto al eje y no están concentrando la radiación que incide sobre los espejos de sus respectivos arreglos; por otro lado si se requiere aumentar la intensidad de flujo es posible adicionar la interacción de uno o más de los arreglos, rotándolo sobre un mismo eje común, de tal forma que dos arreglos (o más) sigan apuntando a la zona focal y el resto estén desorientados.

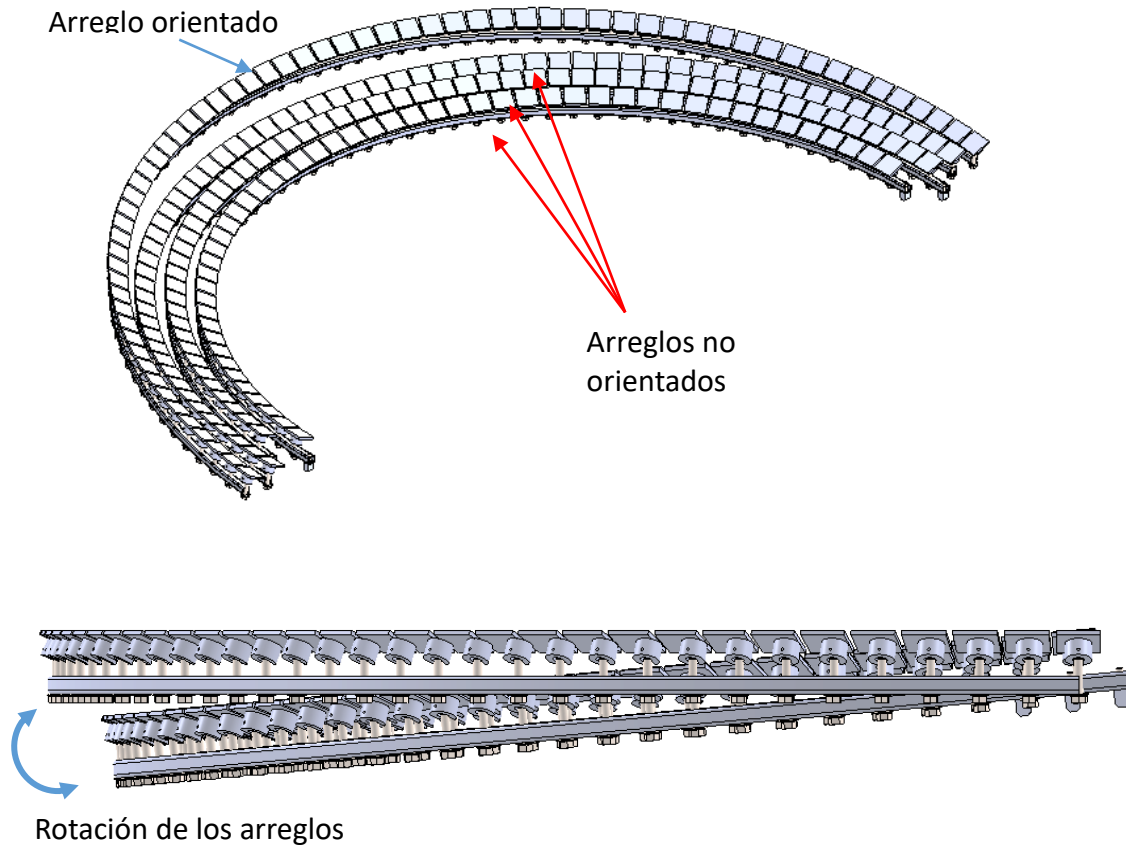


Figura 4.13. Dispositivo de alineación automática de un arreglo de espejos; Superior: vista isométrica de 4 arreglos, un arreglo en posición de focalización (el de mayor radio) y tres desorientados; inferior: vista frontal dos arreglos, el arreglo horizontal se encuentra en posición de focalización, el arreglo rotado esta desorientado.

En la parte inferior de la figura 4.14 se muestran dos semianillos. Se decidió dividir los arreglos circulares a la mitad, con base en la experiencia con que se obtuvo al fabricar un prototipo a escala y operar el funcionamiento de los anillos, en el cual la separación entre espejos no era lo suficientemente grande como para evitar que al rotar todo el arreglo los espejos rotados que quedan por encima del plano óptico del EPSEO

sombrearán a los arreglos de menor diámetro. Para mover los semianillos se utilizan actuadores lineales neumáticos que se discutirán en la siguiente sección.

En la Figura 4.14 se muestran a detalle el sistema de orientación individual de espejos para el primer anillo

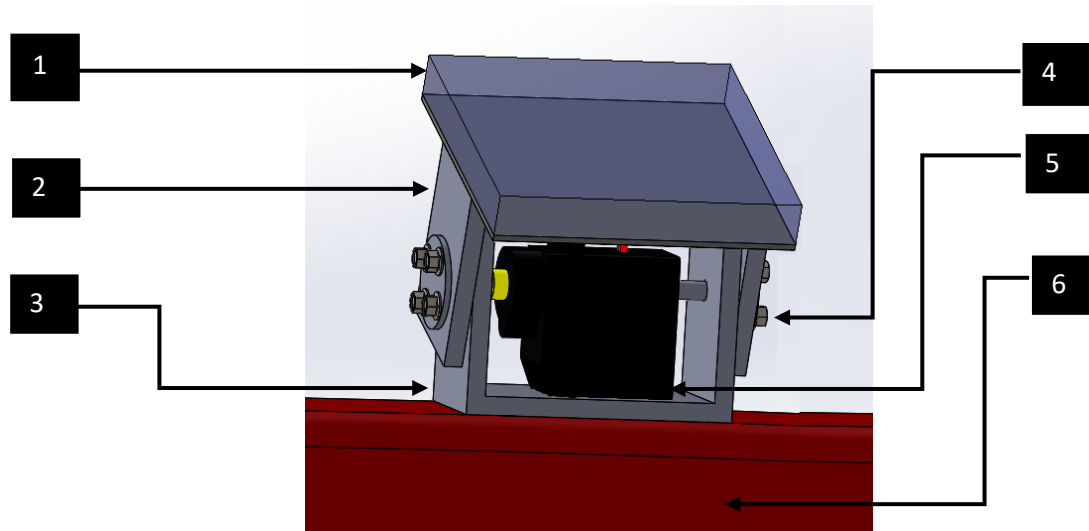


Figura 4.14. Sección detallada del dispositivo de alineación automática de un espejo del arreglo.

Los elementos que componen el dispositivo de alineación de los espejos en el arreglo son los siguientes:

1. Espejo Cuadrado de $5 \times 5 \text{ cm}^2$
2. Herraje superior de acoplamiento Servo-espejo (pza. metálica en forma de U)
3. Herraje inferior de acoplamiento anillo-servo (pza. metálica en forma de U)
4. Tornillos de sujeción de herrajes
5. Servo Motor Dynamixel
6. Anillo Central de perfil estructural cuadrado

El Herraje superior de acoplamiento al Servo-espejo (2), permite la sujeción del espejo (1), al servomotor (5) (ver figura 4.16) e impide su desprendimiento por el movimiento que genera el seguimiento de la torreta, así mismo el servomotor se encuentra unido al ESPOE por medio del anillo central (6) y el herraje inferior (3); los tornillos de sujeción (4) se encargan de unir el herraje superior al servomotor.



Figura 4.15. Servomotor AX-12A DYNAMIXEL

El resto de los anillos contienen arreglos de espejos que se instalaron sobre estructuras independientes y articuladas acopladas al mismo anillo. Cada espejo es montado sobre una estructura circular antiderrapante, para darle la rigidez mecánica que requiere, ya que el espesor de los espejos es de tan solo 3mm. Así mismo la selección del adhesivo es crucial para fijar el espejo al posicionador, para ello se utilizó un adhesivo del tipo silicona para intemperie de alta durabilidad.

En la figura 4.17 se muestran los componentes para el ensamblaje del posicionador de espejos del primer elemento óptico (PEPEO); en la figura 4.17.a se muestra el último diseño realizado para orientar y fijar los espejos a la posición correcta, sin embargo, después de analizar los costos de materiales como lo son el tornillo industrial, tornillo de fijación, soldado de la esfera de acero y maquinado del Nylamid.

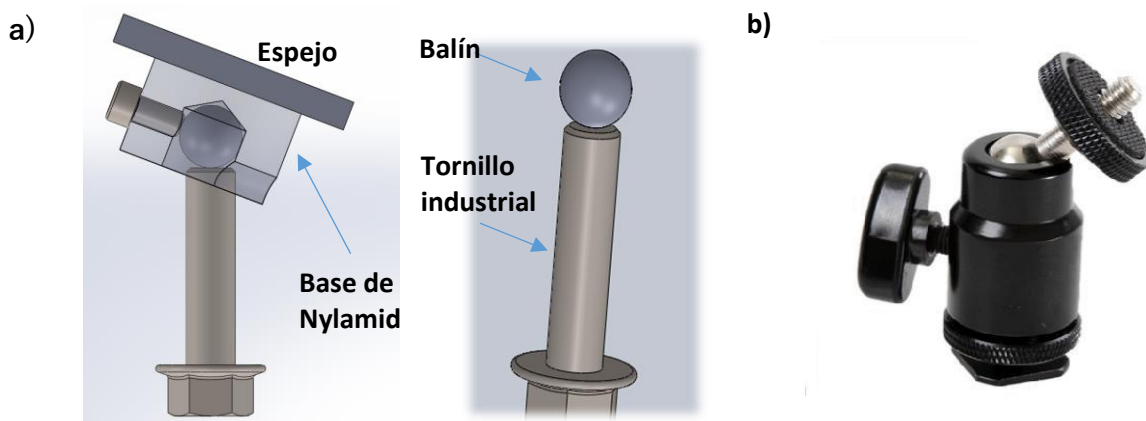


Figura 4.16. a) Primer diseño de miniroto para la orientación de los espejos de los anillos acoplados a los actuadores. b) Minirotula comercial Ommlite.

Con este elemento después de un análisis de costo se optó por sustituir el tornillo y el balín por una mini rotula comercial importada de China figura 4.17.b que amortizo significativamente los costos que implicaba el maquinado de cada uno de los posicionadores diseñados.

Estas rotulas son de aluminio y tienen una capa de pintura especialmente resistente a la intemperie, evitando que los posicionadores se degraden u oxiden, la instalación de las minirotulas con espejos en el FRESNEL se muestra en la figura 4.18.



Figura 4.17. Minirotulas con espejos instalados en el último anillo del FRESNEL. El arreglo se encuentra en posición de focalización.

Modelos similares de estas rotulas ya han sido adquiridos y probados en otros equipos del instituto, también representan una ventaja en cuanto a su instalación y sustitución (en el caso de que se requiera) ya que no es necesario soldarlas al perfil, se fijan mediante un tornillo. Esto permitió también cambiar el tipo de perfil que se utilizará, pasando de perfil tubular cuadrado o PTR, a perfil angular, este último reduce el peso del anillo y por tanto la fuerza requerida de los actuadores lineales a la mitad, bajando el costo de estos y las deformaciones en la estructura por esfuerzos axiales.

4.2.2 Estructura de soporte para el primer elemento óptico

El sistema de caracterización de celdas fotovoltaicas FRESNEL tiene como principal característica, un conjunto de arreglos de espejos uniformemente distribuidos como se explicó en secciones anteriores, los cuales forman el primer elemento óptico y en ellos

recae la capacidad de concentrar homogéneamente la radiación solar que incide directamente del sol. Para esto es necesario que la posición de cada espejo permanezca en una posición constante para todos los movimientos que requiere hacer el equipo tanto para el seguimiento como para la atenuación de los niveles de concentración que las pruebas demandan; para llevar a cabo con precisión dicha tarea se diseñó la estructura de soporte para el primer elemento óptico o ESPEO.

Base del ESPEO: son ocho perfiles tubulares cuadrados de acero al carbón de 2 pulgadas de espesor, que en la Figura 4.18. se muestran de color azul, que a su vez funcionan como la montura de acoplamiento con la torreta y el resto de los componentes del FRESNEL. En la Figura 4.18. se observa también cómo se instaló el ESPEO sobre los brazos de la torreta de seguimiento solar.

Anillo central: este es el único anillo completamente circular y fijo a la estructura, no tiene rotación alguna y sobre este se colocan los servomotores que orientan los 48 espejos de forma individual. Se puede observar en la Figura 4.18 al centro del ESPEO de color rojo.

Flecha de rotación de anillos: Sobre esta flecha rotarán las chumaceras que sostendrán a los anillos que soportan a su vez los arreglos de espejos fijos y sus minirotuladas, cada anillo se sujeta al eje por medio de dos chumaceras las cuales muestran en la Figura 4.18 de color rojo.

Soporte DIDEM: Estructura que permite fijar el actuador lineal central o dispositivo de desfocalización de muestras (DIDEM) al ESPEO.

Canasta para actuadores: Este componente del FRESNEL, hecho de perfil tubular cuadrado de 1 pulgada en tridilosa permite fijar los 16 actuadores neumáticos a la estructura del ESPEO.

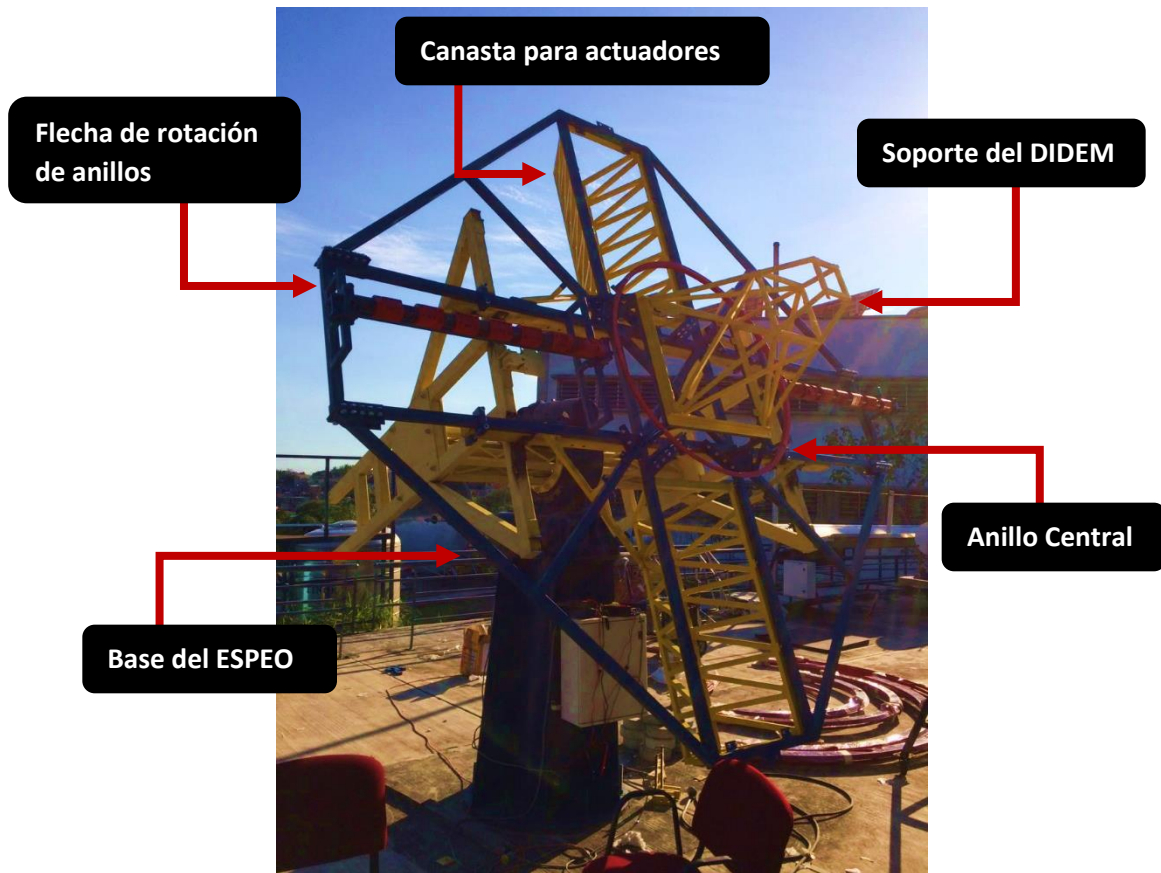


Figura 4.18. Estructura de soporte para el primer elemento óptico sobre Torreta de seguimiento solar.

4.2.3 Arreglos Semicirculares del Primer Elemento Óptico ASPEO

Como se mencionó en la sección del diseño óptico del FRESNEL, mediante el trazado de rayos, se hizo el cálculo de la cantidad de espejos y su distribución necesaria, para concentrar 1300 soles; la distribución de los 14 arreglos de espejos en el ESPEO se muestra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

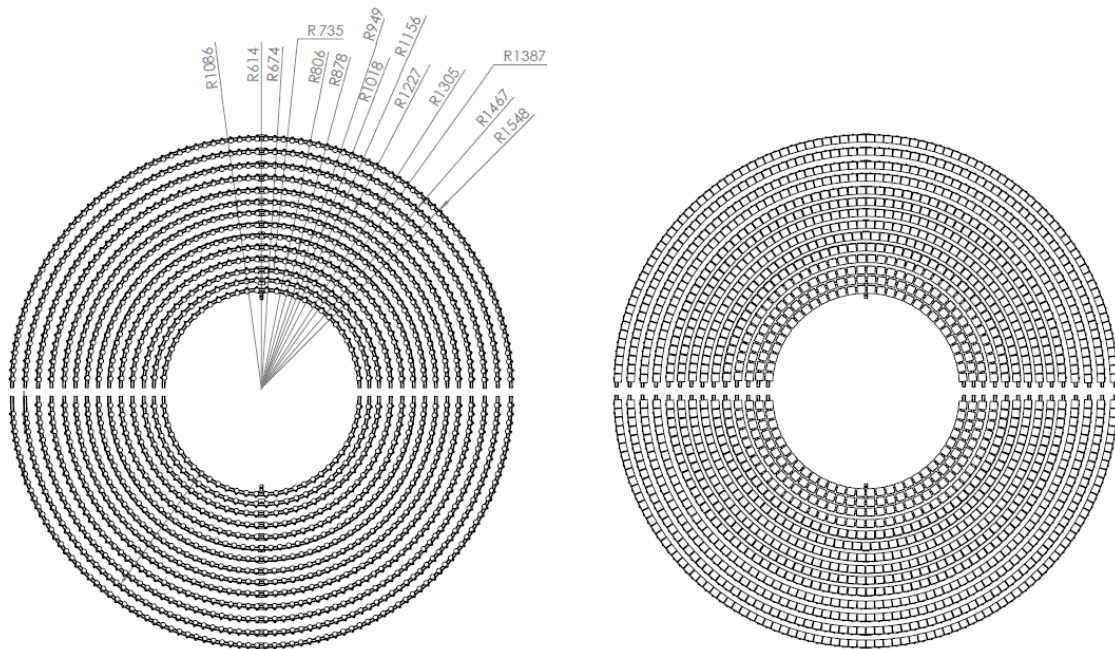


Figura 4.19 Configuración de los semianillos del ESPEO. Izquierda; radios de los anillos con mini rótulas. Derecha; espejos ubicados en los arreglos.

En la Figura 4.20 se muestra la estructura metálica sobre la cual se instalarán los espejos, dicha estructura, está diseñada con perfil angular de 1 pulgada rolados en círculo y cortado por la mitad para formar dos semicírculos que para efectos de nuestra terminología llamamos semianillos rotativos, ya que como se explicó previamente estos se encuentran sujetos a la flecha del ESPEO y permiten rotar de 20 a 25 grados los arreglos para desenfocar la radiación solar concentrada o reenfoclarla según sea el caso. Estos anillos rotativos tienen un diámetro máximo 3.3 m para el más lejano y de 1.65m para el anillo próximo al anillo central.

Los anillos rotativos a su vez están unidos en pares para formar arreglos de espejos más grandes y reducir el número de actuadores neumáticos. Cada anillo tiene una serie de barrenos posicionados acorde a la tabla 2, en cada barreno se atornilla una mini rótula con su espejo.

Si el FRESNEL se observa de forma lateral, cuando se encuentra en operación, los anillos rotativos de los arreglos se desplazan linealmente con precisión milimétrica para orientar las matrices circulares de espejos, con esto se consigue que todo el arreglo de espejos tanto si están enfocando, como desenfocados, se encuentren referenciados a un mismo plano, una vista isométrica del ESPEO formando este plano se muestra en la

figura 4.21. Esto se logra con la ayuda de 16 actuadores neumáticos lineales de la marca FESTO modelo DSBC, con una carrera de 20cm.



Figura 4.20 Arreglos Semicirculares del Primer Elemento Óptico sobre el ESPEO

En la figura 4.22 se observan los actuadores lineales en los extremos, el de la izquierda en posición de desfocalización y el de la derecha en posición de focalización. Como se puede también observar, para lograr esta nueva función fue necesario dividir los anillos y acoplarlos a un mismo eje rotativo, quedando los 15 arreglos sujetos a un mismo eje rotativo en semicírculos, pero con movimiento independiente del anillo original.



Figura 4.21 Arreglos Semicirculares del Primer Elemento Óptico sobre el ESPEO con dos actuadores lineales.

El número de actuadores que se requieren mediante este principio es de 30 (uno por anillo sin contar el primero que se mueve mediante servomotores independientes). Para reducir el número de actuadores lineales en el FRESNEL dado su elevado costo, se acoplaron los anillos en pares. De modo tal que cuando se activa un actuador lineal, bajan ambos arreglos y la potencia atenuada es mayor, sin embargo, el número de espejos enfocables, aún son regulables 1 a 1 mediante los dos primeros anillos (los cuales no están acoplados), el primero tiene 48 espejos con movimiento individualizado y el segundo anillo tiene 64 y está dividido en dos arreglos de 32.

Cada actuador está sujeto a la estructura tridimensional, por medio de soportes hechos con perfil angular y solera que llamamos Canasta de actuadores, como se muestra en la imagen de la izquierda en la figura 4.23.

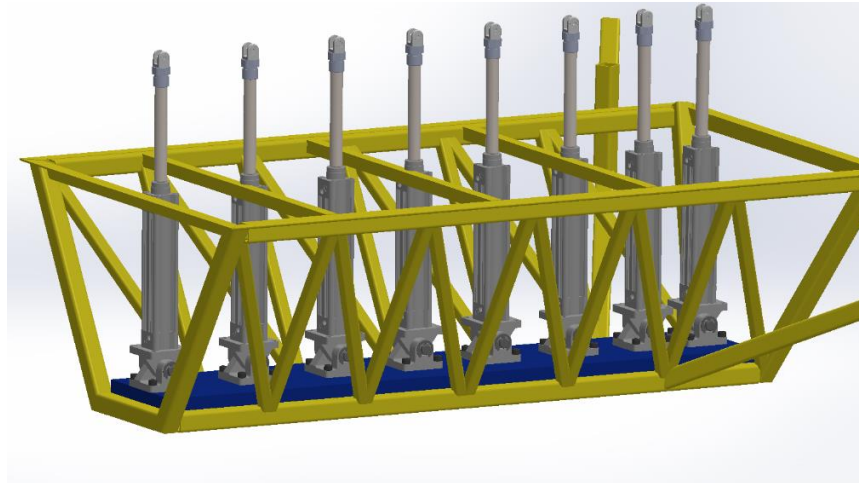


Figura 4.22. Canasta para actuadores y Actuadores Neumáticos FESTO

Los actuadores se encuentran unidos a los arreglos de anillos rotativos mediante un herraje ubicado en las posiciones marcadas en la figura 4.24. A modo de ejemplo se ilumina de color amarillo el arreglo de semianillos que mueve el actuador 8 izquierdo. La distribución de los actuadores fue balanceada para evitar que el ESPEO pese más de un lado y tienda a sufrir deformaciones, de igual forma la estructura fue reforzada con tensores estructurales que alivian la carga en estos puntos.

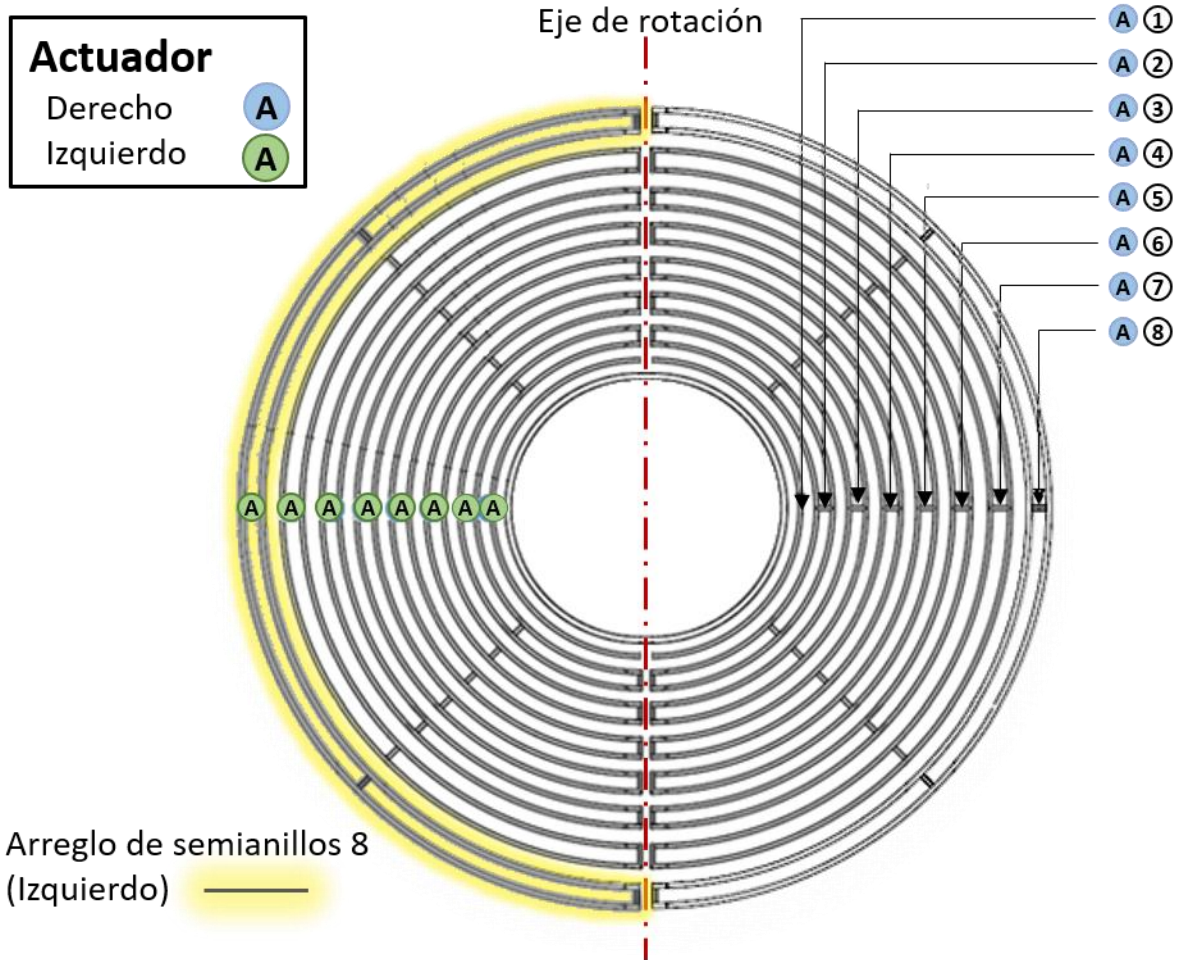


Figura 4.23. Ubicación de los actuadores neumáticos de los anillos posicionadores y sus radios correspondientes.

En la tabla 3 se observa la cantidad de espejos que mueve cada actuador. En la columna Actuadores se indican los actuadores que moverán cada arreglo de semianillos; el único arreglo sin actuador es el Arreglo 0, como se comentó previamente, este anillo no rota, sus espejos serán orientados únicamente por servomotores. Para cada actuador de la columna Actuadores existe un actuador derecho y un actuador izquierdo, la cantidad de espejos que mueve cada actuador se encuentra en la columna Nasa (Numero de espejos por arreglo de semianillos). El número total de espejos por arreglo radial de semianillos (Nars), indica el número de espejos que mueven ambos actuadores (izquierdo y derecho) para un mismo arreglo radial de semianillos.

Tabla 3. Número de espejos por Actuador y arreglos de semianillos

	Actuadores x2	Arreglo Original	N _{real}	Nars	Nasa	Radio (m)
Servos	0	0	48	48		0.55
	1	1	64	64	32	0.59
	2	2	72	152	76	0.65
		3	80			0.71
	3	4	84	176	88	0.77
		5	92			0.83
	4	6	100	208	104	0.89
		7	108			0.96
	5	8	116	240	120	1.03
		9	124			1.11
	6	10	132	272	136	1.17
		11	140			1.24
	7	12	148	304	152	1.31
		13	156			1.38
	8	14	164	332	166	1.45
15		168	1.52			

4.2.1 Estructura de soporte para el segundo elemento óptico

El segundo elemento óptico es un componente fundamental para cualquier concentrador del tipo Cassegrain, este fue construido en placa rectificada de aluminio para optimizar la remoción de calor de forma pasiva, sus dimensiones son de 750 mm de diámetro con barreno central de 100mm, su maquinado fue llevado a cabo con la colaboración con el Instituto Nacional de Astrofísica Óptica y Electrónica (INAOE) y la empresa de diseño mecánico PIRAMIDE. Para su construcción se especificó que se requería de una superficie reflectiva con un 95% de reflectancia, con un recubrimiento de aluminio para su protección a la intemperie. El EPSEO se muestra en la Figura 4.24, donde se pueden observar el soporte del espejo secundario y su acoplamiento con el perímetro de la cara superior del ESPEO, este tiene cuatro puntos de apoyo, para soportar

los esfuerzos axiales que ejerce el peso de una estructura elevada a 1.25 m del propio EPSEO, cuando el seguidor solar se encuentra orientado a ángulos de altitud solar baja.



Figura 4.24. Soporte de espejo secundario, en la parte superior, vista lateral del soporte para el espejo secundario; en la parte inferior vista isométrica.

En la parte superior de la figura 4.25 se muestra la vista lateral de la estructura que sujeta al segundo elemento óptico, los brazos que sostienen el espejo secundario son de perfil tubular cuadrado rolado, maquinados en aluminio 2024-T351. Se observa en la

imagen que sobre el perfil se soldó una solera de 2 cm de grosor también de aluminio, que servirá de soporte, para la guía del porta muestras; esta guía tiene geometría de cavidad cónica, para corregir los posibles desplazamientos que pudiese tener el porta muestras, debido esfuerzos axiales o normales que la gravedad ejerce sobre el mismo. En la figura 4.26 se muestra la guía cónica para el porta muestras, en su acoplamiento con el EPSEO.

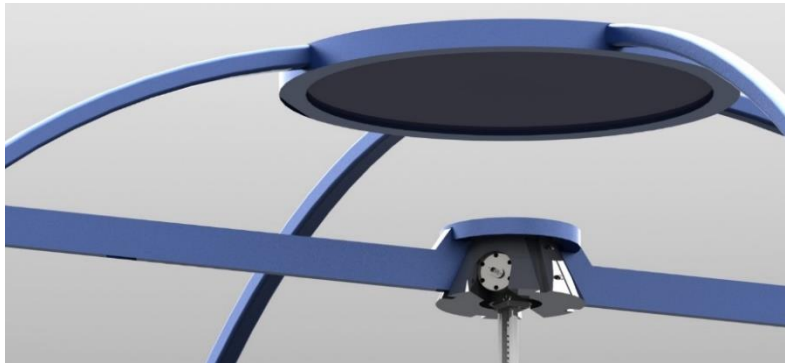


Figura 4.25. Acoplamiento de la guía cónica para el porta muestras en el EPSEO.

Los soportes de la guía no interfieren con los rayos concentrados ni del primero ni del segundo elemento óptico, esto se analizó, mediante trazado de rayos y software de diseño asistido por computadora, realizando en este ultimo la extrusión de todos los espejos, hacia el receptor.

4.2.2 Diseño del porta muestras para las celdas solares CFV

Un problema común en el uso de la tecnología solar fotovoltaica es que esta requiere ser protegida de los elementos suspendidos en la atmosfera terrestre durante un tiempo prolongado. Comercialmente las tecnologías de módulos de silicio, los paneles fotovoltaicos deben alcanzar un tiempo de vida útil de por lo menos 20 años para lograr posicionarse en el mercado exitosamente, para esto los módulos son encapsulados específicamente para ambientes terrestres. Así mismo a las celdas solares para aplicaciones espaciales (usualmente celdas de multicapa), se les protege con un vidrio especial y se les aplica un adhesivo transparente también de características especiales, para capturar electrones de alta energía que de lo contrario dañarían o limitarían el desempeño de la celda en el espacio.

Las celdas de triple unión, son las celdas mayormente utilizadas en la tecnología de concentración fotovoltaica, estas durante muchos años fueron desarrolladas para

aplicaciones extraterrestres, por lo que sus fabricantes no incluyen encapsulantes para los productos que distribuyen, de celdas CFV.

El caracterizar celdas fotovoltaicas expuestas a altas temperaturas con condiciones a intemperie, puede ser un experimento destructivo para el análisis de tiempo de vida o degradación de los materiales que componen las distintas capas de la celda solar. Sin embargo, para poder medir el óptimo rendimiento de la celda es necesario tener el control tanto de la temperatura que esta alcanza, como de las reacciones químicas que interactúan con esta. Para limitar las variables de control con base en lo anteriormente expuesto, se propone el uso de una cámara de vacío removible del equipo.

La cámara de vacío se muestra en la Figura 4.26, en el lado derecho se observan sus componentes principales. La ventana de cuarzo es crucial, en la operación del equipo, ya que este material posee una alta transmisividad en el espectro de radiación en el que las celdas fotovoltaicas para aplicaciones de concentración solar operan, también presentan una mejor resistencia a los choques térmicos, respecto a otras ventanas transparentes.



Figura 4.26. Cámara de vacío para el porta muestras. Izquierda: cámara de vacío. Derecha: componentes de la cámara.

El pasamuros eléctrico, permite instalar sensores de temperatura, monitorear la respuesta fotoeléctrica de las celdas solares, y agregar otros dispositivos que dependiendo de los experimentos puedan requerir de transmisión de señales eléctricas o consumo de

electricidad. La brida KF 16 es para acoplar un dispositivo de monitoreo de la presión y la brida KF 25 es para hacer la conexión con la bomba de vacío.

En la figura 4.28 se muestra la transmitancia de la ventana de cuarzo, para un rango de longitud de onda desde los 100 nm hasta los 4000 nm. Se recuerda que las intensidades del espectro de radiación solar más significativas, se encuentra desde los 200 nm hasta los 3000 nm.

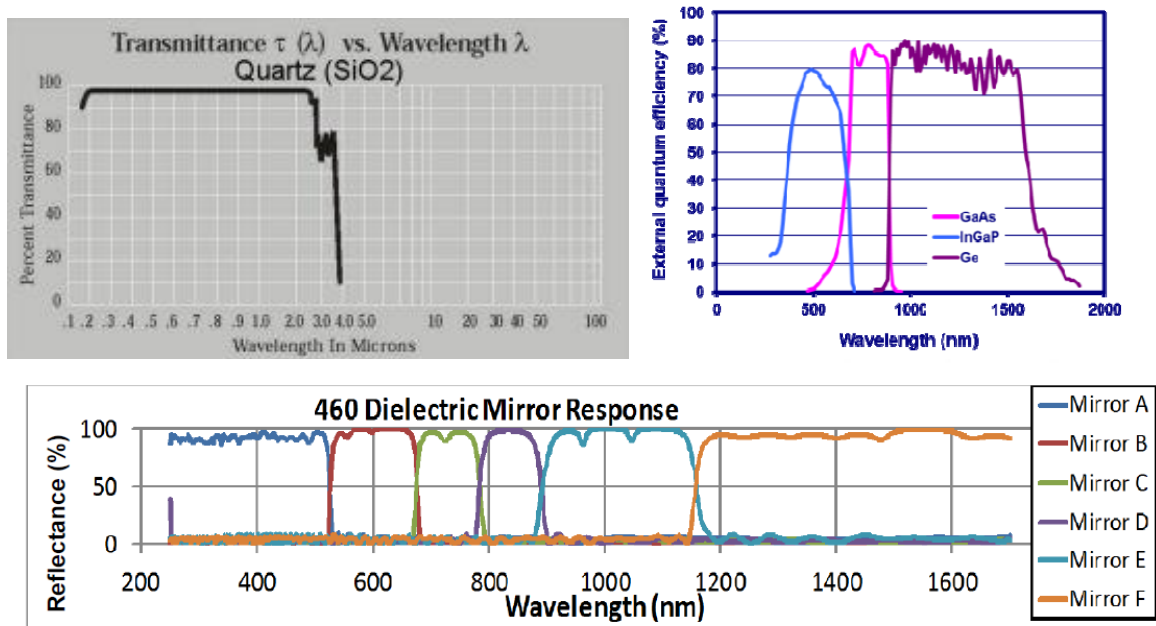


Figura 4.27. Propiedades ópticas de la ventana de cuarzo de la cámara portamuestras. Superior. Izquierda: transmitancia de la ventana del cuarzo cristalino. Derecha: respuesta espectral de las celdas CTJ40 de la compañía CESI. Inferior: reflectancia en función de la longitud de onda del simulador solar T-HIPPS de la compañía Spectrolab.

Como se observa en la Figura 4.27 la ventana es de gran importancia y fue seleccionada correctamente; también se observa que los espejos que utiliza el fabricante del equipo simulador T-HIPPS, no cubren todo el espectro de radiación solar, por lo menos hasta donde reporta el fabricante. Las dimensiones de la ventana fueron seleccionadas por medio de un trazado de rayos, donde se busca que la mayor intensidad de radiación incida solo por la ventana, y que no caliente las partes metálicas de la cámara, ya que la expansión térmica del metal puede romper el vidrio. Con este motivo el dispositivo que guía la cámara de vacío sirve como pantalla, absorbiendo las intensidades de flujo no deseadas.

La cámara es acoplada a un minicarro, con un desplazamiento lineal, que permite retirar la muestra del foco de concentración para evitar el calentamiento innecesario, ver figura 4.29.



Figura 4.28. Mini carro EGSL de FESTO.

Por último, en lo que respecta al apartado del diseño mecánico, la cámara, el minicarro y todos los elementos del sistema anteriormente mencionados y explicados a detalle, se ensamblan sobre el ESPEO y se muestran en la Figura 4.29

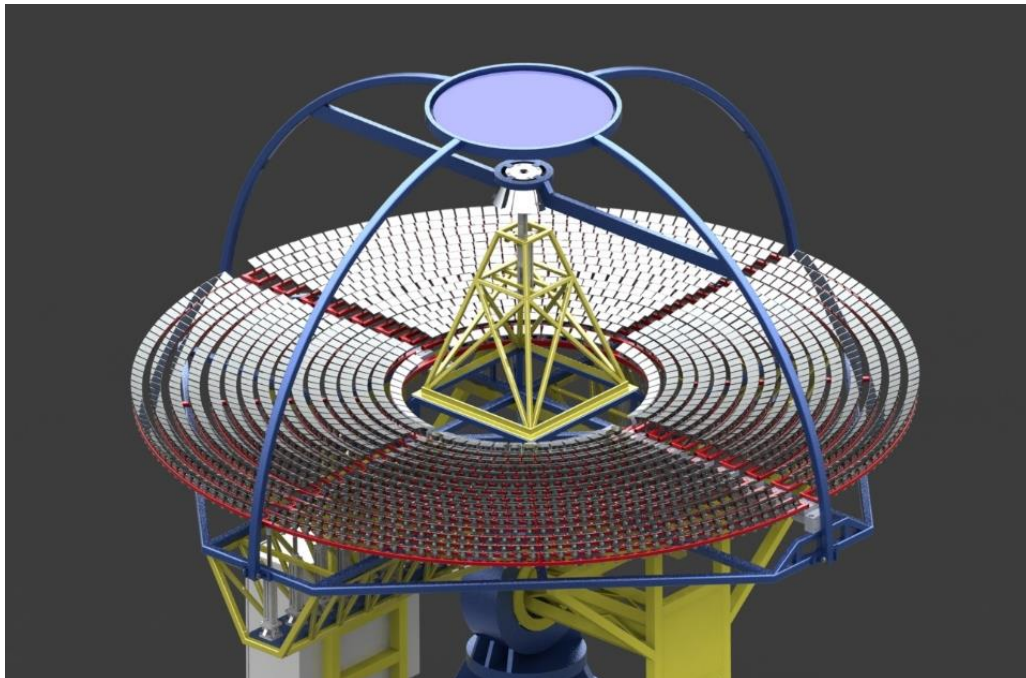


Figura 4.29. Vista isométrica del FRESNEL.

4.3 Sistemas de automatización y control del FRESNEL

Las funciones de operación, control y medición del FRESNEL están integradas en los siguientes 5 sistemas de control:

- Sistema de seguimiento
- Sistema de desorientación de espejos individuales
- Sistema de orientación/desorientación de arreglos de espejos
- Sistema de focalización/desfocalización del porta muestras
- Sistema de adquisición de datos.

La información o datos que se generan en los 5 sistemas retroalimentan a un sistema del otro, por lo que es necesario que se encuentren integrados dentro de una misma plataforma (Labview) como un sistema SCADA.

4.3.1 Sistema de seguimiento

La forma en la que el FRESNEL realiza el seguimiento solar puede variar según las necesidades operativas y de experimentación. Existen dos funciones de seguimiento; el modo manual y el modo automático con retro alimentación de ajuste visual. En el modo manual se puede colocar el FRESNEL donde se requiera (a la derecha de la figura 4.31 se puede observar el seguidor orientado al sol), mediante el encendido manual de los switches ubicados en el gabinete que controlan los motores en azimuth y elevación hasta encontrar la posición deseada, dicho gabinete de control se muestra en la figura 4.31. Este modo se utiliza preferentemente para cuestiones de mantenimiento, instalación de muestras o instalación de prototipos a evaluar.



Figura 4.30. Sistema de seguimiento. Izquierda: Gabinete de control de seguimiento. Derecha: torreta de seguimiento solar de dos ejes.

La velocidad de los motores puede ser modificada en porcentajes de 0% a 100%, con el fin de establecer las revoluciones deseadas. Esta velocidad se controla ajustando la anchura del impulso en una salida PWM (Pulse Width Modulation) de tren de pulsos aplicado al motor.

El modo automático, fue programado en Labview y permite mover los motores con la ayuda de las tarjetas de control que se muestran a la izquierda de la figura 4.32 a la posición donde predicen las ecuaciones debe de estar ubicado el sol. Por otro lado, los sistemas de seguimiento por ecuaciones suelen tener una deriva relacionada a la propia ecuación o a cargas de viento, por lo que el sistema de visión permite complementar el seguimiento y corregir la orientación del equipo.

Para el control de los motores se utilizan valores de la posición en x e y , dada por el programa visual en píxeles, se toman como referencia, así como los valores establecidos por el usuario, también en píxeles, con el fin de mantener el heliostato en las coordenadas deseadas, la interfaz gráfica del sistema de control del FRESNEL se muestra en la parte superior de la figura 4.32.

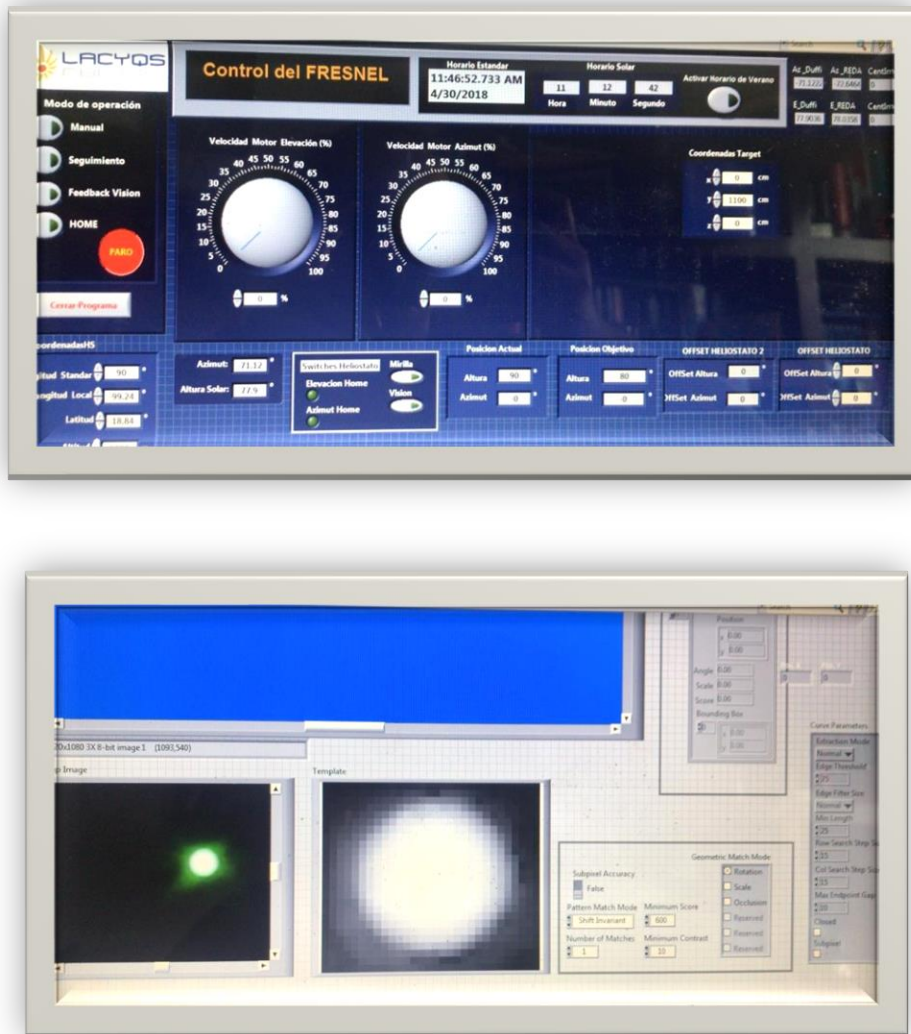


Figura 4.31. Interfaz gráfica del sistema de seguimiento en Labview. Superior: Control de velocidades de los motores. Inferior: Seguimiento automático de visión retroalimentación.

La velocidad de los dos motores es constante. Cuanto menor sea el valor de esta velocidad, menor será el movimiento de oscilación, obteniendo así una mejor precisión. Esta parte del programa es un ciclo cerrado que se está alimentando para mantener los valores de coordenadas constante y comparándolos con los valores en el punto de ajuste.

El diagrama de flujo del programa que se implementó para realizar el seguimiento automático se muestra en el Apéndice B1.

4.3.2 Sistema de desorientación de espejos individuales

La precisión con la que cuenta el FRESNEL para atenuar la radiación y tener un control sol a sol de la concentración se logra en gran medida con los 46 espejos que tienen movimiento independiente, cada uno de estos espejos está montado sobre un servomotor modelo DYNAMIXEL-AX-12A y es controlado también por el programa Labview mediante una interfaz a la plataforma Robotis; este rutina permite hace rotar cada espejo sobre un eje independiente y paralelo al eje de cada servomotor, dejando limitado el movimiento del espejo a dos posiciones de orientación y desorientación. El control mediante la plataforma Robotis permite que los servomotores sean accionados de manera independiente y mediante el pequeño sistema SCADA generado en LabView se pueden controlar en conjunto con los actuadores neumáticos como parte de una rutina que se muestran en los Apéndices C1, C2 y C3, para incrementar o disminuir la intensidad de flujo radiativo en la celda fotovoltaica a caracterizar figura 4.33.



Figura 4.32. Sistema de seguimiento. Izquierda Gabinete de control de seguimiento. Derecha: Seguidor solar de dos ejes.

4.3.3 Sistema de desorientación de arreglos de espejos

El principio de funcionamiento de este control y del FRESNEL en general, tal como se ha venido planteando en este documento, es el de accionar los actuadores lineales en conjunto con los servomotores a modo de rutinas para incrementar gradualmente la intensidad de radiación concentrada en la muestra.

El control necesario para orientar los arreglos que contienen los 1760 espejos distribuidos en los 16 semianillos cada uno de ellos acoplados a un actuador lineal neumático en el centro y a un eje de rotación en los extremos, se programó en Labview y le permite al sistema SCADA comunicarse con el control de FESTO. Así es posible accionar el o los actuadores que elevan los diferentes semianillos, haciéndolos rotar sobre el eje y posicionándolos sobre un plano horizontal común entre todos los arreglos de espejos, estas se pueden programar en subrutinas o controlar durante el experimento, para focalizar todos los espejos del FRESNEL al mismo tiempo o desenfocar uno a uno según la densidad de flujo deseada sobre la muestra.

4.3.4 Sistema de desfocalización del porta muestra

El control para la automatización del porta muestras fue programado en la plataforma FESTO y todos sus componentes se encuentran dentro del gabinete que se muestra en la figura 4.33. El gabinete consta de un programador lógico controlable (PLC), para controlar las electroválvulas que activan los actuadores neumáticos, un controlador independiente para activar el actuador eléctrico central que posiciona la muestra en foco y una pantalla táctil para realizar pruebas. El pasamuros eléctrico, permite instalar sensores de temperatura, monitorear la respuesta fotoeléctrica de las celdas solares, y agregar otros dispositivos que dependiendo de los experimentos puedan requerir de transmisión de señales eléctricas o consumo de electricidad. La brida KF 16 es para acoplar un dispositivo de monitoreo de la presión y la brida KF 25 es para hacer la conexión con la bomba de vacío., preprogramar rutinas in situ o simplemente dar mantenimiento al equipo. Este sistema es a su vez esclavo del sistema de control de Labview por lo que es posible coordinar los movimientos del mini carro con las rutinas de los semianillos y servomotores, accionándolo sólo cuando se hayan completado las rutinas que focalicen el número de espejos deseados y retirando la cámara mientras se generan los movimientos necesarios para una nueva rutina.



Figura 4.33. Sistema de seguimiento. Izquierda Gabinete de control de seguimiento. Derecha: Seguidor solar de dos ejes (ESPEO montado)

4.3.5 Sistema de adquisición de datos

El sistema de adquisición de datos programado también en Labview, se encarga de procesar y visualizar en tiempo real todos los parámetros de la celda fotovoltaica a evaluar como son corriente, voltaje y temperatura de esta, así como otros parámetros de control tales como la Irradiancia solar directa que se obtiene mediante un pirheliómetro, el espectro de radiación en la muestra que se obtiene mediante un espectroradiómetro y cámaras CCD o termográficas que pueden ser agregadas si el experimento lo demanda.



Figura 4.34. Superior; sistemas de Adquisición datos. Izquierda: controlador NI MyRIO. Derecha: controlador CompactRIO. Inferior; sistema de toma de imágenes. Izquierda: espectroradiómetro compacto 58657 de Edmund Optics. Derecha: cámara CCD

Capítulo 5

Conclusiones y futuros estudios del FRESNEL

5.1 Conclusiones

Con el fin de desarrollar instrumentos para la caracterización de celdas fotovoltaicas con concentración solar, que permitan analizar la eficiencia de conversión eléctrica a diferentes intensidades de flujo radiativo altamente concentrado y homogéneamente distribuido, se realizaron diversos estudios y se logró diseñar, construir y caracterizar, tres prototipos de homogeneizadores. Estos dispositivos son capaces de redistribuir de forma homogénea la radiación concentrada por el Horno Solar del Instituto del Energías Renovables (HoSIER); los dos primeros con refrigeración pasiva y el último con refrigeración activa, denominado HOFRAC-PR.

De igual forma, con el objetivo de desarrollar un equipo de mayor confiabilidad para la caracterización de celdas fotovoltaicas, se diseñó un sistema de concentración solar de no imagen, del tipo heliostato focalizador, denominado FRESNEL, este equipo tiene la capacidad de concentrar la radiación reflejada por más de 1800 espejos de 5x5cm, y posee una característica fundamental para la caracterización de celdas CFV; poder variar los niveles de concentración desde 1 sol hasta 1300 soles, manteniendo la uniformidad de la intensidad de flujo radiativo proyectado por la superposición de las imágenes de cada espejo.

Los resultados obtenidos en este documento son diversos, por esta razón las conclusiones en torno a estos resultados han sido organizadas en 3 apartados diferentes:

1. De la homogeneización de flujo radiativo mediante tubos de luz para celdas fotovoltaicas
2. Del diseño y experimentación con el HOFRAC-PR en el HoSIER
3. Del diseño del FRESNEL

De la homogeneización de flujo radiativo mediante tubos de luz para celdas fotovoltaicas

En este trabajo, centrado en la caracterización de la tecnología de concentración solar fotovoltaica, se presentó una recopilación de información teórica y experimental, para entender la complejidad de los sistemas CFV y sus áreas de oportunidad, mediante el diseño de prototipos y equipos de caracterización con flujos radiativos homogéneos. Estos

dispositivos han sido desarrollos por primera vez en las instalaciones del instituto de Energías Renovables.

Con base en el estudio teórico y la modelación por trazado de rayos para diferentes ópticas geométricas, se diseñaron y caracterizaron tres homogeneizadores de flujo radiativo para el HoSIER; los tres de área transversal cuadrada, huecos y de paredes reflexivas. Según los resultados obtenidos en las simulaciones, esta geometría presentó la mejor uniformidad en la redistribución de la radiación concentrada a la salida de un homogeneizador de 1m de área transversal constante, con valores de uniformidad menores a 0.04 incluso antes los 20cm, la uniformidad se calculó con la ec. (3.1); el resto de las geometrías a 1m de distancia tenían uniformidades entre 0.04 y 0.05. Por otro lado, en el caso particular de los de área circular estos concentraban la radiación y arrojaron valores de 0.52, una distribución incluso peor que la inicial.

Los dos primeros prototipos, diseñados, construidos y evaluados fueron de 50cm de largo, su instrumentación permitió evaluar la redistribución de flujos radiativos altamente concentrados a la salida de este tipo de homogeneizadores instalados en un horno solar. El primer homogeneizador, llamado homogeneizador1 tenía como paredes internas, espejos de segunda superficie, con una reflectividad de 80%, mientras que el homogeneizador 2 tenía como paredes internas espejos de primera superficie de Alanod, material reflectivo con 95% de reflectividad. Estos experimentos lograron redistribuir el flujo radiativo con una uniformidad de 0.49 a la salida del homogeneizador. Incluso con un 10% de apertura del atenuador del HOSIER, estos homogeneizadores conservaron un alto valor de intensidad de flujo en prácticamente la totalidad del área del receptor. Estos primeros dispositivos, no lograron alcanzar los niveles de uniformidad que se requieren para una evaluación correcta de las celdas fotovoltaicas. Sin embargo, de estos prototipos se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- Se comprobó que el Homogeneizador de paredes reflectivas (MLP), es capaz de redistribuir la radiación solar concentrada por el HoSIER. Sin embargo, para estos homogeneizadores de 50 cm, la máxima uniformidad de la distribución del flujo radiativo que se alcanza a la salida del dispositivo, no es lo suficientemente homogénea para la correcta caracterización de celdas fotovoltaicas, ya que sigue teniendo variaciones en la intensidad de flujo significativas en distintos puntos de la superficie del receptor (ver figura 3.8).

- En estos primeros prototipos, no fue posible detectar alguna longitud crítica de homogeneización, como si se mostraba en las simulaciones, la cual se hallaba a una longitud de 21cm, sin embargo, se observó que a mayor distancia se incrementa la uniformidad en la distribución radiativa, tal como lo reporto (Chen et al 1963), obteniendo los mejores valores de uniformidad a los 45cm para el homogeneizador 1 y 50 cm para el homogeneizador 2 con valores de uniformidad de 0.044 y 0.046 respectivamente.
- Mediante la campaña de experimentación del homogeneizador 1, se observó que no es viable utilizar espejos de segunda superficie dentro de un homogeneizador, ya que el vidrio puede absorber hasta el 20% de la radiación, incrementando su temperatura y comprometiendo sus propiedades mecánicas, al punto de fracturar las paredes del dispositivo (ver figura 3.9). Lo anterior se corrobora posteriormente, mediante simulaciones de trazado de rayos, en las cuales se observó que, en los homogeneizadores con paredes reflectivas hechas de espejos de segunda superficie, se pueden presentar efectos de reflexiones totales internas dentro del cristal, que por un lado aumentan la temperatura de este, al mismo tiempo que disminuyen la intensidad de flujo radiativo en el receptor.

Los prototipos de homogeneizadores diseñados para el HOSIER y presentados en este trabajo aún son susceptibles a mejoras, que podrían incrementar su funcionalidad y desempeño para otro tipo de aplicaciones, como la química solar.

Del diseño y experimentación con el HOFAC-PR

Se logró construir un dispositivo homogeneizador capaz de operar con la totalidad de la intensidad de flujo radiativo que puede concentrar el HoSIER, denominado Homogeneizador de Flujos Radiativos Altamente Concentrados de Paredes Refrigeradas (HOFAC-PR). Este dispositivo tiene una longitud de 50cm y un área transversal cuadrada a la entrada del homogeneizador de 14x14cm; a diferencia de los prototipos anteriores, este dispositivo no es de área transversal constante, el área de salida equivale al 6.8% del área de entrada, sus paredes internas son de Alnodo y están unidas a placas aluminio maquinado para permitir la circulación de un fluido refrigerante. Mediante la implementación de este homogeneizador en un horno de alto flujo radiativo con la capacidad de concentración del HOSIER, se observó lo siguiente:

- Cualquier dispositivo que se fabrique para realizar experimentos de homogeneización deberá contar con refrigeración activa en sus paredes. El HOFRAC-PR utilizó un intercambiador de calor de placa plana, sin embargo, tanto el diseño como la capacidad y velocidad de remoción de calor pueden optimizarse.
- Se pudo observar, que tanto el sistema de atenuación del HoSIER, como la infraestructura que posee el laboratorio y que a su vez permite colocar y caracterizar las muestras, actúan como obstáculos para la radiación incidente, que modifican de manera negativa la capacidad del HOFRAC-PR para homogeneizar completamente el flujo radiativo concentrado. Estos obstáculos representan el 8% del área del concentrador y reducen significativamente la intensidad de flujo en la zona central del receptor, reduciéndolo la densidad de flujo de 1.41 MW/m^2 de flujo promedio a 1.26 MW/m^2 en la zona central. Esto contrasta con las simulaciones sin obstáculos, para un receptor ubicado en la longitud crítica del homogeneizador, las cuales arrojaban valores de flujo promedio de 1.49 MW/m^2 con una uniformidad de 0.027
- Las simulaciones por trazado de rayos de los sistemas ópticos del HOFRAC-PR en el HOSIER son congruentes con los experimentos siempre que se consideren los obstáculos (ver figura 3.23). Y tomando en cuenta esta consideración, se obtuvieron resultados sobresalientes de uniformidad en la intensidad de flujo, ya que incluyendo los obstáculos en la modelación los valores de uniformidad se encontraban en 0.43 al comparar estos resultados con los experimentales de 0.0781 para un receptor a 22cm dentro del homogeneizador.
- Con base en las imágenes CCD tomadas en los experimentos, las mediciones de flujo radiativo con el sensor Gardon y las simulaciones por trazado de rayos, se observa que el HOFRAC-PR es capaz de homogeneizar flujos con un alto nivel de uniformidad con tan solo un 36% de su longitud. Obtuvimos el valor máximo de uniformidad de 0.035 a 18 cm dentro del homogeneizador, con un blanco lambertiano de 45x45mm
- Por esta razón y contrario a los descrito por (Chen et al 1963), una mayor longitud en los homogeneizadores del tipo pirámide trunca, no implica un mayor nivel de uniformidad a la salida del homogeneizador, y para hornos solares con geometrías asimétricas, se puede perder potencia a la salida del

dispositivo tanto por absorción de las paredes reflexivas, como por reflexiones múltiples del homogeneizador hacia el concentrador.

- Para finalizar el tema de los homogeneizadores y su relación con la concentración fotovoltaica, se propuso un nuevo modelo para la evaluación de la distribución del flujo radiativo que incide sobre arreglos de celdas fotovoltaicas densamente empaquetados sometidos a altos flujos radiativos, mismo que se publicó en la revista *Solar Energy* bajo el nombre: *A new approach for evaluating flux uniformity for dense array concentrator photovoltaic cells*.

Como se verá posteriormente en la sección final de este capítulo, las oportunidades que ofrece la experimentación con flujos uniformes altamente concentrados son muy diversas y con aplicaciones en distintas áreas de la ciencia; por lo que, aunque para aplicaciones de caracterización fotovoltaica no consideramos que el HOSIER sea una opción viable, pequeñas adecuaciones al HOFAC-PR, podrían mejorar el control en los experimentos de termoquímica solar, ya que a intensidades de flujo promedio de 1.49MW/m^2 , permiten alcanzar las temperaturas para realizar reacciones termoquímicas para obtener combustibles solares, previamente analizados en estas instalaciones, con la ventaja de controlar su distribución dada una uniformidad en el flujo de 0.027, en un receptor o crisol de 11x11cm. Para llevar a cabo un rediseño del HOFAC-PR habría que hacer básicamente dos cosas:

1. Recortar la longitud del homogeneizador a 18 o 22 cm partiendo de la cara frontal, esto sería suficiente para tener un flujo homogéneo en un área grande y se perdería menos energía por absorción y reflexiones del homogeneizador hacia el concentrador.
2. Para mejorar la uniformidad de la distribución de flujo en la zona central de un receptor ubicado a la salida del HOFAC-PR, se puede retirar el perfil central y el puente; así como llevar a cabo los experimentos con el atenuador totalmente abierto.

Cabe resaltar, que lo anterior no implica que no se pueda generar potencia eléctrica con dispositivos fotovoltaicos en el HOSIER, sino que los instrumentos para homogeneizar el flujo aquí descritos, no tendrían los valores de uniformidad considerados óptimos para un arreglo de celdas fotovoltaicas densamente empaquetado como se explica al final del capítulo 3 y se demuestra en (Anguera, E. y Estrada, C.A.

2018), o para la caracterización de los dispositivos fotovoltaicos conforme a las normas IEC 62787 o en (Baig, H. et al., 2012), principalmente a diferentes aperturas del atenuador.

Del diseño del FRESNEL

Tomando en cuenta todas las experiencias con homogeneizadores de flujo, los resultados experimentales y las modelaciones teóricas posteriores, se descartó el HOSIER como concentrador para la caracterización de celdas fotovoltaicas, y se procedió a diseñar un sistema capaz de concentrar por superposición de imágenes un flujo de intensidades radiativas uniformes, al que denominamos FRESNEL. El concepto y diseño de este equipo se dividió en tres partes:

- El diseño óptico
- El diseño mecánico
- La instrumentación y control

El diseño óptico del FRESNEL

Para cumplir el objetivo de caracterizar a un mínimo de 1000 soles se propuso un sistema de óptica anidóica del tipo heliostato concentrador, con 1824 espejos planos de 5x5 cm como primer elemento óptico del sistema de caracterización; con este sistema, las simulaciones arrojaron una intensidad de flujo de 1300 soles para un área de 4x4cm.

Con la finalidad de reducir el sombreamiento de los equipos para la caracterización de celdas CFV, facilitar el montaje de muestras y optimizar el área de captación, se propuso un segundo elemento óptico reflexivo tipo Cassegrain, este permite redireccionar el flujo de radiativo concentrado a 1.5m por el primer elemento óptico (POE), desde los 1.25m (posición del espejo secundario) y así poder ubicar los dispositivos a caracterizar a tan solo 1m de distancia del POE, y con una mejor orientación de las muestras, con el fin de facilitar la operación del equipo, montaje de muestras y reducir el sombreamiento. El segundo elemento óptico consta de un espejo de primera superficie plano y circular de 75cm de diámetro en aluminio, rectificado y pulido en el Instituto Nacional de Astrofísica óptica y electrónica (INAOE), que cuenta con un recubrimiento que le ofrece protección para operar en intemperie. La reflectancia que se solicitó al instituto fue del 95% para un espectro de radiación de 200 a 3000 nm con el fin de cubrir completamente el espectro de radiación solar.

El diseño mecánico del FRESNEL

La resolución del diseño mecánico se basó principalmente en que este tuviese la capacidad de variar los niveles de intensidad de flujo radiativo sin perder la uniformidad. La principal innovación en el diseño de este concentrador del tipo heliostato focalizador, consiste en poder desenfocar mediante actuadores neumáticos grandes grupos de espejos montados sobre semianillos y orientados de forma individual hacia el receptor. El número de espejos que se pueden orientar por arreglo van desde los 32 espejos hasta los 166 espejos por semianillo. Aunado a estos espejos de orientación grupal, hay 46 espejos de orientación independiente y automatizada.

El diseño mecánico del FRESNEL se basó en optimizar los tres siguientes aspectos: operación, precisión y repetitividad. La simplicidad del principio de operación básico del sistema: enfocar y desenfocar espejos, permitieron desestimar otras propuestas más complejas o costosas.

Dos componentes fundamentales del FRESNEL y necesarios para la experimentación en intemperie son: el posicionador de muestras y la cámara de vacío portamuestras. Ambos fueron especialmente diseñados para la experimentación y caracterización de celdas fotovoltaicas multicapa, celdas experimentales o de aplicaciones extraterrestres, que pudiesen no traer recubrimientos como el EVA, que las protejan de las reacciones del oxígeno a altas temperaturas, al trabajar en condiciones de intemperie.

La ventana de cuarzo de la cámara tiene una transmitancia óptima para el espectro de radiación con el que operan la mayoría de las celdas de triple y cuádruple unión de 100 a los 4000nm, estas celdas son las que al momento reportan la mayor eficiencia sobre cualquier otra tecnología fotovoltaica. Para posicionar las muestras, el FRESNEL utiliza un actuador lineal eléctrico, este mecanismo es del tipo mini carro modelo EGSL de Festo con una precisión de 0.05mm a una velocidad máxima de 8m/s, el cual permite colocar y retirar las muestras del foco para pruebas tipo flash, análogas a las que se realizan en laboratorio, con el fin de medir las características principales de la celda CFV sin elevar su temperatura.

La automatización y control del FRESNEL

Se desarrollaron 5 sistemas de control: i) el sistema de seguimiento para operar la torreta y orientar el POE hacia el sol; ii) el sistema de orientación/desorientación de arreglos de espejos que controla la presión en los actuadores mediante válvulas; iii) el sistema de desorientación de espejos individuales, que controla los servomotores que orientan los 46 espejos independiente y que mediante rutinas, permiten regular la intensidad de todo el sistema con cambios graduales de un sol a 1300 soles; iv) el sistema de focalización/desfocalización del porta muestra que permite controlar in situ y de forma remota el movimiento del actuador central, tanto para colocar muestras de forma manual en el FRESNEL como para realizar rutinas de exposición tipo flash; y por último, v) el sistema de adquisición de datos, este obtiene todos los parámetros eléctricos y térmicos de la celda, así como la respuesta espectral de la radiación incidente en la celda.

Al final de este trabajo y como se muestra en el capítulo anterior el montaje del FRESNEL y gran parte de su control, logro terminarse satisfactoriamente. Sin embargo, no se tuvo la oportunidad de terminar la puesta en marcha del equipo, pero esta sigue con la tesis del MI. Héctor González Camarillo y la puesta en marcha del dispositivo se realizará en el año 2021.

5.2 Futuros campos de investigación

Si bien el diseño y concepto tanto del FRENEL como del HOFRAC-PR están orientados a la caracterización de celdas fotovoltaicas, su capacidad de concentrar flujos radiativos sobre receptores manteniendo altos niveles de uniformidad y manipular su intensidad, permite que estos dispositivos sean útiles para caracterizar otros generadores eléctricos, termoiónicos, termoeléctricos, termofotovoltaicos, etc. Así mismo realizar pruebas de envejecimiento acelerado o experimentación con reactores en general, cuyos procesos se optimicen mediante un flujo de radiación uniforme, o bien experimentos orientados a innovar en otras áreas de investigación, algunas descritas a continuación.

5.2.1 Ciencia de Materiales

Cristalización

La materia sólida existe en forma cristalina o amorfa. En los sólidos cristalinos, los átomos que los componen se encuentran espacialmente colocados de una forma periódica y ordenada. Si esta organización periódica se repite en el sólido entero, el material se define como un monocristal, esta característica es ideal en materiales como el silicio, tanto para la fabricación de chips y dispositivos electrónicos como para celdas solares.

Como se explica a detalle en el Apéndice D1.1, hay diferentes formas de cristalizar el Silicio, dentro de las cuales la de menor impacto ambiental, es por medio de la energía solar concentrada. En 1988 Marick describe en una patente la invención de un método para recrystalizar obleas de silicio sobre sustratos aislados mediante pulsos cortos de luz uniforme (Marick, 1988). Estos pulsos de luz uniforme de alta densidad energética es la principal característica con la que cuenta el FRESNEL, al ser capaz de poner en foco y retirar la muestra a una alta velocidad. Incluso en la patente se comenta un estricto control en la temperatura y otras características como capas antireflejantes, todas características que se pueden monitorear (en el caso de la temperatura) y agregar por medio de filtros a la cámara receptora del FRESNEL (caso de capas antireflejantes).

Síntesis de Fullerenos

Un fullereno es una molécula compuesta por carbono que puede adoptar una forma esférica, elipsoidal o tubular. Su descubrimiento abrió un nuevo camino de aplicaciones en la elaboración de nuevos tipos de polímeros, superconductores, estructuras con metales o con otros átomos. Irradiar con energía solar concentrada a un receptor de grafito con una densidad de flujo solar homogénea y bajo condiciones específicas, puede sintetizar Fullerenos tal como lo demostró (Flamant et al, 2004), mediante un reactor solar colocado en el foco del horno solar, podía producir 80–150 g/h de hollín de carbono. Una explicación más detallada y su relación con el FRESNEL se muestra en el Apéndice D1.1

Envejecimiento Acelerado

Las pruebas de envejecimiento acelerado de materiales miden la resistencia y fiabilidad en el tiempo de ciertos productos, estas pruebas varían dependiendo de la aplicación para la que fue diseñada el producto o dispositivo y permiten calcular el tiempo de vida útil de los materiales y su resistencia a condiciones extremas. Estas pruebas son vitales para asegurar la supervivencia del ser humano en el espacio, en las profundidades del océano, durante un vuelo comercial, etc. Ya que permiten predecir el comportamiento y la degradación de los materiales que protegen al humano que vaya dentro de determinado vehículo o traje.

En el caso de los materiales que componen a los dispositivos utilizados para aplicaciones solares estos suelen llevarse a cabo en intemperie, pero bajo condiciones controladas y en periodos de tiempo muy cortos, debido a que los materiales serán sometidos a trabajo bajo condiciones severas de calor, radiación solar, humedad, contaminación, etc. Como se explica en el Apéndice D1.1, el FRESNEL puede arrojar mediante estos ensayos información muy valiosa a los equipos de investigación, nacionales e internacionales, así como a ingenieros de calidad y producción, para localizar puntos débiles, estudiar nuevas formulaciones e incrementar la calidad de los productos y garantizar las funciones y tiempos de vida esperados.

5.2.2 Termoquímica Solar

Revestimientos Solares

Revestir de acero inoxidable el acero al carbón, permite combinar en un solo material la resistencia a la corrosión de un acero costoso con la resistencia mecánica de un acero barato. El revestimiento solar se consigue al fundir el polvo de acero inoxidable AISI 316 bajo un haz de energía solar concentrada, seguido de una rápida solidificación. Para depositarlo en el acero al carbón se realiza un proceso de escaneo continuo moviendo la muestra a velocidad controlada, acorde con la intensidad de irradiación solar directa. (Ferriere *et al.*, 2006) Esto tiene el fin de calentar la superficie de manera homogénea y bien distribuida; nuevamente y tal como se muestra en el Apéndice D1.2, esta es una de las principales características del FRESNEL.

5.2.3 Tecnología de torre Central

Optimización de la distribución de la absorción solar en el receptor

Uno de los problemas que se tienen en una planta termosolar de torre central y que podrían ser caracterizados mediante el FRESNEL, se presenta cuando al irradiar un receptor metálico, la alta temperatura localizada acelera la oxidación y degradación de su recubrimiento (como se explica en el Apéndice D1.3). Esto se debe a que muy pocos óxidos y carburos pueden mantenerse estables en el aire cuando la temperatura de este es superior a 400°C. También se ha observado que la temperatura local al interior del receptor puede superar los 569°C, que es superior al límite del recubrimiento. El segundo es que un alto gradiente de temperatura conduce a un gran estrés térmico que da lugar a distorsiones mecánicas y daños indeseables en el receptor. (He et al., 2019).

Almacenamiento térmico (Sales Fundidas)

En el Apéndice D1.3 se muestra como mediante las simulaciones ópticas que realizó el equipo de Grange en 2015, se puede maximizar la eficiencia térmica de un tanque de almacenamiento de sales fundidas previamente irradiadas con energía solar, mediante un diseño de concentrador con una mejor alineación axial (menor componente horizontal promedio) que produzca una distribución de flujo más uniforme de rayos en su salida. Los autores realizaron una investigación exhaustiva, comenzando con mediciones de la emisividad de sales fundidas, para determinar el radio de salida de la apertura del tanque y el diseño que conduce a la máxima eficiencia del sistema con un rango de temperatura de trabajo de sales fundidas de 250-550°C. (Grange et al., 2015).

La mejoría en la distribución de uniformidad de flujo y distribución angular cuasi axial de los rayos que ingresan al tanque de sal fundida, reducen el potencial de cambios en la química de la sal debido a los puntos calientes y reducir la radiación reflejada en la superficie de la sal fundida. El rendimiento térmico del tanque depende en gran medida de la emisividad de sal a 550 °C, el cual el autor comenta que no está disponible en la literatura. Los experimentos que se podrían hacer con el FRESNEL proporcionarían estos datos y permitirían un mejor diseño en el futuro de este tipo de sistemas, sin la inversión que puede representar una planta piloto con todos los heliostatos que conlleva.

5.2.4 Termofotovoltaicos

Un Sistema Solar Termofotovoltaico (STPV) utiliza un sistema óptico de concentración de radiación solar para calentar un receptor, dicho receptor posteriormente es utilizado como un emisor de radiación en infrarrojo y esta radiación luego es convertida en electricidad por medio de una celda fotovoltaica con una brecha de energía especialmente diseñada para absorber el espectro de radiación en longitudes de onda del infrarrojo. Una explicación extendida de su funcionamiento se encuentra en el Apéndice D1.4.

Para la evaluación de este tipo de dispositivos se suele utilizar una resistencia eléctrica para alcanzar temperatura en el emisor de 1,085°C mediante pequeños incrementos de la corriente eléctrica. Este tipo de pruebas se podrían realizar en el FRESNEL, ya que su sistema de control y atenuación permiten regular los cambios graduales de la

temperatura en función de la intensidad de radiación solar directa. Al mismo tiempo que su diseño e instrumentación de la cámara receptora permite tener todas las variables que se requieren controladas con precisión.

Bibliografía

A.S.H. van der Heide, A. Schönecker, J.H. Bultman, W. C. S. E. (2004) 'Explanation of high solar cell diode factors by non-uniform contact resistance', *Progress in Photovoltaics*.

Arancibia-Bulnes, C. A. *et al.* (2013) 'Beam solar irradiation assessment for Sonora, Mexico', in *Energy Procedia*. Elsevier B.V., pp. 2290–2296. doi: 10.1016/j.egypro.2014.03.242.

Anguera, E., & Estrada, C. A. (2018). A new approach for evaluating flux uniformity for dense array concentrator photovoltaic cells. *Solar Energy*, 171, 330-342.

Baig, H., Heasman, K. C. and Mallick, T. K. (2012) 'Non-uniform illumination in concentrating solar cells', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(8), pp. 5890–5909. doi: 10.1016/j.rser.2012.06.020.

Boubault, A. *et al.* (2014) 'Accelerated aging of a solar absorber material subjected to highly concentrated solar flux', *Energy Procedia*, 49, pp. 1673–1681. doi: 10.1016/j.egypro.2014.03.176.

Boubault, Antoine *et al.* (2014) 'Aging of solar absorber materials under highly concentrated solar fluxes', *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 123, pp. 211–219. doi: 10.1016/j.solmat.2014.01.010.

Chong, K. *et al.* (2010) 'SOLAR FLUX DISTRIBUTION ANALYSIS OF NON-IMAGING PLANAR CONCENTRATOR FOR THE APPLICATION IN CONCENTRATOR PHOTOVOLTAIC SYSTEM', pp. 3013–3018.

Cooper, T., Pravettoni, M., Cadruvi, M., Ambrosetti, G., & Steinfeld, A. (2013). The effect of irradiance mismatch on a semi-dense array of triple-junction concentrator cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 116, 238–251. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.04.027>

Cotal, H. *et al.* (2009) 'III – V multijunction solar cells for concentrating photovoltaics', *Energy & Environmental Science*. doi: 10.1039/b809257e.

Council, W. E. (2013) *World Energy Resources: Solar*.

Delgado, M. C. (2009) *Células Solares de Silicio para Alta Concentración : Industrialización y Células de Contacto Posterior*.

Dominguez, C., Anton, I., Sala, G., Energia, I. De, Upm, S., Telecomunicacion, E., & Universitaria, C. (2008). Solar simulator for indoor characterization of large area high-concentration pv modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*.

Ferriere, A. *et al.* (2006) 'Corrosion resistance of stainless steel coatings elaborated by solar cladding process', *Solar Energy*, 80(10), pp. 1338–1343. doi: 10.1016/j.solener.2005.06.009.

Fortunato, G. *et al.* (2000) 'Excimer laser crystallization techniques for polysilicon TFTs', *Applied Surface Science*, 154, pp. 95–104. doi: 10.1016/S0169-4332(99)00475-4.

- Franklin, E. T. and Coventry, J. S. (2002) 'Effects of Highly Non-uniform Illumination Distribution on Electrical Performance of Solar Cells', in *ANU Research Publications*, pp. 2–8.
- Gopal, R., Dwivedi, R. and Srivastava, S. K. (1986) 'Effect of Nonuniform Illumination on the Photovoltaic Decay Characteristic of Solar Cells', *IEEE TRANSACTIONS ON ELECTRON DEVICES*, ED-33(6), pp. 802–809.
- Graham-Rowe, D. (2010) 'Solar-powered lasers', *Nature Photonics*, 4, p. 64. Available at: <https://doi.org/10.1038/nphoton.2009.272>.
- Grange, B. *et al.* (2015) 'Preliminary Optical, Thermal and Structural Design of a 100 kWth CSPonD Beam-down On-sun Demonstration Plant', *Energy Procedia*, 75, pp. 2163–2168. doi: 10.1016/j.egypro.2015.07.359.
- Green, M. a (2002) 'Third generation photovoltaics: solar cells for 2020 and beyond', *Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures*, 14(1–2), pp. 65–70. doi: 10.1016/S1386-9477(02)00361-2.
- He, Y. L. *et al.* (2019) *Review of the solar flux distribution in concentrated solar power: Non-uniform features, challenges, and solutions*, *Applied Thermal Engineering*. Elsevier Ltd. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2018.12.006.
- IRENA (2015) *Renewable Energy Prospects: Mexico*.
- ISFOC and ASIF (2010) *Propuesta de un marco regulatorio para CPV en España (2010-2020)*, *Comisionado para el Centro de Estudios Avanzados en Energía y Medio Ambiente de la Universidad de Jaén*.
- Kabir, E. *et al.* (2018) 'Solar energy : Potential and future prospects', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(September 2016), pp. 894–900. doi: 10.1016/j.rser.2017.09.094.
- Koster, L. J. A. *et al.* (2006) 'Light intensity dependence of open-circuit voltage and short-circuit current of polymer/fullerene solar cells', *Organic Optoelectronics and Photonics II*, 6192, p. 61922G. doi: 10.1117/12.665471.
- Li, G. *et al.* (2018) 'Effect of non-uniform illumination and temperature distribution on concentrating solar cell - A review', *Energy*, 144, pp. 1119–1136. doi: 10.1016/j.energy.2017.12.067.
- Mahan, J. E. *et al.* (1979) 'Measurement of minority carrier life time in solar cells from photo-induced open circuit voltage decay', *IEEE Transactions on Electron Devices*, 26(5).
- Marick, J. J. (1988) 'Method of making SOI recrystallized layers by short spatially uniform light pulses', *4,751,193*. doi: 10.1016/0375-6505(85)90011-2.
- Mcintosh, K. R. *et al.* (2009) 'The Effect of Accelerated Aging Tests on the Optical Properties of Silicone and EVA Encapsulants'. Available at: <http://www.dowcorning.com/content/publishedlit/06-1042.pdf>.
- Mokri, A. and Emziane, M. (2011) 'Concentrator Photovoltaic Technologies and Market: A Critical Review', in *World Renewable Energy Congress 2011-Sweden*, pp. 2738–2742. doi:

10.3384/ecp110572738.

Parida, B., Iniyar, S. and Goic, R. (2011) 'A review of solar photovoltaic technologies', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(3), pp. 1625–1636. doi: 10.1016/j.rser.2010.11.032.

PEMEX (2006) *Anuario Estadístico 2006*.

Población, C. N. de (2010) *La condición de ubicación geográfica de las localidades menores a 2 500 habitantes en México*.

Ries, H., Gordon, J. M. and Lasken, M. (1997) 'High-flux photovoltaic solar concentrators with kaleidoscope-based optical designs', *Solar Energy*, 60(1), pp. 11–16. doi: 10.1016/S0038-092X(96)00159-4.

Rühle, S. (2016). Tabulated values of the Shockley–Queisser limit for single junction solar cells. *Solar Energy*, 130, 139–147. doi:10.1016/j.solener.2016.02.015

Sergio Meana (2015) '¿Por qué México necesita importar petróleo?', *El Financiero*, pp. 8–9. Available at: <http://www.elfinanciero.com.mx/>.

Siaw, F. L. and Chong, K. K. (2013) 'A systematic method of interconnection optimization for dense-array concentrator photovoltaic system', *The Scientific World Journal*, 2013. doi: 10.1155/2013/275169.

Spencer, G. . and M.V.R.K., M. (1961) 'General Ray-Tracing Procedure', *Journal of the optical society of America*, 52(1951), pp. 672–678.

Tsadka, S. (2009) 'US 2009/0065045 A1'.

Veras, R. P. (1981) 'Natural sunlight accelerated weathering of photovoltaic modules', *Jet Propulsion Laboratory*, 3(September), pp. 751–752.

Wang, G. *et al.* (2020) 'Experimental and optical performances of a solar CPV device using a linear Fresnel reflector concentrator', *Renewable Energy*, 146, pp. 2351–2361. doi: 10.1016/j.renene.2019.08.090.

Wang, K. *et al.* (2017) 'Multi-objective optimization of the solar absorptivity distribution inside a cavity solar receiver for solar power towers', *Solar Energy*, 158(August), pp. 247–258. doi: 10.1016/j.solener.2017.09.044.

Wendelin, T., Dobos, A. and Lewandowski, A. (2013) 'SolTrace : A Ray-Tracing Code for Complex Solar Optical Systems SolTrace : A Ray-Tracing Code for Complex Solar Optical Systems', (October).

Apéndices

Apéndice A1

En 1963 Chen et al. describieron la teoría para el cálculo de la potencia a la salida de un homogeneizador de área transversal constante y cuadrada cuya apertura se encuentra en el foco de un concentrador solar simétrico como se muestra en la imagen de la izquierda de la figura A1.1. En el artículo menciona que la distribución de flujo en un plano paralelo a un plano focal como el que se muestra en imagen de la derecha de la figura A1.1, que se encuentra a una distancia s , entonces su intensidad de flujo en cualquier punto P del plano muestra dentro del homogeneizador de longitud s , podría ser encontrado sumando las intensidades de los puntos del plano que son imágenes de P .

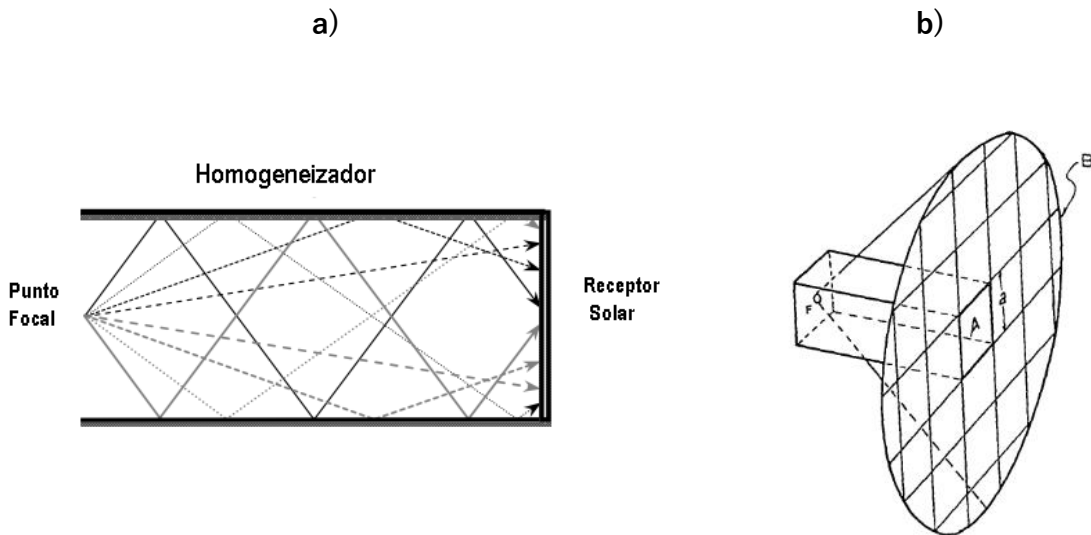


Figura A1.1. El homogeneizador de flujo cuadrado. a) Ilustración esquemática del Homogeneizador Flujo, b) Diagrama esquemático del homogeneizador en operación.

En otras palabras, si removiéramos el homogeneizador del foco del concentrador, la energía que se distribuiría en el plano B , sería igual a la suma de la intensidad que hay en los cuadrados del plano A formados por el área transversal correspondiente a la distancia dentro del homogeneizador. Es por esto que la distribución de flujo en un punto (x,y) es simplemente la suma de las intensidades que se observarían en los puntos de la

imagen, en la ausencia del light pipe. Si consideramos un homogeneizador cuadrado de longitud s y de lado a suponiendo que tanto s como a son lo suficientemente grandes en comparación con el diámetro de la imagen solar, y que toda la energía radiante recolectada por el horno solar ingresa al tubo de luz a través de la apertura frontal (Chen et al, 1963.). En ausencia del tubo de luz, la densidad de flujo en un plano B (figura A1.1b) que se encuentra a una distancia s del plano focal es:

$$I_B(r) = \frac{\rho_0 I_0 f^2 \left[1 - \left(1 + r^2 / s^2 \right)^{1/2} \right]^2 (4a^4)}{\left(1 + r^2 / s^2 \right)^{1/2} (r^4) (s^2)} \quad (\text{A1.1})$$

donde ρ_0 es la reflectividad del espejo colector parabólico del horno solar, I_0 es la irradiación solar normal, f es la distancia focal del espejo del horno, r es la distancia radial desde el centro del plano B , y $r/s = \tan\theta$. (El ángulo θ es el ángulo incluido entre la línea que pasa a través del punto focal paralelo a los lados del tubo de luz y un rayo de luz que diverge del punto focal.) Cuando r se acerca a cero, $I_B(r)$ se acerca al punto de $\rho_0 I_0 f^2 a^4 / s^6$.

Considere todos los rayos que se originan en el punto focal F y terminan en cualquier punto $P(x_0, 0)$ del plano de muestra A . El problema es determinar los puntos (x', y') del plano B en el que dichos rayos habrían terminado en ausencia del tubo de luz. Los componentes x e y de todos los rayos se calculan como se muestra en la figura A1.2.

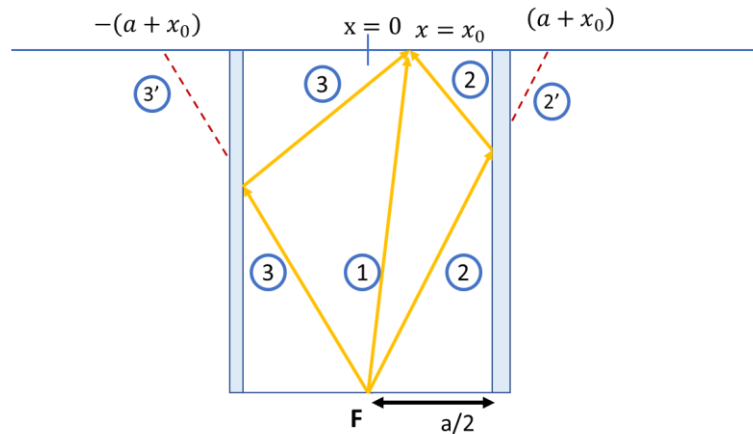


Figura A1.2. Trayectoria de los rayos de luz en un homogeneizador rectangular hueco. Los rayos de luz que terminan en $x = x_0$ para un arbitrario y en el plano de muestra. 1, trayectoria de un rayo de luz que no se refleja; 2-2, trayectoria de un rayo de luz que se refleja una vez; 2-2', trayectoria del rayo 2-2 en ausencia del caleidoscopio; 3-3 y 3-3' son similares a 2-2 y 2-2'.

Los valores x' admisibles en el plano B son:

$$x' = x_0, a - x_0, -(a + x_0), -(2a - x_0), 2a + x_0, 3a - x_0, -(3a + x_0), \dots \quad (\text{A1.2})$$

Y, correspondientemente, los valores admisibles de y' son

$$y' = y_0, a - y_0, -(a + y_0), -(2a - y_0), 2a + y_0, 3a - y_0, -(3a + y_0), \dots \quad (\text{A1.3})$$

Por lo tanto, todos los puntos en el plano B de la forma

$$x', y' = (x_0 \pm 2ma, y_0 \pm 2na), [-x_0 \pm (2m + 1)a, y_0 \pm 2na], [x_0 \pm 2ma, -y_0 \pm (2n + 1)a], [-x_0 \pm (2m + 1)a, -y_0 \pm (2n + 1)a] \quad (\text{A1.4})$$

para los integrales m y n serán imágenes del punto (x_0, y_0) en el plano de muestra A . De (1), la intensidad de flujo $I_A(x_0, y_0)$ en (x_0, y_0) está dada por

$$I_A(x_0, y_0) = \rho_0 I_0 f^2 \times \sum_{i=1}^4 \sum_{m,n} \frac{[1 - (1 + r_i^2(m, n))^{1/2}]^2 (4s^4) \rho_p^{m+n}}{\left(1 + r_i^2(m, n)/s^2\right)^{1/2} (r_i^4)} \quad (\text{A1.5})$$

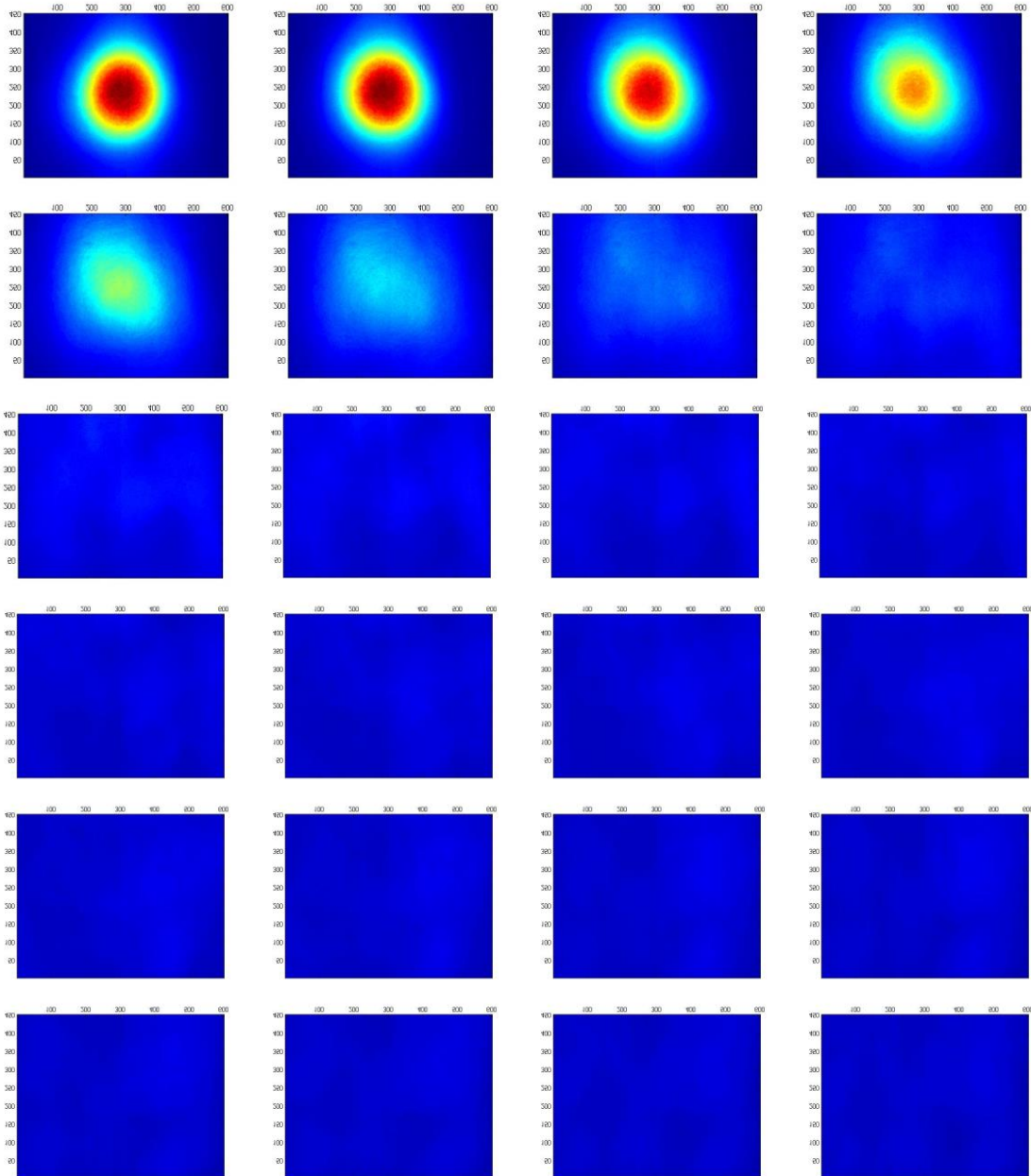
m, n son enteros, $r_i^2 \leq s^2 \tan^2 \theta$, Donde:

$$\begin{aligned} r_1^2 &= (x_0 \pm 2ma)^2 + (y_0 \pm 2na)^2, \\ r_2^2 &= [x_0 \pm (2m + 1)a]^2 + (y_0 \pm 2na)^2, \\ r_3^2 &= (x_0 \pm 2ma)^2 + [y_0 \pm (2n + 1)a]^2, \\ r_4^2 &= [x_0 \pm (2m + 1)a]^2 \pm [y_0 \pm (2n + 1)a]^2, \end{aligned} \quad (\text{A1.6})$$

$(n + m)$ es el número de reflexiones requeridas para colocar la imagen del punto (r, \emptyset) en el plano B sobre (x_0, y_0) en el plano de muestra, y ρ_p es la reflectividad de la superficie del homogeneizador.

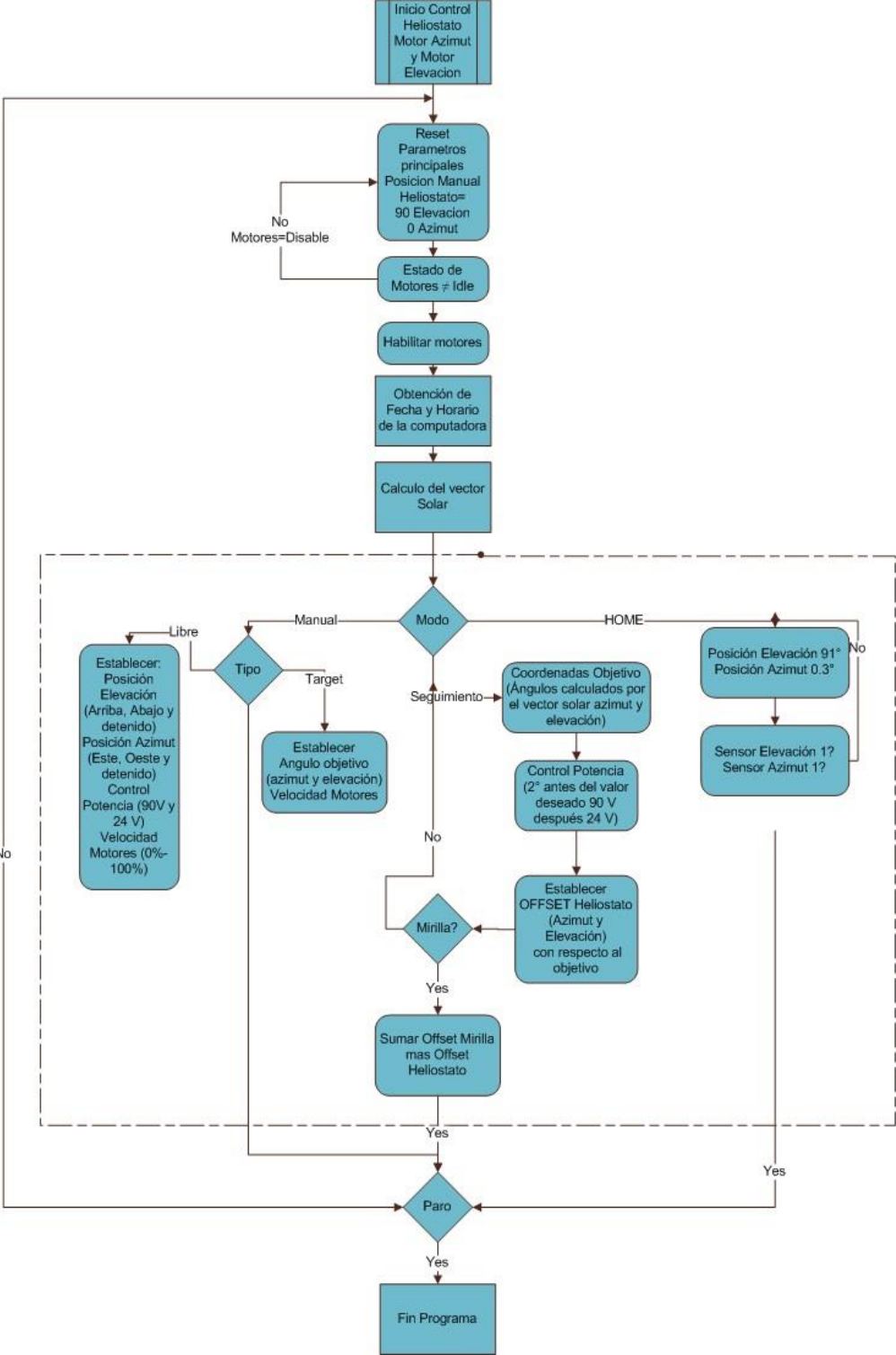
Apéndice A2

Imágenes del blanco lambertiano en el homogeneizador de 0-23cm



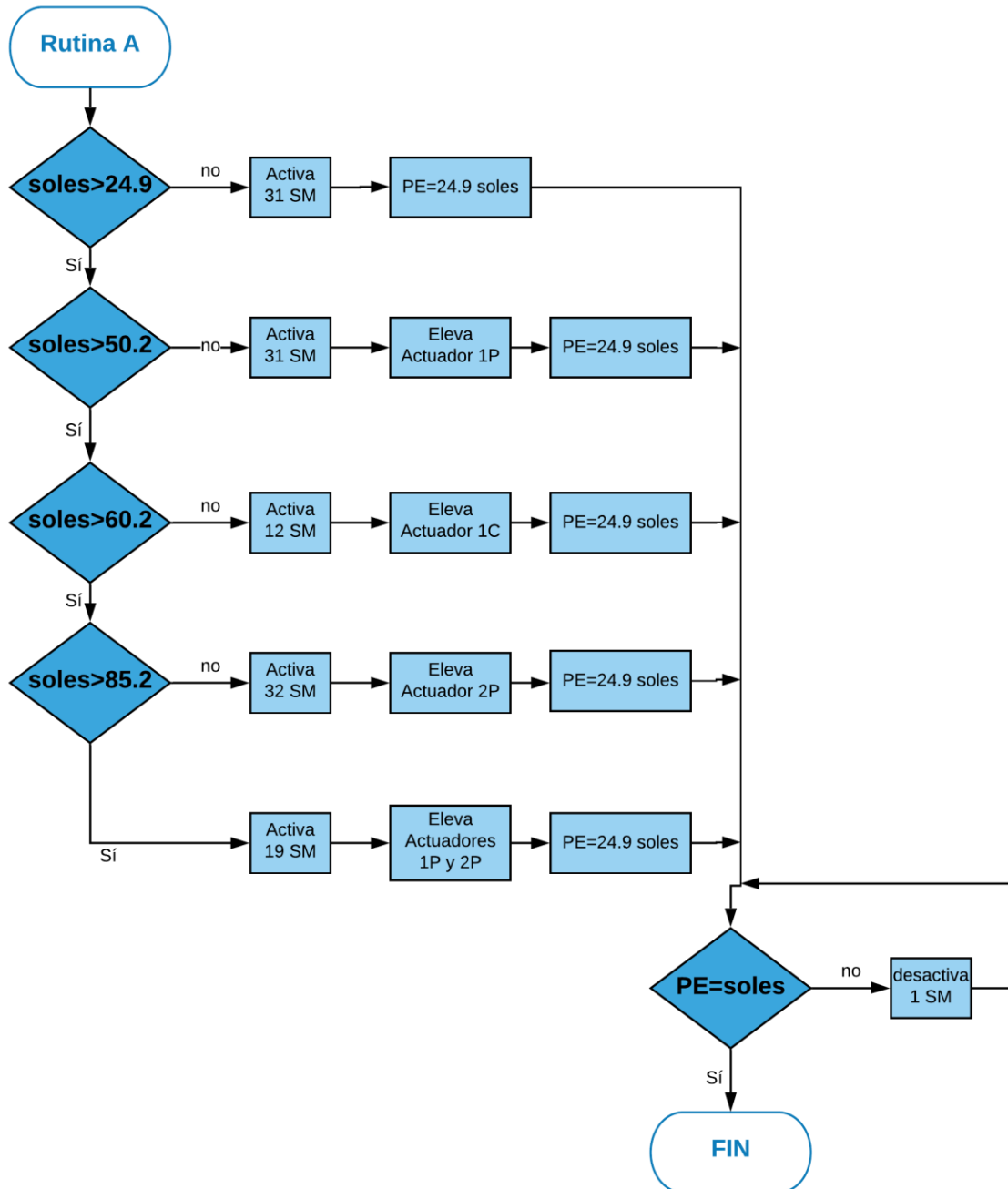
Apéndice B1

Diagrama de Flujo del sistema de seguimiento de la torreta



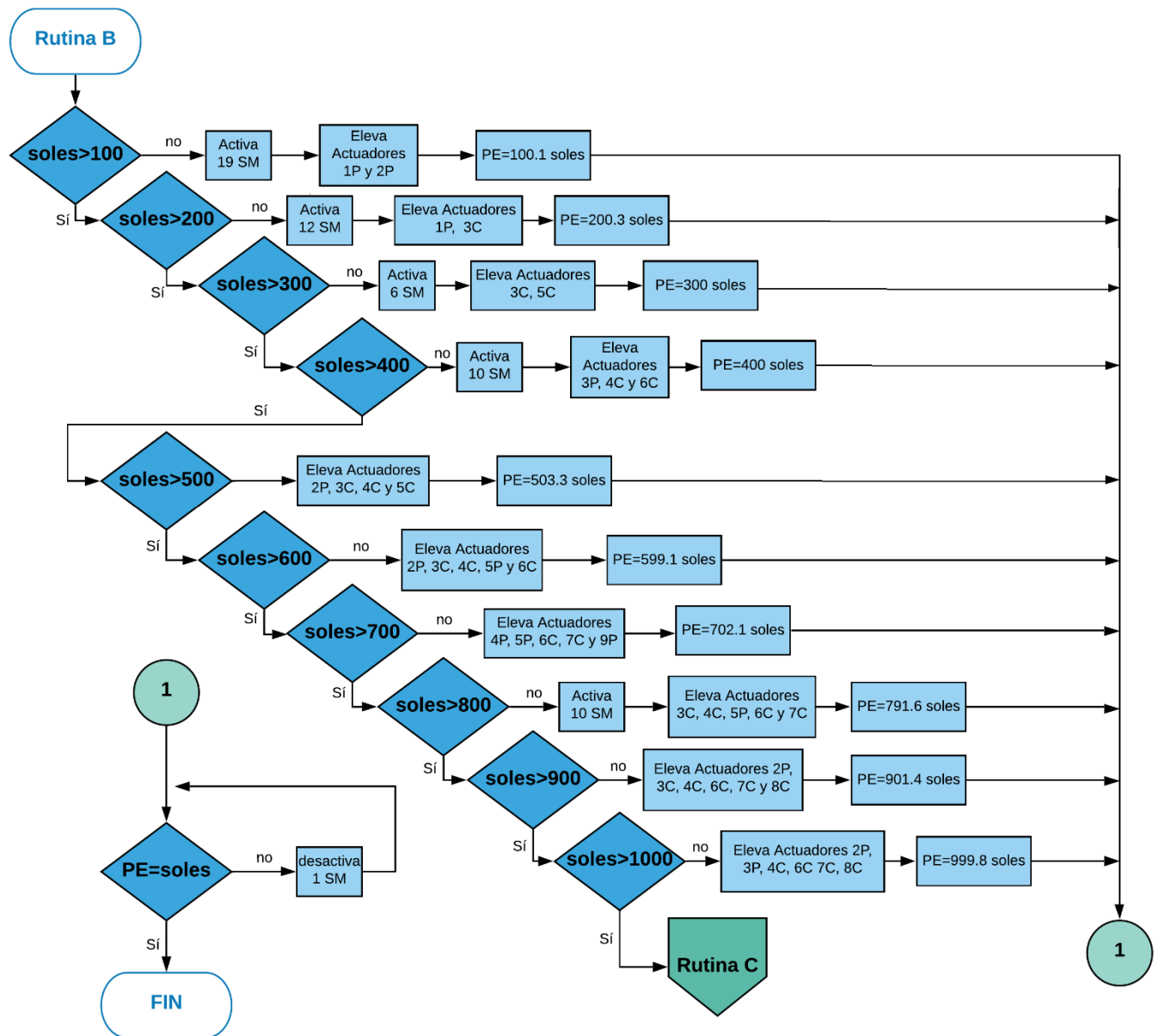
Apéndice C1

Diagrama de Flujo Rutina A para el control de potencia en el FRESNEL



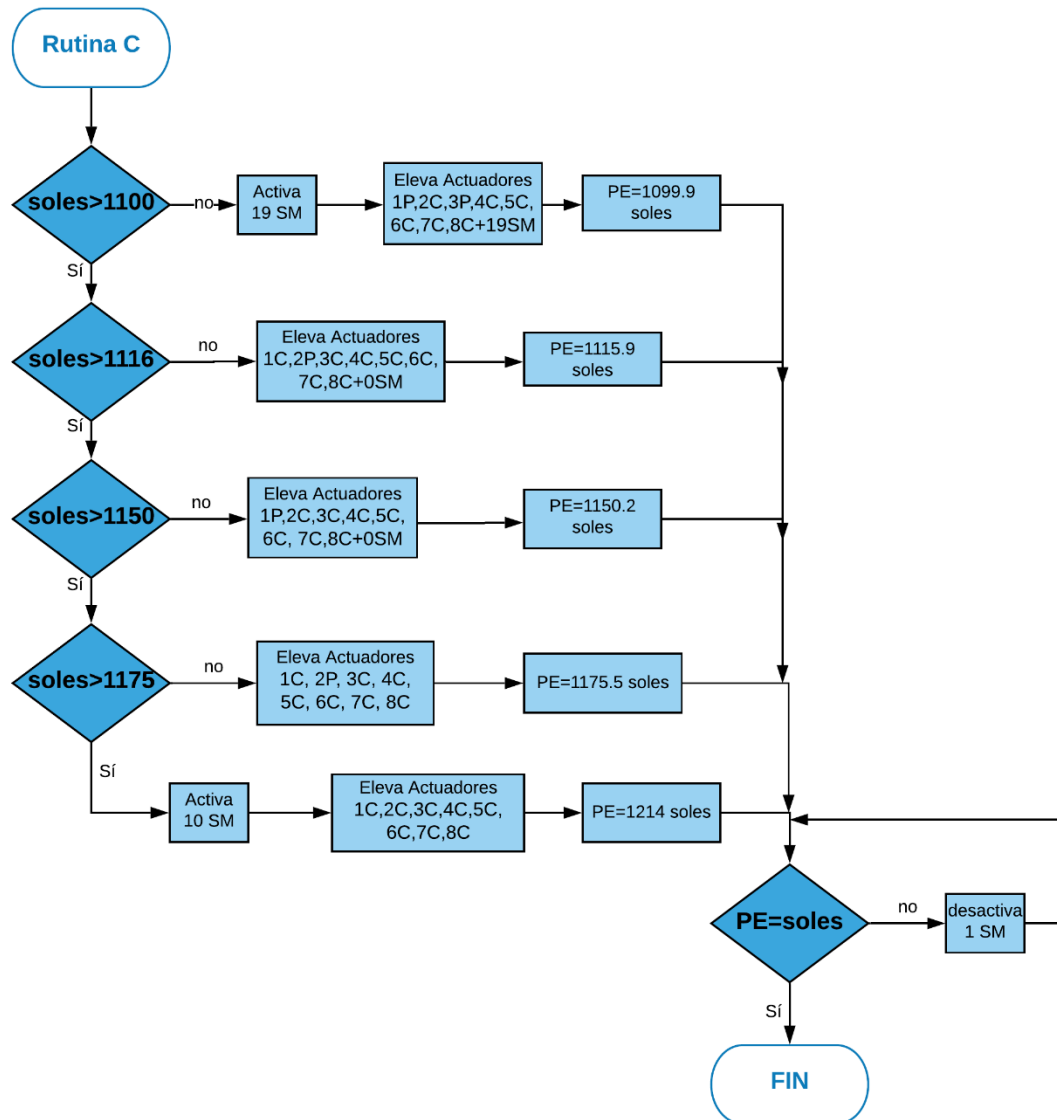
Apéndice C2

Diagrama de Flujo Rutina B para el control de potencia en el FRESNEL



Apéndice C3

Diagrama de Flujo Rutina C para el control de potencia en el FRESNEL



Apéndice D1

D1.1 Ciencia de Materiales

Cristalización de silicio policristalino

Desde principios de la década de 1980, el silicio policristalino ha sido investigado de manera exhaustiva para aplicaciones en transistores de capa delgada (TFTs por sus siglas en inglés), debido a su mayor movilidad en portadores, comparado con el silicio amorfo (a-SI). Particularmente el silicio policristalino es muy atractivo para los futuros displays de matrices de cristal líquido activo, ya que los TFTs de silicio policristalino, se puede aplicar no solo como elementos de conmutación de la matriz activa, sino también para los circuitos integrados. Una mejora importante en el desempeño del silicio policristalino para TFTs sucedió cuando se introdujeron las capas activas de silicio policristalino obtenidas mediante Cristalización de fase solida (SPC por sus siglas en inglés) de capas de a-SI depositadas por LPCVD.

Recientemente se ha obtenido una mejora al desempeño de los TFTs de silicio policristalinos mediante la introducción de un láser *Excimer*, mismas que se muestran en la figura D1.1, el láser *Excimer* es un tipo de laser ultravioleta ampliamente utilizado en fotolitografía y cirugía ocular.(Fortunato *et al.*, 2000).

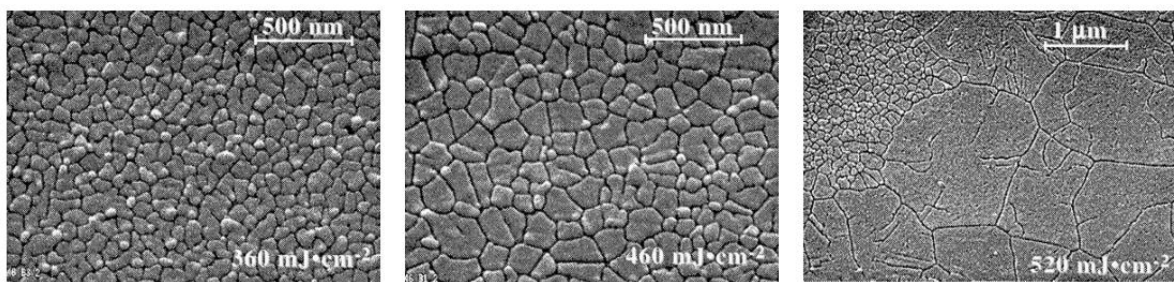


Figura D1.3. Micrografías SEM de capas de silicio policristalino cristalizado mediante laser a diferentes densidades de energía.

Esta cristalización se puede mejorar aún más mediante la técnica de crecimiento súper lateral (SLG, por sus siglas en inglés). Sin embargo, el SLG tiene una ventana de densidad de energía muy estrecha lo que lleva a tener grandes diferencias en los tamaños de grano

y su distribución. Las no-uniformidades estructurales inducen a grandes variaciones en los parámetros característicos de los dispositivos, resultando en una distribución inaceptable del desempeño de los dispositivos para la operación en circuitos, por lo tanto, un control preciso de la densidad energética y su distribución es obligatoria y necesaria. Estas características energéticas podrían ser puestas a prueba en el FRESNEL ya que cuenta con una distribución de flujo uniforme y altamente regulable. Siempre y cuando sea capaz de fundir completamente el área irradiada.

Por otro lado una patente de 1988 detalla la invención de un método para recristalizar obleas de silicio sobre sustratos aislados (SOI, por sus siglas en inglés) mediante pulsos cortos de luz uniforme (Marick, 1988), otra característica con la que cuenta El FRESNEL, al ser capaz de poner en foco y retirar la muestra a una alta velocidad. Incluso en la patente se comenta un estricto control en la temperatura y otras características como capas antireflajantes, todas características que se pueden monitorear (en el caso de la temperatura) y agregar por medio de filtros a la cámara receptora del FRESNEL (caso de capas antireflejantes).

Ahora parece que los láseres de bombeo solar, que son conducidos directamente por el sol, podrían en principio ayudar a resolver este problema. Al crear un medio altamente eficiente de convirtiendo la energía del sol en luz láser, tales láseres pueden resultar ser la pieza perdida en un nuevo rompecabezas de generación de energía, en última instancia, ayudando a proporcionar abundante cantidades de energía limpia. (Graham-Rowe, 2010)

Síntesis de Fullerenos

Un fullereno es una molécula compuesta por carbono que puede adoptar una forma geométrica que recuerda a una esfera, un elipsoide, un tubo (llamado nanotubo). Los fullerenos son similares al grafito, compuesto de hojas de anillos hexagonales enlazadas, pero conteniendo anillos pentagonales y a veces heptagonales, lo que impide que la hoja sea plana. Existen tres procesos para la síntesis de fullerenos a alta temperatura:

- 1) Ablación con láser (Kroto et al., 1985)
- 2) Arco eléctrico (Kr € atschmer et al., 1990)
- 3) Energía solar concentrada (Chibante et al., 1993; Fields et al., 1993; Laplaze et al., 1994).

Todos ellos se basan en la vaporización de un objetivo de grafito dentro de un gas inerte a presión reducida. Fields y col. (1993) utilizaron una instalación solar de 10kW, en el horno solar de NREL (Golden, Colorado). El objetivo era una varilla de grafito de 10 mm de diámetro colocada en una cámara a 65 hPa y un flujo de 3 l/min de argón. Dados los buenos resultados que obtuvieron con el argón, se realizó un estudio de escalamiento en el horno solar de Odeillo, mediante el modelado teórico y experimental con el fin de probar un reactor solar de 50 kW utilizando el horno solar CNRS de 1 MW. Este nuevo experimento incluía irradiar el objetivo con una densidad de flujo solar homogénea. De esta forma Flamant y col. (2004) demostraron que un reactor solar colocado en el foco del horno solar de 1 MW, y que utilizaba toda la potencia de la instalación, podía producir 80–150 g/h de hollín de carbono.

En el diseño de la figura D1.2 se observa que la radiación concentrada entra al reactor por medio de una venta hemisférica de cuarzo, que, si bien no se menciona en el artículo, se deduce que es el elemento óptico homogeneizador. Un experimento similar podría ser llevado a cabo en el FRESNEL, únicamente adaptando un intercambiador de calor a la cámara y muestras de grafito más pequeñas ya que las muestras usadas tenían una sección transversal de 6 y 8 cm de diámetro y el FRESNEL cuenta con un área homogénea de 4cm de ancho.

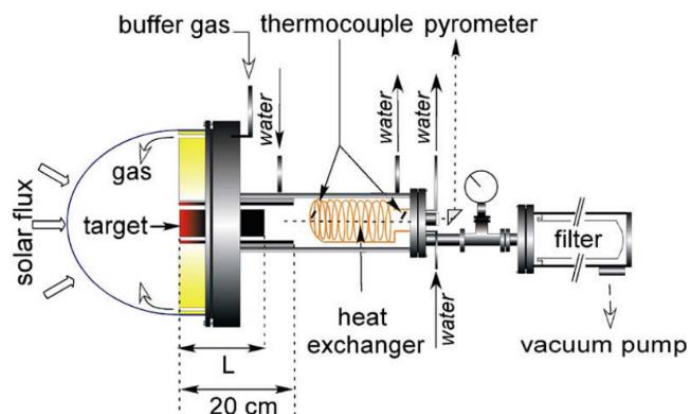


Figura D1.4. Instalación experimental de un dispositivo ubicado en el foco del horno solar en Odeillo de 1MW-CNRS. L es el largo del objetivo

Por otro lado los fullerenos sintetizados también pueden ser utilizados para la fabricación de celdas solares, en específico celdas multicapa de fullerenos poliméricos (Koster *et al.*, 2006). Los cuales es necesario estudiar y caracterizar en el FRESNEL ya que muestran un comportamiento atípico en la conversión de la energía solar. En las celdas

solares basadas en polímero / fullereno la corriente J_{sc} no escala exactamente de forma lineal con intensidad de luz (I). En cambio, se encuentra una relación de ley de potencia dada por $J_{sc} \propto I^\alpha$, donde α varía de 0.9 a 1. En varios informes, esta desviación de la unidad se atribuye a la aparición de recombinación biomolecular. Koster, demostró que la dependencia de la fotocorriente en las celdas solares de heterounión a se rige por la acumulación de carga espacial en el dispositivo.

Envejecimiento Acelerado

Las pruebas de envejecimiento acelerado suelen llevarse a cabo en intemperie, bajo condiciones controladas y en periodos de tiempo muy cortos. Los materiales son sometidos a trabajo bajo condiciones severas de calor, radiación solar, humedad, contaminación, etc. El FRESNEL puede arrojar mediante estos ensayos información muy valiosa a los equipos de investigación, nacionales e internaciones, así como a ingenieros de calidad y producción, para localizar puntos débiles, estudiar nuevas formulaciones e incrementar la calidad de los productos y garantizar las funciones y tiempos de vida esperados.

Envejecimiento acelerado en Plantas Termosolares

El FRESNEL puede evidenciar el comportamiento de los materiales que se exponen a altas intensidades de radiación en el tiempo, ya que este suele ser desconocido y muchos de ellos son piezas claves en plantas termosolares, principalmente como receptores, por lo que es de vital importancia conocer la durabilidad de estos materiales desarrollando pruebas de envejecimiento acelerado.

Uno de los elementos más críticos en las centrales eléctricas de CSP es el receptor. Este, se encuentra expuesto a flujos de radiación solar altamente concentrados y altas temperaturas, que se sabe que son los principales factores de envejecimiento. Además, la alternancia de día y noche y los posibles períodos nublados pueden generar brutales variaciones del flujo radiativo que causan choques térmicos a los materiales absorbentes. Aunque se desarrollen materiales específicos para cumplir con los requisitos de resistencia y eficiencia de los receptores solares, su rendimiento térmico disminuye gradualmente hasta un tiempo de falla. Por lo que las pruebas de envejecimiento acelerado podrían llevarnos a entender como estimar la durabilidad de una planta termosolar en específico, o extender el tiempo de vida de instalaciones previas, sustituyendo de manera oportuna los componentes próximos a concluir su vida útil,

minimizando los tiempos de paro de la planta y costos relacionados al mantenimiento o reparación.

El envejecimiento generalmente se refiere a la degradación de las habilidades dadas sobre un cierto periodo de tiempo. Para los absorbentes solares, las capacidades más esenciales son la absorción de la radiación solar y la transferencia de calor a un fluido de transferencia de calor. Además, debe garantizarse la integridad mecánica de los materiales. Los absorbedores generalmente están hechos de materiales cerámicos o metálicos. Las cerámicas son materiales frágiles y pueden romperse en una etapa temprana de su vida útil (falla catastrófica). En consecuencia, su resistencia mecánica es un criterio de envejecimiento importante a tener en cuenta. Por otro lado, se supone que los materiales metálicos son lo suficientemente tensos como para suponer que no ocurrirán fallas catastróficas. Es por esto por lo que, solo el rendimiento térmico se tiene en cuenta como criterio de envejecimiento en este caso particular. Por lo tanto, el envejecimiento puede definirse como la evolución del rendimiento térmico de un material debido a la evolución de sus propiedades geométricas y termofísicas a lo largo del tiempo.(Antoine Boubault *et al.*, 2014)

En Odeillo, Francia se encuentra una instalación para el envejecimiento acelerado (SAAF, por sus siglas en inglés) que se muestra en la figura D1.3, las muestras en dichas facilidades son tratadas bajo flujos uniformes de irradiancia durante un tiempo determinado (condiciones que pueden ser fácilmente replicadas con el instrumento *FRESNEL*). Este flujo uniforme se obtiene mediante la homogeneización del flujo concentrado por la parábola o primer elemento óptico, que se muestra en la figura D1.3, para lo cual utilizan un caleidoscopio como homogenizador. Esta instalación es similar a los experimentos realizados en el HOSIER con los caleidoscopios de área transversal cuadrada.

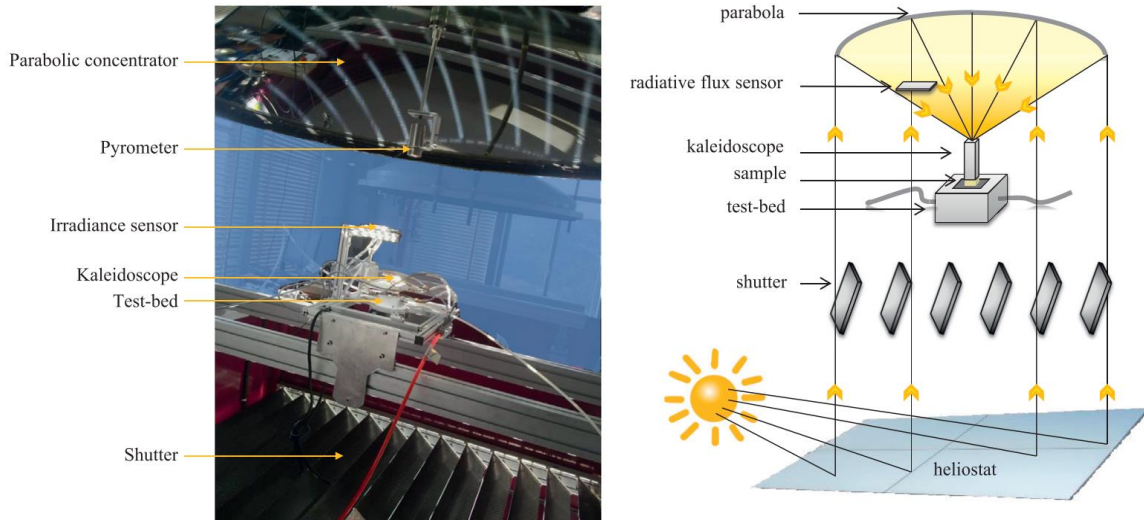


Figura D1.5. Laboratorio de envejecimiento solar acelerado (SAAF) Solar

En la figura D1.4 se muestran pruebas de envejecimiento acelerado llevadas a cabo en el SAAF utilizando datos de un experimento reportado en (A. Boubault *et al.*, 2014), para una capa de pintura sometida a intensidades de flujo de ϕ_i ($52 \text{ kW}/\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$, $104 \text{ kW}/\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$, $173 \text{ kW}/\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$, $346 \text{ kW}/\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$, and $692 \text{ kW}/\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$) a dos tiempos de exposición t (1000 s and 3000 s).

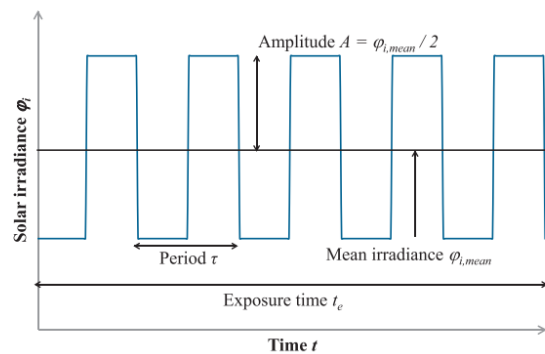
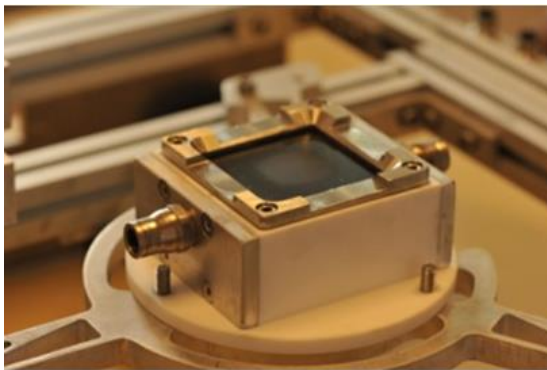


Figura D1.6. Cámara de pruebas cerámica con muestra. Parámetros característicos del tratamiento para envejecimiento solar.

Los resultados arrojados por la caracterización de las muestras tratadas con energía solar arrojaron que la absorción solar normal y la efusividad térmica son las propiedades más afectadas. Esto en parte, debido a que el tratamiento térmico de vitrificación que se realizó en las muestras antes de los tratamientos de envejecimiento fue incompleto. Consecuentemente, las nuevas recomendaciones sobre el proceso de vitrificación que

recientemente ha proporcionado el fabricante de pinturas (LA-CO) y la literatura aconsejan extender la duración del proceso de calentamiento.

Envejecimiento acelerado en materiales fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos son sometidos a pruebas de envejecimiento acelerado, con el fin de predecir como 20-30 años de uso y exposición a las inclemencias del tiempo afectaran su rendimiento. Estas pruebas también se usan para calificar los módulos, según las normas IEC 61215, UL 1703 y IEEE 1262.

Uno de los puntos más importantes a evaluar para un módulo que se somete a pruebas de envejecimiento acelerado, es el encapsulante transparente, mejor conocido como EVA (ethyl vinyl acetato), el cual bajo condiciones de UV solía tornarse amarillo o café, esto antes de 1990. Dicha situación aumentaba su absorptividad con el tiempo reduciendo la eficiencia del módulo. Diversos esfuerzos se han llevado a cabo para reducir la degradación de estos materiales, agregando antioxidantes y protectores de UV. Sin embargo, no solo la radiación UV afecta la vida útil de este material protector, también lo hace la humedad, debilitando su fijación a la celda.

El coeficiente de absorción de tres siliconas y EVA fueron medidas por (Mcintosh *et al.*, 2009) y se muestran en la figura D1.5, en la imagen se ven los resultados después de la exposición a tres pruebas de envejecimiento acelerado:

- 1) 2000 horas bajo exposición a la lámpara de arco Xe a temperatura ambiente
- 2) 1200 horas a 85% de humedad relativa y 85°C
- 3) seis meses en el punto focal de un concentrador lineal de 30X.

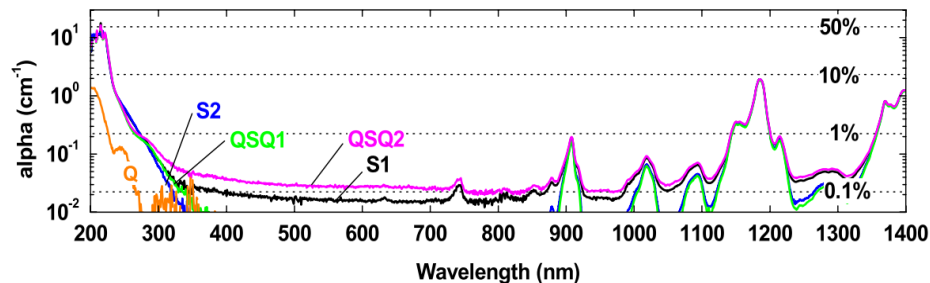


Figura D1.7. Coeficientes de absorción $\alpha(\lambda)$ determinados a partir de una pieza de cuarzo (Q), dos muestras de silicio 201 (FS1 & FS2), y dos cuarzos-201-cuarzo en sandwiches (QSQ1 and QSQ2). Las líneas punteadas muestran la fracción de luz que sería absorbida con 0.45mm de encapsulante, el grosor típico del EVA.

La primera exposición satisfizo la prueba de acondicionamiento UV de IEC pero con las muestras a temperatura ambiente en lugar de a 60°C (temperatura aproximada de la prueba IEC), la segunda satisfizo la prueba de calor húmedo del IEEE y el componente de calor húmedo de la humedad de UL e IEC pruebas de congelación, y la tercera es una prueba rigurosa pero no convencional disponible en la Universidad Nacional de Australia. Actualmente el Instituto de Energías Renovables, cuenta con laboratorios para llevar a cabo todas estas pruebas en interior y con luz artificial, sin embargo para las pruebas a intemperie no se tenía ningún equipo con la distribución de irradiancia controlada y uniforme para caracterizar muestras de encapsulantes, ya que como se comenta en (Veras, 1981) la exposición de estos materiales bajo radiación solar concentrada de manera uniforme, puede determinar las características de durabilidad a largo plazo, es por ello que el *FRESNEL* se vuelve una herramienta indispensable para la realización de pruebas de envejecimiento al exterior, en materiales usados en fotovoltaicos.

D1.2 Termoquímica Solar

Revestimientos Solares

El revestimiento solar consiste en fundir el polvo de acero inoxidable AISI 316 bajo un haz de energía solar concentrada, seguido de una rápida solidificación. Se realiza un proceso de escaneo continuo moviendo la muestra a velocidad controlada, de acuerdo con la irradiación solar directa. (Ferriere *et al.*, 2006) Esto tiene el fin de calentar la superficie de manera homogénea y bien distribuida, una de las principales características del FRESNEL-CFV

El área de oportunidad que señala Ferriere al revestir de acero inoxidable el acero al carbón, trae una solución ideal al problema de la elaboración de un material que combine altos niveles de propiedades mecánicas y buena resistencia a la corrosión. La dilución del recubrimiento en el material base debe permanecer tan baja como sea posible en aras de que este conserve sus propiedades iniciales de capa. En el documento Ferriere declara que la innovación consiste precisamente en sustituir el láser utilizado convencionalmente, por un haz de energía solar altamente concentrado, pero para conseguir una distribución homogénea de la temperatura deben mover constantemente la muestra, dicha situación podría evitarse si toda el área de la muestra recibiese la misma cantidad de energía en

cada punto de su superficie (si sustituyeran su fuente por una fuente concentradora anidólica). El procesamiento solar se lleva a cabo en un horno solar a pequeña escala de CNRS en Odeillo, Francia. Los experimentos se llevan a cabo al vacío, bajo una densidad de flujo promedio de $13400 \text{ kW}\cdot\text{m}^{-2}$.

Otro punto a favor del proceso y de la innovación es que el factor de absorción de metales en la banda de longitud de onda de la radiación solar ($0.3\text{--}5 \mu\text{m}$) es generalmente mayor que su factor de absorción en la longitud de onda del láser de CO_2 ($10.6 \mu\text{m}$). Por lo que la eficiencia general de los hornos solares es del 70%, mientras que solo es del 2% para las fuentes láser, y los costos de capital típicos para instalaciones en el rango de potencia 1-50 kWth son 1.5 € / Wth para hornos solares y 100 € / Wth para fuentes láser (Flamant et al., 1999).

Como se comentó anteriormente el concentrador del CNRS es de 2 m de diámetro y logra una concentración máxima de 16,000 soles con una distribución del flujo gaussiana. El factor de concentración pico lo tuvieron que reducir en un 15% de 16,000 en el plano focal a 13,600 en el plano considerado. En este plano la radiación se distribuye relativamente de manera uniforme en el ancho de la tira (6 mm). Las muestras se mueven bajo el haz solar con una velocidad controlada.

El propósito fue fundir la cantidad total de polvo a una temperatura uniforme para obtener recubrimientos homogéneos y adhesivos. Cuando el polvo pasa por debajo del haz solar concentrado, se calienta progresivamente hasta la temperatura de fusión. La capa fundida se enfría rápidamente y se solidifica mientras el haz de luz solar avanza hacia adelante y funde sucesivamente todo el polvo. Este proceso da como resultado una tira continúa recubierta sobre la superficie del sustrato, los mejores resultados se observan a velocidades de 1.8 mm/s como se muestra en la figura 5.6.

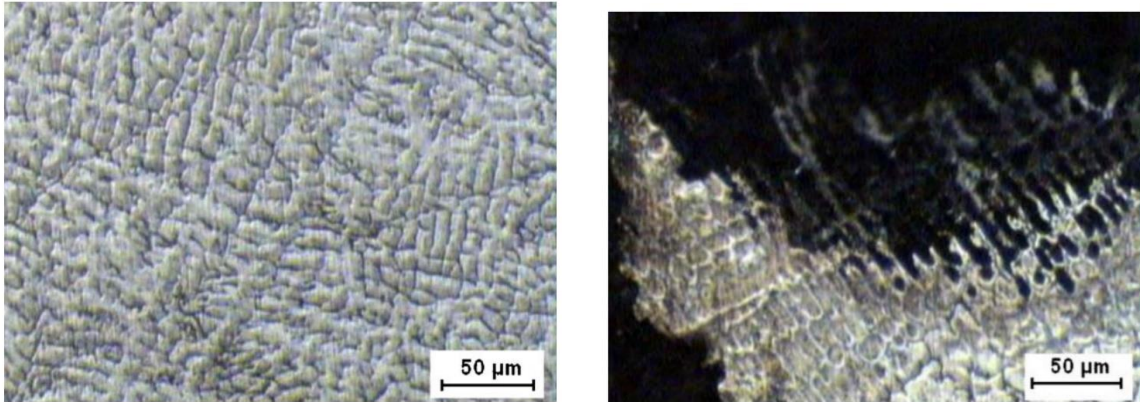


Figura D1.8. a) Microestructura de la capa obtenida a una velocidad de 1.8mm/s (austenita+ δ -ferrita). b) Superficie de la capa (austenita+ δ -ferrita) después del ataque electroquímico

D1.3. Tecnología de torre Central

Optimización de la distribución de la absorción solar en el receptor

Uno de los primeros problemas que se tienen en una planta termosolar de torre central y que podrían ser caracterizados mediante el FRESNEL-CFV, se presenta cuando al irradiar un receptor, la alta temperatura localizada acelera la oxidación y degradación del recubrimiento (como se vio en el apartado de pruebas de envejecimiento acelerado). Esto se debe a que muy pocos óxidos y carburos pueden mantenerse estables en el aire cuando la temperatura de este es superior a 400°C. También se ha observado que la temperatura local al interior del receptor puede superar los 569°C, que es mucho más alta que el límite del recubrimiento. El segundo es que un gran gradiente de temperatura conduciría a un gran estrés térmico que daría lugar a una distorsión y daños indeseables en el receptor. (He et al., 2019).

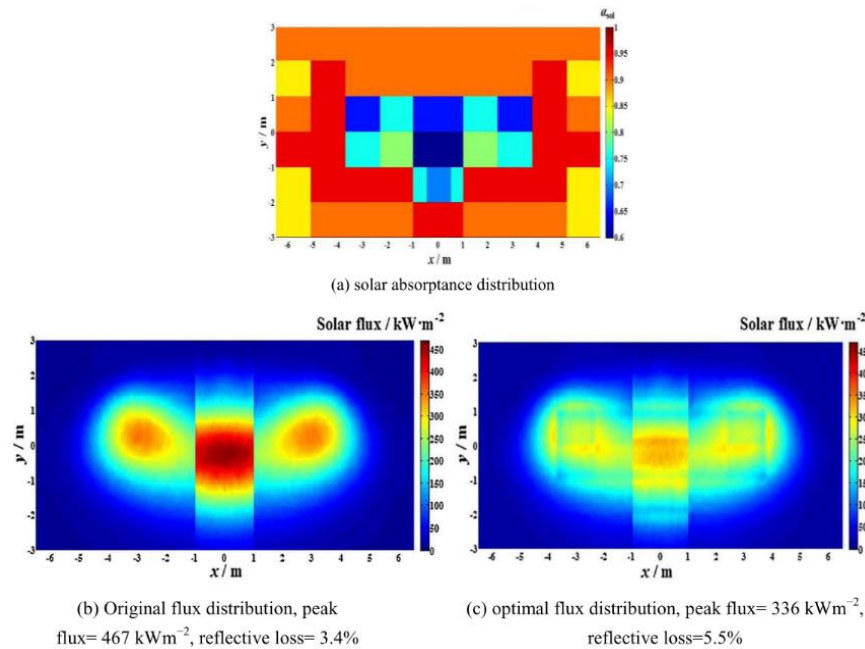


Figura D1.9. Distribución de la absorptancia y flujos radiativos optimizados utilizando la estrategia de alineación de un solo punto en el medio día del equinoccio de verano.

El estudio de (Wang *et al.*, 2017) intento homogeneizar el flujo radiativo mientras trataba de mantener las pérdidas ópticas lo más bajas posibles. La figura D1.7 (a) muestra que la distribución de absorptancia óptima es aproximadamente la opuesta a su distribución de flujo. La absorptancia es relativamente baja en las regiones donde el flujo original es relativamente alto y viceversa

Estrategia de Alineación multipunto

El flujo óptimo se muestra en la figura D1.8, y se ve que el flujo solar máximo disminuye 10 veces en comparación con la distribución del flujo utilizando el método de alineación de un solo punto en la figura D1.8. Yu et al. desarrolló un modelo de alineación multipunto utilizando el método metaheurístico TABU para la planta DAHAN, y se descubrió que la distribución del flujo solar estaba optimizada con éxito. Usando el algoritmo genético de clasificación no dominado, Wang y He et al también realizaron la optimización de objetivos múltiples de la estrategia de alineación para el SPT con un receptor de cavidad

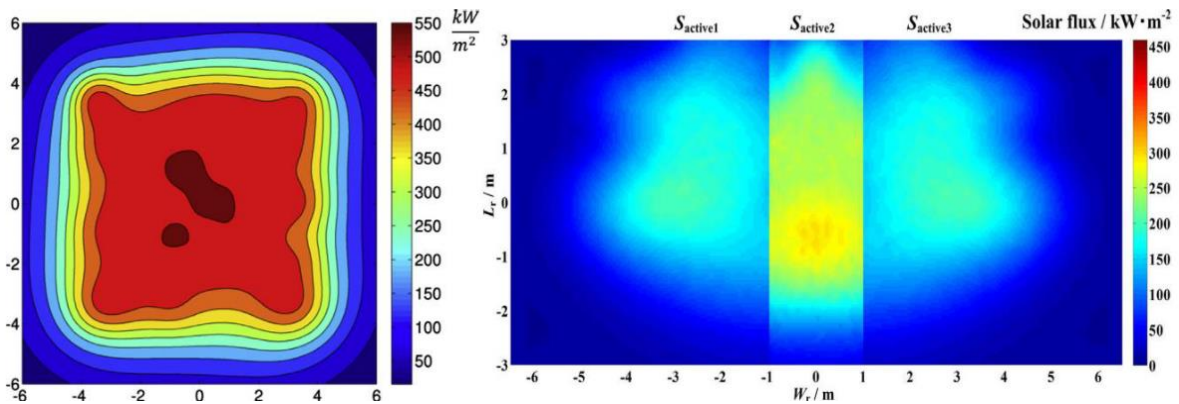


Figura D1.10. Distribución óptima del flujo de radiación solar en la apertura de una cavidad usando la estrategia multi alineación, b) Distribución del flujo de radiación solar usando la estrategia de alineación multi punto.

Comparado con el flujo original usando la estrategia de un punto en la Fig. D1.8 (a), se encuentra que la distribución del flujo es homogeneizada por la estrategia de alineación multipunto, obviamente, el flujo máximo puede reducirse de $467\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}$ a $280\text{kW}\cdot\text{m}^{-2}$. Pero como también es obvio la distribución de flujo que resulta óptima para este tipo de receptores de torre central es precisamente la que el *FRESNEL* es capaz de producir (aunque un área mucho más pequeña). Por lo que es posible estudiar si es conveniente el uso de la estrategia de alineación multipunto para las eficiencias ópticas a escala, sino fuese el caso, podría intentarse con una alineación del tipo frente óptimo de Pareto, así como las mejores estrategias de alineación al medio día solar, considerando las simetrías en este y oeste.

Almacenamiento térmico (Sales Fundidas)

En este apartado cabe hacer mención al proyecto Demostrativo de energía Solar Concentrada de Potencia sobre demanda (CSPonD2, por sus siglas en ingles), no solo por su gran similitud con el *FRESNEL* como se observa e la figura D1.9, sino por su concepto innovador en cuanto a la disposición de su tanque de almacenamiento térmico de sales fundidas, el cual consiste en un solo tanque como receptor volumétrico ubicado en el punto focal de una instalación de torre central tipo “beam down” (haz descendente). Debido al pequeño ángulo que forma el reflector central del sistema óptico “beam down” y dada la naturaleza de las propiedades abortivas del receptor, se utilizan diferentes tipos de reconcentradores tales como un concentrador parabólico compuesto (CPC) y también otros más podríamos llamarlos Homogeneizadores (aunque en el artículo no se manejen

con ese nombre), para guiar la radiación a una ventana que aísla las pérdidas convectivas del receptor volumétrico con el ambiente. Si quisiéramos replicar dicho experimento con el *FRESNEL* tendríamos una mejor distribución radiativa incluso sin los últimos elementos ópticos mencionados, y aunque a escala, tendríamos un mayor número de “heliostatos”.

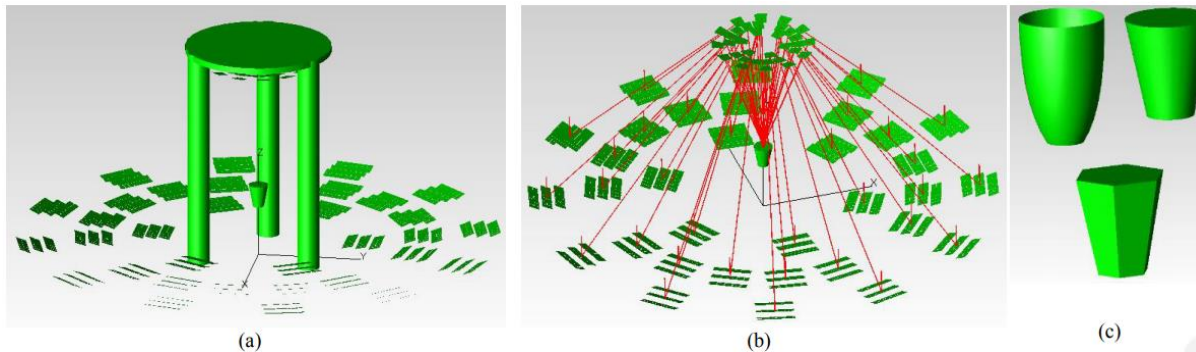


Figura D1.11. Modelos BDOE (a) superficies opacas y reflectivas; (b) únicamente superficies reflectivas; (c) CPC, cono y faceta cono

En las simulaciones ópticas que realizaron los autores, se hace evidente que, dada una energía solar incidente en la apertura del tanque, un diseño de concentrador final cónico produce una distribución de flujo más uniforme con una mejor alineación axial (menor componente horizontal promedio) de rayos en su salida en comparación con un CPC de revolución convencional.

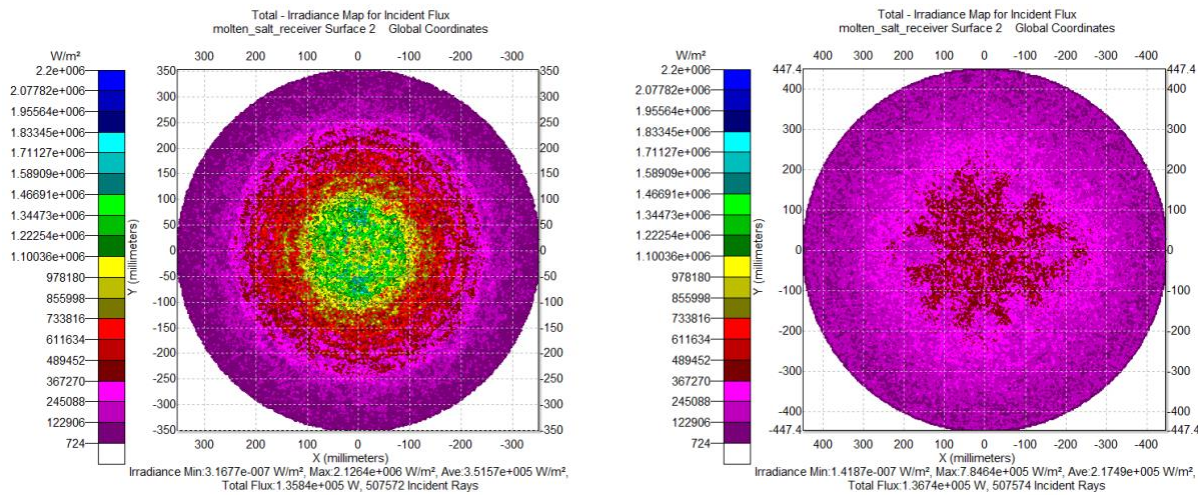


Figura D1.12. Mapas de flujo de apertura de salida al mediodía del 21 de junio para dos elementos ópticos finales: CPC a la izquierda y FOE cónico a la derecha

Para maximizar la eficiencia térmica del tanque, los autores realizaron una investigación exhaustiva, comenzando con mediciones de la emisividad de sales fundidas, para determinar el radio de salida del cono / apertura del tanque y el cono altura que logra la máxima eficiencia del sistema con un rango de temperatura de trabajo de sales fundidas de 250-550 ° C.

Las simulaciones ópticas mostradas en la figura D1.10, revelaron que un diseño cónico para el elemento óptico final (FOE, por sus siglas en inglés) es la mejor opción en términos de distribución de flujo uniformidad y más distribución angular cuasi axial de los rayos que ingresan al tanque de sal fundida (Grange et al., 2015). Estas características reducen el potencial de cambios en la química de la sal debido a los puntos calientes y reducir la radiación reflejada en la superficie de la sal fundida. El rendimiento térmico del tanque depende en gran medida de la emisividad de sal a 550 °C, el cual el autor comenta que no está disponible en la literatura. Los experimentos que se podrían hacer con el FRESNEL proporcionarían estos datos y permitirían un mejor diseño en el futuro de este tipo de sistemas, sin la inversión que puede representar una planta piloto con todos los heliostatos que conlleva.

D1.4. Termofotovoltaicos

Un Sistema Solar Termofotovoltaico (STPV) utiliza un sistema óptico de concentración de radiación solar para calentar un receptor, dicho receptor posteriormente es utilizado como un emisor de radiación en infrarrojo y esta radiación luego es convertida en electricidad por medio de una celda fotovoltaica con una brecha de energía especialmente diseñada para absorber el espectro de radiación en longitudes de onda del infrarrojo. En la figura D1.11a se muestra un esquema que describe el principio básico de estos sistemas.

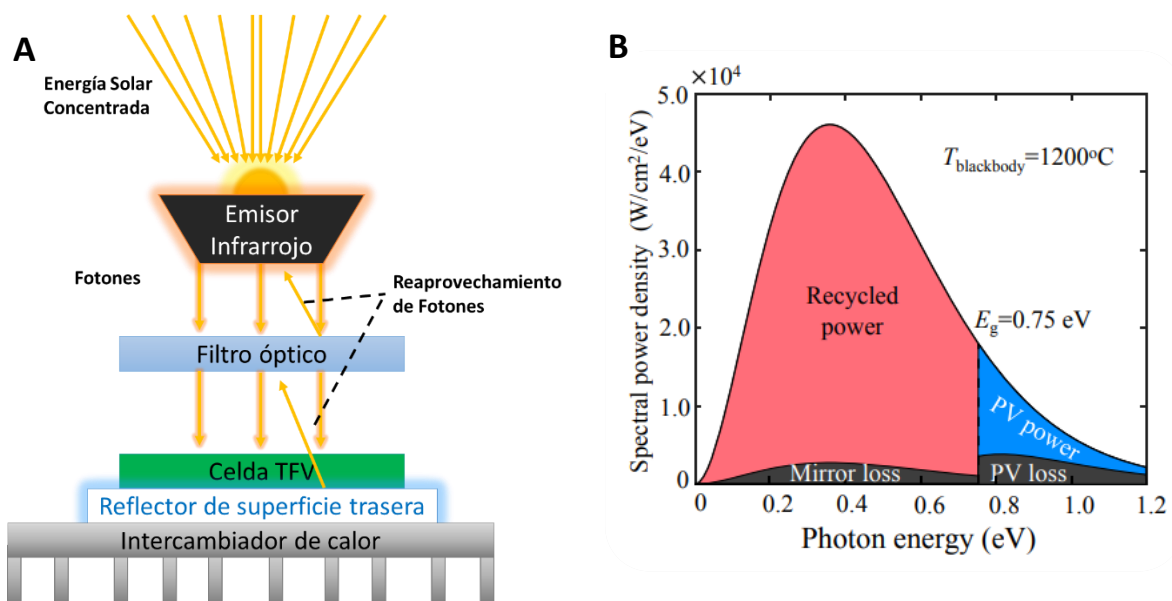


Figura D1.13. A) Esquema básico de un sistema TFV, mostrando los elementos que permiten la recirculación de fotones. B) Aprovechamiento ideal del espectro de una celda TFV

Las celdas termofotovoltaicas son fabricadas con semiconductores de un ancho de banda prohibida más reducido que el de las celdas solares convencionales para absorber la radiación del cercano infrarrojo como e muestra en la figura D1.11b, los materiales semiconductores de los que están hechas las celdas fotovoltaicas para este tipo de aplicaciones son el antimonio de galio (GaSb), semiconductor III-V con una brecha de energía directa de 0.72 eV a 300 K y puede extender su respuesta espectral hasta 1,75 μm , o el germanio (Ge), de brecha indirecta de 0.66 eV con una respuesta espectral de hasta

1,86 μm (Martin et al. 2014). El material que se suele utilizar para el emisor es el grafito por su alta absorptancia y con valores de emisividad de $\epsilon \approx 0.91$.

En la evaluación de este tipo de dispositivos es necesario calibrar el emisor a una temperatura de 1,085°C mediante incrementos pequeños de la corriente suministrada a una resistencia. Este tipo de pruebas podrían ser mucho más recomendable hacerlas en campo, siempre que se tengan todas las variables controladas con a y con un dispositivo con el control que permitiera esos cambios graduales de temperatura, como el FRESNEL.

La tecnología termofotovoltaica aunque parezca innovadora, ciertamente se ha venido desarrollando desde 1970 y su resurgimiento actual está relacionado principalmente al incremento significativo que tuvo la eficiencia de la tecnología fotovoltaica en general, así como los avances en las ciencias de los materiales. Gracias a estos desarrollos y múltiples innovaciones, nuevas publicaciones de dispositivos termofotovoltaicos reportan eficiencias de conversión cercanas al 30% como se observa en la figura D1.12. (Omair et al. 2019)

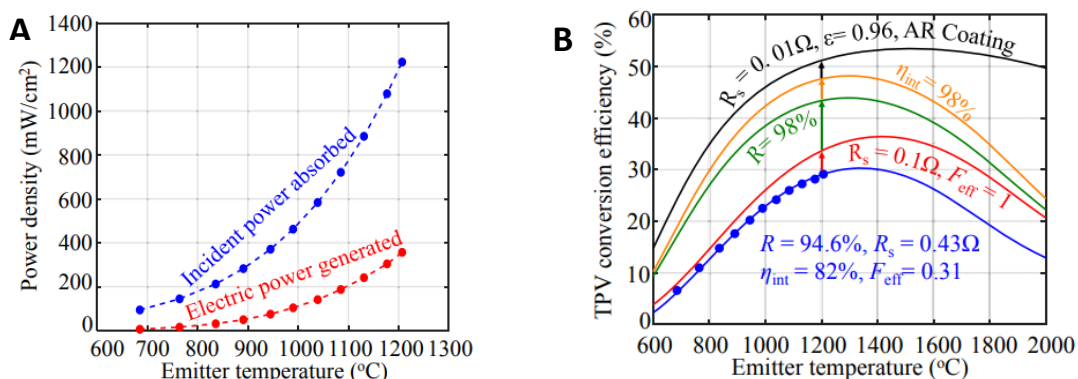


Figura D1.14. Graficas de temperatura de emisor contra A) Densidad de potencia incidente y potencia generada. B) Eficiencia de conversión TFV. (Omair et al. 2019)

Anexos

Anexo 1

Hoja de especificaciones de los espejos del POE

Product Specification Sheet



Guardian UltraMirror®

Copper-Free Mirror



Guardian uses advanced technologies to manufacture beautifully reflective mirrors that have proven to be durable and long lasting. Guardian also produces copper-free mirrors using a patented process. Guardian UltraMirror copper-free mirrors have outstanding technical properties, exceeding industry standards. UltraMirror™ is proven to be superior to conventional mirrors in accelerated tests including: CASS (copper accelerated salt spray), humidity, salt fog, ferric chloride and ammonia tests.

CARE & MAINTENANCE

Clean with a soft, grit-free cloth using warm water. Do not use any acid, alkali or ammonia cleaners. Do not allow the mirror edges to remain wet. Good ventilation will keep mirrors from "sweating" and potentially creating condensation. The guidance of the National Glass Association should be followed.

- FB06 *Proper Procedures for Cleaning Flat Glass Mirrors*
- FB22 *Proper Procedures for Fabrication of Flat Glass Mirrors*
- FB30 *Proper Procedures for Receiving, Storage and Transportation of Flat Glass Mirrors*
- MD03 *Installation Techniques Designed to Prolong Life of Flat Glass Mirrors*

TECHNICAL COMPLIANCE

Guardian's float glass lines produce input for mirror production that is Q1 quality per ASTM C1036 - Standard Specification for Flat Glass. Guardian mirrors comply with the following standards:

- ASTM C-1503 *Silvered Flat Glass Mirrors*
- ANSI Z97.1 *Safety Glazing Materials*
- CPSC 16 CFR 1201 *Architectural Safety Glazing Materials*

WARRANTY

Guardian's UltraMirror product is covered by a limited, written warranty 10 year providing that, subject to exclusions and exceptions, the product will not contain manufacturing defects resulting in discoloration, black spots, or clouding of the silver film that materially obstructs the mirror image in the vision area for ten (10) years from the date of original Product shipment by Guardian.

