

# Universidad Autónoma de Baja California



## Instituto de Ingeniería de Mexicali



INSTITUTO DE INGENIERÍA  
Universidad Autónoma de Baja California  
EXCELENCIA E INNOVACIÓN EN INGENIERÍA

**“Estudio y diseño de un sistema híbrido de colector cilindro parabólico y celdas Peltier con seguimiento solar inteligente para la generación de energía térmica y eléctrica”**

**Tesis para obtener el grado de:**

Maestría en ingeniería

**Presenta:**

Ing. José Daniel Gámez Avilez

**Director de tesis:**

Dr. Saúl Islas Pereda

**Codirector de tesis:**

Dr. Jesús Armando Aguilar Jiménez

**Mexicali B.C a junio del 2025**

---

## Dedicatoria

*Con el más profundo amor y gratitud, dedico esta tesis a mis padres, quienes me han enseñado con su ejemplo el valor del esfuerzo, la perseverancia y la humildad. Su apoyo incondicional, comprensión y amor han sido mi fortaleza en cada desafío y mi inspiración en cada logro. A mi hermano, por estar siempre presente y ser comprensivo. A mis maestros por darme ánimo y respaldo en los momentos más significativos de mi desarrollo personal y académico, siendo un pilar fundamental en mi vida. También extendo esta dedicatoria a mis amigos y compañeros, quienes con su confianza, afecto y palabras de aliento hicieron más llevadero este largo trayecto hacia un nivel académico superior. Cada uno de ustedes ha dejado una huella imborrable en este escalón que hoy culmina con este trabajo.*

---

# Agradecimientos

## **Dr. Nicolás Velázquez Limón**

Investigador y director del centro de estudios de las energías renovables (CEENER) del Instituto de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Baja California, persona que me permitió trabajar y desarrollarme dándome retos día con día dentro y fuera de clase.

## **Dr. Saúl Islas Pereda**

Investigador del centro de estudios de las energías renovables (CEENER), apreciable maestro, director de tesis y amigo que me brindó la oportunidad de desarrollarme académicamente además de ayudarme en mi desarrollo personal brindándome herramientas y reflexiones que fueron de gran utilidad en momentos de adversidad.

## **Dr. Jesús Armando Aguilar Jiménez**

Apreciable codirector de este trabajo, quien me brindó su tiempo y conocimiento durante mi investigación, fue un pilar fundamental puesto que sus ideas y experiencia me ayudaron a realizar una investigación más profunda para este nuevo sistema.

## **Mtro. Juan Ríos Arreola**

Apreciable maestro que me brindó su tiempo y conocimiento durante mi investigación, por mostrarme nuevas formas de llevar a cabo mis proyectos profesionales, personales y brindándome siempre una perspectiva clara y real de la vida.

## **A mis compañeros y amigos Naomi Akane Saguchi Pérez de Alva y Luis Antonio López Martínez**

Por ser mi soporte académico y emocional durante todo el tiempo de investigación y trabajo. Por ser mis cómplices durante este corto trayecto de mi vida en donde gracias a ellos pude ver otras perspectivas mientras mutuamente crecíamos en el aspecto académico y personal.

## **Universidad Autónoma de Baja California**

Por todas las facilidades brindadas en diversos aspectos durante mi formación académica y personal, ya que me brindó las oportunidades de participar en un gran número de actividades donde pude aprender herramientas tanto administrativas como académicas.

## **CONAHCYT/SECIHTI**

Agradezco sinceramente al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) ahora Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación (SECIHTI) por el apoyo brindado a través de la beca otorgada durante mi formación de maestría. Su contribución fue fundamental para alcanzar este logro académico, permitiéndome dedicarme plenamente a mi investigación y desarrollo profesional.

---

## Resumen

Esta investigación aborda el análisis de tecnologías como lo es el colector cilindro parabólico (CCP) el cual tiene un escaso desarrollo tecnológico para aplicaciones a pequeña escala, debido a sus limitaciones técnicas y económicas, como la complejidad en la manufactura de absorbedores cilíndricos y no cilíndricos. Para superar estas barreras, se propuso un sistema híbrido que integra un CCP con absorbedor rectangular modificado y módulos termoeléctricos de tipo celdas Peltier (TEC-12706), tecnología que cuenta con áreas de oportunidad en materia de eficiencia energética, combinando así la generación térmica convencional con la conversión directa de calor a electricidad. El estudio exploró el uso de estos módulos termoeléctricos la cual se considera tecnología de frontera con aplicaciones emergentes en energía descentralizada y enfriamiento en entornos extremos, bajo un enfoque de cogeneración.

Se desarrolló un absorbedor no convencional, de forma rectangular, con disposición de 24 celdas Peltier, acoplado a un colector de geometría cilindro-parabólica. Para predecir el comportamiento del sistema, se implementó un modelo matemático térmico-eléctrico, validado experimentalmente mediante un banco de pruebas con control de flujo de calor el cual obtuvo una precisión del  $\pm 5\%$ . Adicionalmente, se diseñó un simulador computacional que permitió evaluar el rendimiento bajo distintas condiciones ambientales y operativas. Los resultados demostraron que, en condiciones estándar de irradiación ( $1000 \text{ W/m}^2$ ), temperatura ambiente ( $25^\circ\text{C}$ ) y temperatura de entrada del fluido ( $25^\circ\text{C}$ ), y sin velocidad de viento, el sistema híbrido alcanzó una potencia eléctrica máxima de  $6.8 \text{ W}$  con un diferencial térmico de  $38^\circ\text{C}$  entre las superficies de las celdas Peltier y el fluido. En modo de calentamiento de agua, el absorbedor modificado logró incrementos de temperatura superiores a  $6^\circ\text{C}$  en el fluido caloportador, comparable a sistemas CCP tradicionales de similar área de captación ( $1\text{m}^2$ ). La innovación central radica en la metodología de hibridación entre tecnologías maduras y emergentes: mientras el CCP aporta eficiencia en captación térmica, los módulos TEC permiten generar electricidad sin partes móviles, reduciendo costos de mantenimiento. El enfoque híbrido propuesto alcanza una eficiencia global del  $73.38\%$ , resultado de la integración de una eficiencia térmica del  $72.71\%$  y una eficiencia termoeléctrica de  $0.9267\%$ . Además de su desempeño energético, el sistema presenta un alto potencial de escalabilidad, lo que lo hace adecuado para aplicaciones en entornos rurales o industriales donde la cogeneración resulta esencial.

---

## Abstract

This research addresses the analysis of technologies such as the parabolic trough collector (PTC), which has seen limited technological development for small-scale applications due to technical and economic constraints—primarily the complexity involved in manufacturing cylindrical and non-cylindrical absorbers. To overcome these barriers, a hybrid system was proposed, integrating a PTC with a modified rectangular absorber and thermoelectric modules of the Peltier cell type (TEC-12706), a technology with opportunities for improvement in energy efficiency. This approach combines conventional thermal energy generation with direct heat-to-electricity conversion.

A non-conventional rectangular absorber was developed, incorporating 24 Peltier cells and coupled to a parabolic trough collector. To predict system behavior, a thermal-electrical mathematical model was implemented and experimentally validated using a test bench with controlled heat flow, achieving a precision of  $\pm 5\%$ . Additionally, a computational simulator was developed to evaluate system performance under various environmental and operational conditions.

The results showed that under standard conditions (irradiance of  $1000 \text{ W/m}^2$ , ambient temperature of  $25^\circ\text{C}$ , fluid inlet temperature of  $25^\circ\text{C}$ , and no wind), the hybrid system achieved a maximum electrical output of  $6.8 \text{ W}$ , with a thermal gradient of  $38^\circ\text{C}$  between the Peltier cell surfaces and the working fluid. In water-heating mode, the modified absorber produced temperature increases of more than  $6^\circ\text{C}$  in the heat transfer fluid, comparable to traditional PTC systems of similar aperture area ( $1 \text{ m}^2$ ).

The core innovation lies in the hybridization methodology between mature and emerging technologies: while the PTC ensures high thermal collection efficiency, the TEC modules enable electricity generation without moving parts, reducing maintenance costs. The proposed hybrid system achieved a global efficiency of  $73.38\%$ , resulting from the integration of a thermal efficiency of  $72.71\%$  and a thermoelectric efficiency of  $0.9267\%$ . Beyond its energy performance, the system presents high scalability potential, making it suitable for applications in rural or industrial environments where cogeneration is essential.

---

# Contenidos

Dedicatoria .....	2
Agradecimientos.....	3
Resumen .....	4
Abstract.....	5
Contenidos.....	6
Índice de figuras .....	8
Índice de tablas .....	10
Nomenclatura .....	11
Capítulo 1. Introducción .....	14
1.1    Introducción .....	14
1.2    Problemática y justificación .....	15
1.3    Antecedentes .....	18
1.3.1.    Colector cilindro parabólico .....	23
1.3.2.    Módulos termoelectricos y su desempeño en entornos renovables .....	27
1.4    Hipótesis .....	31
1.5    Objetivo general.....	31
1.6    Objetivos específicos .....	31
1.7    Organización de la tesis .....	32
Capítulo 2. Fundamentos teóricos .....	33
2.1. Energía solar.....	33
2.1    Recurso solar en México.....	35
2.2    Geometría solar .....	37
2.2.1.    Ángulos de geometría solar .....	39
2.2.2.    Sistemas de captación solar .....	46
2.2.3.    Sistemas de siguiente solar.....	51
2.3    Óptica.....	51
2.3.1.    Espectro electromagnético.....	51
2.3.2.    Ecuaciones de cuerpo negro .....	52
2.3.3.    Ley de snell .....	54
2.3.4.    Ley de Wien .....	54
2.4    Calor y termoelectricidad .....	55
2.4.1.    Mecanismos de transferencia de calor.....	55
2.4.2.    Fluido caloportador .....	56
2.4.3.    Intercambiadores de calor.....	59
2.4.4.    Módulos termoelectricos .....	60
2.5    Efectos termoelectricos .....	65
2.5.1.    Materiales termoelectricos.....	69
2.6    Teoría de control .....	76

2.6.1.	Lógica de control convencional.....	76
Capítulo 3.	Metodología .....	78
3.1	Propuesta del sistema CCP-TEG.....	78
3.2	Descripción física y operativa .....	79
3.2.1.	Descripción física del sistema .....	81
3.2.2.	Descripción operativa del sistema .....	83
3.3	Modelado del sistema CCP-TEG .....	84
3.3.1.	Metodología general de simulación.....	84
3.4	Análisis óptico y geométrico de un colector cilindro parabólico .....	88
3.4.1.	Pérdidas coseno .....	88
3.4.2.	Pérdidas por los extremos.....	89
3.4.3.	Pérdidas por desenfoco.....	90
3.4.4.	Análisis de transferencia de calor .....	92
3.5	Modelado del módulo termoelectrico.....	94
Capítulo 4.	Discusión de resultados.....	97
4.1	<i>Validación de modelos matemáticos</i> .....	97
4.1	Validación de modelos matemáticos.....	97
4.1.1.	Eléctrico .....	97
4.1.2.	Térmico .....	105
4.2	Análisis operativo del sistema.....	115
Capítulo 5.	Desarrollo del prototipo CCP-TEG.....	130
5.1	Análisis del recurso solar y dimensionamiento .....	130
5.2	Dimensionamiento del colector cilindro parabólico.....	131
5.3	Diseño conceptual .....	134
5.4	Proceso de manufactura y ensamble .....	137
5.5	Producto final y pruebas ópticas .....	142
Capítulo 6.	Conclusiones y recomendaciones .....	143
6.1	Conclusiones .....	143
6.2	Recomendaciones y trabajos futuros.....	144
Referencias	.....	145
Anexos.....	.....	149
Anexo 1.	Banco de pruebas TEM .....	149
Diseño y construcción.....	.....	149
Caracterización de equipo.....	.....	150
Montaje e instalación .....	.....	152
Caracterización del sistema.....	.....	152
Anexo 2.	Código de banco de pruebas para módulos TEM .....	156
Anexo 3.	Código de simulación del sistema CCP-TEG .....	160
Anexo 4.	Fotografías y diagramas.....	173

# Índice de figuras

Figura 1. Aplicaciones del módulo termoelectrico (TEM). .....	17
Figura 2. Composición física de un módulo termoelectrico. ....	18
Figura 3. Lámpara de aceite que alimenta una radio utilizando el primer generador termoelectrico. ....	19
Figura 4. Generador Termoelectrico SNAP III.....	21
Figura 5. Marcapasos Termoelectrico 9000.....	21
Figura 6. Turbina de Mouchot alimentada por energía solar. ....	24
Figura 7. Primera patente de colector solar parabólico.....	24
Figura 8. Primera estación solar de canal parabólico.....	25
Figura 9. Planta SEGS-1 en California.....	25
Figura 10. Planta ANDASOL en España.....	26
Figura 11. Planta Termosolar Solana en Arizona. ....	26
Figura 12. Diseño del sistema CPVT.....	28
Figura 13. Diagrama del sistema PTC-TEM. ....	28
Figura 14. Concepto de colector solar combinado con semiconductores termoelectricos. ....	29
Figura 15. Configuración experimental del sistema [32].....	30
Figura 16. Diseño generador termoelectrico compuesto [35].....	31
Figura 17. Composición de la radiación solar. ....	35
Figura 18. Radiación Solar global en el mundo [40]. ....	36
Figura 19. Radiación solar en México [40]. ....	37
Figura 20. Movimientos terrestres respecto al sol. ....	38
Figura 21. Ilustración del ángulo de declinación solar. ....	40
Figura 22. Ilustración del ángulo horario solar. ....	40
Figura 23. Ilustración del ángulo de inclinación de la superficie o colector solar. ....	43
Figura 24. Ilustración del ángulo azimutal solar.....	44
Figura 25. Ilustración del ángulo cenital solar.....	45
Figura 26. Ilustración del ángulo de incidencia solar. ....	46
Figura 27. Traducción. Diferentes tipos de colectores solares con sus características [43].....	48
Figura 28. Concentrador cilindro parabólico (CCP).....	48
Figura 29. Plano general de los componentes del CCP. ....	49
Figura 30. Tubo absorbedor típico de un CCP. ....	50
Figura 31. Esquema general de los parámetros geométricos del CCP.....	50
Figura 32. Comparison of wavelength, frequency and energy for the electromagnetic spectrum [46]. ....	51
Figura 33. Relación de la longitud de onda y su temperatura.....	55
Figura 34. Representación de la conducción del calor a través de cualquier material sólido. ....	55
Figura 35. Tipos de fluidos caloportadores. Traducción [43].....	57
Figura 36. Tipos de termopilas y sus configuraciones típicas [49].....	61
Figura 37. Análisis de un módulo termoelectrico.....	63
Figura 38. Esquema general de un generador termoelectrico (A). Análisis como máquina térmica (B). ....	64
Figura 39. Esquema general de un enfriador termoelectrico (A). Análisis como máquina térmica (B). ....	65
Figura 40. Diagrama general de un enfriador termoelectrico [52].....	65
Figura 41. Diagrama general de un enfriador termoelectrico. ....	67
Figura 42. Figura de mérito ZT de diferentes materiales termoelectricos en función de la temperatura. La línea discontinua muestra el valor máximo de ZT obtenido para materiales a granel. Las líneas continuas muestran resultados recientes obtenidos. ....	71
Figura 43. Control ON/OFF con histéresis [70]. ....	76
Figura 44. Control retroalimentado [71].....	77
Figura 45. Control difuso [72]. ....	77
Figura 46. Diagrama de conexiones del sistema co-generativo.....	79
Figura 47. Esquema general del simulador del sistema co-generativo. ....	81
Figura 48. Propuesta del absorbedor modificado. ....	82
Figura 49. Propuesta inicial completa del sistema de cogeneración. ....	83
Figura 50. Descripción general del simulador. ....	86
Figura 51. Descripción de la sub función reloj solar. ....	87
Figura 52. Referencias geométricas para obtener los ángulos de seguimiento. ....	88

Figura 53. Representación de las pérdidas coseno en un colector cilindro parabólico. ....	89
Figura 54. Representación de las pérdidas por los extremos en un colector cilindro parabólico. ....	89
Figura 55. Representación de las pérdidas por desenfoque en un colector cilindro parabólico. ....	91
Figura 56. Descripción de la subfunción barrido de enfoque .....	92
Figura 57. Análisis de transferencia de calor en el perfil rectangular propuesto. ....	93
Figura 58. Diagrama de flujo del proceso de cálculo de la potencia de un módulo termoelectrico. ....	98
Figura 59. Datos obtenidos de simulación en comparativa con Kanimba y Tian .....	99
Figura 60. Datos obtenidos de simulación en comparativa con GM200-127. ....	100
Figura 61. Datos obtenidos de simulación en comparativa con TE-MOD-127 .....	101
Figura 62. Datos obtenidos de simulación en comparativa con TEC1-12611. ....	102
Figura 63. Datos obtenidos de simulación en comparativa con GM250-127. ....	103
Figura 64. Coeficientes corregidos y funciones obtenidas. ....	104
Figura 65. Circuito eléctrico equivalente para análisis de celda Peltier.....	105
Figura 66. Diagrama de flujo del simulador de balance de energía en módulo termoelectrico. ....	106
Figura 67. Potencia de salida en función del diferencial de temperatura (izquierda). Potencia, eficiencia y temperaturas del sistema en función de la potencia de entrada (derecha). ....	107
Figura 68. Validación del calor de entrada a diferente potencia eléctrica de entrada. ....	108
Figura 69. Validación del calor de salida a diferente potencia eléctrica de entrada. ....	109
Figura 70. Validación de la potencia de salida a diferente potencia eléctrica de entrada. ....	110
Figura 71. Validación de la temperatura del lado caliente a diferente potencia eléctrica de entrada. ....	112
Figura 72. Validación de la temperatura del lado frío a diferente potencia eléctrica de entrada. ....	113
Figura 73. Validación de la eficiencia a diferente potencia eléctrica de entrada. ....	114
Figura 74. Potencia eléctrica de salida en función del flujo en diferente TEM. ....	116
Figura 75. Eficiencia en función del flujo en diferente TEM. ....	117
Figura 76. Curva característica del sistema. ....	121
Figura 77. Evaluación del desempeño del sistema en el día 357. ....	122
Figura 78. Factores de pérdidas de energía en el día 357. ....	123
Figura 79. Salida de potencia y temperatura del sistema en el día 357. ....	124
Figura 80. Salida de potencia y temperatura del sistema en el día 357 (TEG). ....	125
Figura 81. Salida de potencia y temperatura del sistema en el día 172. ....	126
Figura 82. Factores de pérdidas de energía en el día 172. ....	127
Figura 83. Salida de potencia y temperatura del sistema en el día 172. ....	128
Figura 84. Frecuencia de la potencia de irradiancia en Mexicali. ....	130
Figura 85. Esquema general para el dimensionamiento preliminar del prototipo CCP-TEG. ....	132
Figura 86. Análisis geométrico para la determinación de la distancia focal y el ángulo de borde. ....	132
Figura 87. Análisis de trazado de rayos a diferente ángulo de borde. ....	134
Figura 88. Vista isométrica del diseño del prototipo CCP-TEG. ....	134
Figura 89. Diseño de base estructural del prototipo CCP-TEG (izquierda) y base para motor a pasos (derecha). ....	135
Figura 90. Diseño de chumacera de 1 pulgada de diámetro interno (izquierda) y motor a pasos de 12v con reducción de 50/1 (derecha). ....	135
Figura 91. Diseño de la parte "A" o eje de giro del buje (izquierda) y parte "B" o plato del buje (derecha). ....	135
Figura 92. Diseño de la costilla del prototipo CCP-TEG con perforaciones para sujeciones. ....	136
Figura 93. Diseño del elemento lateral del prototipo CCP-TEG con perforaciones para sujeciones (izquierda) y elemento móvil y de tensión para la lámina (derecha). ....	136
Figura 94. Diseño del elemento de giro para manipulación del ángulo de incidencia del prototipo CCP-TEG (izquierda) y elemento de acoplamiento para ruedas con freno (derecha). ....	137
Figura 95. Optimización de materiales para la segmentación de las costillas y elementos laterales en formato .DXF. ....	137
Figura 96. Manufactura de elementos del prototipo CCP-TEG. ....	138
Figura 97. Detallado de base estructural del prototipo CCP-TEG. ....	138
Figura 98. Manufactura del buje del prototipo CCP-TEG. ....	139
Figura 99. Ensamble de base estructural, base de motor, chumacera buje y motor a pasos del prototipo CCP-TEG. ....	139
Figura 100. Piezas de elementos laterales y costillar del prototipo CCP-TEG. ....	140
Figura 101. Ensamble del costillar y elementos laterales del prototipo CCP-TEG. ....	141
Figura 102. Ensamble del lamina reflectiva y absorbedor del prototipo CCP-TEG. ....	141

Figura 103.Elemento adicional para doblez de clips de sujeción de Peltier en el absorbedor del prototipo CCP-TEG.	141
Figura 104.Elementos adicional mayor movilidad del sistema.	142
Figura 105.Producto final y pruebas ópticas en laboratorio.	142
Figura 106. Propuesta del banco de pruebas para módulos termoelectricos.	150
Figura 107.Calibración de sensores de temperatura en dispositivo AMETEK.	150
Figura 108.(a) Calibración del sensor de temperatura MAX6675 para mediciones TH, (b) Calibración del sensor de temperatura DS18B20 para mediciones TA, (c) Calibración del sensor de temperatura MAX6675 para mediciones TC.	151
Figura 109.Experimentación preliminar de la celda TEC-127-06.	152
Figura 110. Voltaje a circuito abierto de celda Peltier analizada a diferentes potencias de entrada.	153
Figura 111. Comportamiento de la eficiencia en función de la resistencia de carga.	154
Figura 112. Valores de temperatura experimentales a diferentes potencias de entrada.	155

## Índice de tablas

Tabla 1. Clasificación de los tipos de colectores (Traducción) [7].	16
Tabla 2. Descripción de las características de concentración y temperatura de los colectores de energía solar.	47
Tabla 3. Descripción de las características de los fluidos caloportadores.	58
Tabla 4. Materiales termoelectricos y su desempeño.	70
Tabla 5. Coeficientes Seebeck de diferentes materiales semiconductores.	72
Tabla 6. Coeficientes Seebeck de diferentes materiales semiconductores.	99
Tabla 7. Errores y ajuste de coeficiente Seebeck comparativa Kanimba y Tian.	100
Tabla 8. Errores y ajuste de coeficiente Seebeck en el módulo GM200-127.	101
Tabla 9. Errores y ajuste de coeficiente Seebeck en el módulo TE-MOD-127.	102
Tabla 10. Errores y ajuste de coeficiente Seebeck en el módulo TEG1-12611-6.0.	103
Tabla 11. Errores y ajuste de coeficiente Seebeck en el módulo GM250-127.	104
Tabla 12. Concentrado de valores simulados dentro de los rangos de las variables experimentales.	107
Tabla 13. Comparativa de temperatura promedio de salida.	118
Tabla 14. Comparativa de eficiencia promedio de salida.	120
Tabla 15. Concentrado de experimentos a diferente resistencia de carga con potencia de entrada de 15W.	131
Tabla 16. Concentrado de experimentos a diferente resistencia de carga con potencia de entrada de 30W.	131
Tabla 17. Concentrado de experimentos a diferente resistencia de carga con potencia de entrada de 15W.	153
Tabla 18. Concentrado de experimentos a diferente resistencia de carga con potencia de entrada de 30W.	153
Tabla 19. Concentrado de experimentos a diferente resistencia de carga con potencia de entrada de 45W.	154
Tabla 20. Concentrado de experimentos a diferente resistencia de carga con potencia de entrada de 60W.	154

# Nomenclatura

Símbolo	Definición	Unidades
<i>PV</i>	<i>Fotovoltaico</i>	-
<i>CCP</i>	<i>Colector cilindro parabólico</i>	-
<i>TEM</i>	<i>Módulo termoeléctrico</i>	-
<i>TEC</i>	<i>Enfriador termoeléctrico</i>	-
<i>TEG</i>	<i>Generador termoeléctrico</i>	-
<i>GEI</i>	<i>Gases de efecto invernadero</i>	-
<i>CO<sub>2</sub></i>	<i>Dióxido de carbono</i>	-
<i>IIE</i>	<i>Instituto de investigaciones eléctricas</i>	-
<i>ZT</i>	<i>Figura de mérito termoeléctrica</i>	-
<i>RTG</i>	<i>Generador eléctrico radiactivo</i>	-
<i>MATLAB</i>	<i>Laboratorio de matrices</i>	-
<i>Bi<sub>2</sub>Te<sub>3</sub></i>	<i>Telururo de bismuto</i>	-
<i>Sb<sub>2</sub>Te<sub>3</sub></i>	<i>Telururo de antimonio</i>	-
<i>PbTe</i>	<i>Telururo de plomo</i>	-
<i>SiGe</i>	<i>Silicio-Germanio</i>	-
<i>FeSi</i>	<i>Siliciuro de hierro</i>	-
<i>BiSb</i>	<i>Bismuto-antimonio</i>	-
<i>Mg<sub>2</sub>Si</i>	<i>Siliciuro de magnesio</i>	-
<i>CaSi<sub>2</sub></i>	<i>Siliciuro de calcio</i>	-
<i>RTI</i>	<i>Research Triangle Institute</i>	-
<i>SEGS</i>	<i>Solar Energy Generation System</i>	-
<i>PV-T</i>	<i>Fotovoltaico térmico</i>	-

---

<i>CPV-T</i>	<i>Concentración fotovoltaica-térmica</i>	-
<i>Ts</i>	<i>Temperatura de superficie</i>	-
<i>A</i>	<i>Área</i>	-
<i>HVAC</i>	<i>Calentamiento, ventilación y aire acondicionado</i>	-
<i>ANE</i>	<i>Efecto anómalo de Nernst</i>	-
<i>V</i>	<i>Voltaje</i>	-
<i>dT</i>	<i>Diferencial de temperatura</i>	-
<i>S</i>	<i>Coefficiente Seebeck</i>	-
<i>Q</i>	<i>Transferencia de calor</i>	-
<i>I</i>	<i>Corriente eléctrica</i>	-
$\pi$	<i>Coefficiente Peltier</i>	-
<i>R</i>	<i>Resistencia eléctrica</i>	-
<i>STEG</i>	<i>Sistema de generación termoeléctrica</i>	-
<i>PLC</i>	<i>Controlador lógico programable</i>	-
<i>PC</i>	<i>Computadora personal</i>	-
<i>DC</i>	<i>Corriente continua</i>	-
<i>AC</i>	<i>Corriente alterna</i>	-
<i>PID</i>	<i>Proporcional integral derivativo</i>	-
<i>PI</i>	<i>Proporcional integral</i>	-
<i>HTF</i>	<i>Fluidos de transferencia de calor</i>	-
<i>Ts</i>	<i>Tiempo Solar</i>	<i>Hrs</i>
<i>Tc</i>	<i>Tiempo Local/ Tiempo Civil</i>	<i>Hrs</i>
<i>Fct</i>	<i>Factor de Corrección de tiempo</i>	-
<i>EoT</i>	<i>Ecuación del tiempo</i>	-
<i>LSTM</i>	<i>Hora Estándar Local del Meridiano</i>	-
<i>Tutc</i>	<i>Diferencia Hora Local y Hora coordinada universal</i>	-

---

---

<i>Lat</i>	<i>Latitud</i>	°
<i>Long</i>	<i>Longitud</i>	°
$\delta$	<i>Ángulo de declinación</i>	°
$\omega$	<i>Ángulo de reloj o ángulo horario</i>	minutos
$\alpha_s$	<i>Ángulo de elevación solar</i>	°
$\gamma_s$	<i>Ángulo azimutal solar</i>	°
$\theta_z$	<i>Ángulo cenital o ángulo de inclinación</i>	°
$\theta$	<i>Ángulo de incidencia de la radiación solar</i>	°
$\beta$	<i>Ángulo de inclinación</i>	°

---

# Capítulo 1. Introducción

"La investigación científica consiste en ver lo que todo el mundo ha visto y pensar lo que nadie más ha pensado."

— Albert Szent-Györgyi  
(Premio Nobel de Medicina)

- 1.1 Introducción*
- 1.2 Hipótesis*
- 1.3 Objetivo general*
- 1.4 Objetivos específicos*
- 1.5 Organización de la tesis*
- 1.6 Referencias*

## 1.1 Introducción

El uso excesivo de combustibles fósiles, sumado al acelerado crecimiento de la población, pone en riesgo la estabilidad de los ecosistemas y la supervivencia humana a largo plazo. Ante esta realidad, la preocupación global por la preservación del medio ambiente ha ido en aumento, subrayando la necesidad de encontrar fuentes de energía alternativas que no solo satisfagan las demandas actuales, sino que también aseguren un futuro sostenible para las próximas generaciones. En este contexto, la transición hacia energías limpias se ha convertido en una prioridad global.

La evidencia científica internacional indica que, desde 1750, el planeta ha experimentado un calentamiento neto que, según proyecciones, continuará durante este siglo como consecuencia de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) derivadas de actividades humanas. Estas emisiones, principalmente originadas por el consumo de petróleo, gas natural y carbón, representan el problema ambiental más grave de nuestra era y, según muchas autoridades, la mayor amenaza global para el desarrollo sostenible [1]

Entre las alternativas energéticas disponibles, la radiación solar se destaca como la fuente primaria de las energías renovables. Su relevancia ha crecido significativamente en los últimos años, promoviendo el desarrollo de dispositivos, métodos, materiales y sistemas diseñados para optimizar su aprovechamiento [2] En este trabajo de tesis se propone el diseño y estudio de un sistema híbrido que integra un colector cilindro parabólico y módulos termoeléctricos basados en celdas Peltier, con un sistema de seguimiento solar inteligente. Este sistema tiene como objetivo generar energía térmica y eléctrica de manera eficiente, contribuyendo al desarrollo de tecnologías emergentes como los generadores termoeléctricos y promoviendo el uso de módulos de estado sólido activados por fuentes de energía renovable.

---

## 1.2 Problemática y justificación

La energía constituye un pilar fundamental para el desarrollo de las actividades cotidianas en las sociedades modernas. Históricamente, la humanidad ha buscado gestionar de manera eficiente los recursos disponibles para garantizar su supervivencia y progreso. No obstante, en las últimas décadas, este desafío se ha complejizado debido a la dependencia global hacia los combustibles fósiles, cuyo uso intensivo impulsado por la industrialización y el crecimiento demográfico ha alterado los equilibrios climáticos del planeta. De hecho, el consenso científico actual atribuye al calentamiento global, derivado principalmente de las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), el carácter de crisis ambiental más urgente del siglo XXI. En este escenario, la transición hacia fuentes energéticas sostenibles no solo emerge como una necesidad técnica, sino como un imperativo ético para las generaciones presentes y futuras.

Actualmente, los sectores clave para la transición energética son el transporte, la vivienda y la industria, los cuales registran grandes consumos de energía. Particularmente, el sector industrial es el mayor consumidor de energía térmica, representando el 32% del consumo total de calor, con una demanda que proyecta un crecimiento promedio del 1.7% anual hasta el año 2030 [3]. Esta necesidad de calor, ya sea de baja, media o alta temperatura, se satisface predominantemente con combustibles fósiles como carbón, gas natural y petróleo, mientras que solo un pequeño porcentaje proviene de energías renovables. Esto evidencia la necesidad de desarrollar alternativas sostenibles para la producción de energía térmica.

Por otra parte, el consumo mundial promedio de electricidad en 2018 fue de 3,260 kWh por habitante, lo que representó un crecimiento del 3.4% respecto a 2017. En México, el consumo anual per cápita fue de 2,329 kWh; sin embargo, aún existen 1,015,302 habitantes sin acceso a electricidad, lo que representa el 2% de la población. Estados como Chiapas, Veracruz y Oaxaca concentran el 44% de las personas sin este servicio básico, mientras que en Baja California se registran 32,633 personas sin acceso a energía eléctrica. [4]

En la búsqueda de fuentes alternativas que satisfagan tanto las necesidades térmicas como eléctricas, la energía solar destaca por ser limpia, renovable, abundante e infinita. Este recurso no emite gases de efecto invernadero y, a pesar de su gran potencial, ha sido poco aprovechado en México. La irradiación global media diaria en el territorio nacional alcanza aproximadamente 5.5 kWh/m<sup>2</sup> [5]

Estudios realizados por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) señalan que el potencial de aprovechamiento de la energía solar térmica de concentración en las regiones norte y noroeste del país alcanza los 1,653 MW a corto plazo. Asimismo, el potencial para calentamiento solar de agua se estima en más de dos millones de metros cuadrados de calentadores solares anualmente [5].

Entre los sistemas de captación solar desarrollados que se muestran en la **Tabla 1** se encuentra el Colector Cilíndrico Parabólico (CCP) el cual se destaca por su capacidad de generar temperaturas en un rango de 60 a 300 °C. Esta tecnología, bajo un diseño y análisis óptimos, puede alcanzar una producción de hasta 200 kW [6].

Los sistemas de captación solar pueden clasificarse según su tipo de seguimiento, el colector cilíndrico parabólico, por ejemplo, utiliza un sistema de seguimiento solar en un solo eje. Para garantizar su óptimo desempeño, es fundamental desarrollar sistemas de seguimiento adaptables a las condiciones específicas del lugar donde serán instalados. Además de captar energía térmica, estos sistemas pueden generar energía eléctrica al integrarse con otras tecnologías que operan mediante ciclos termodinámicos. Sin embargo, muchas de estas tecnologías incluyen componentes móviles que reducen la eficiencia energética debido a la generación de vibraciones y ruido. Como alternativa, los módulos termoeléctricos representan una opción prometedora, ya que son dispositivos de estado sólido que convierten directamente la energía térmica en eléctrica. Estos módulos, además, son versátiles y pueden utilizarse bidireccionalmente en diversas aplicaciones, como se ilustra en la **Figura 1**.

*Tabla 1. Clasificación de los tipos de colectores (Traducción) [7].*

Movimiento	Tipo de colector	Tipo de absorbedor	Relación de concentración	Rango de temperatura indicativo (°C)
Estacionario	Colector de placa plana (FPC)	Plano	1	30-80
	Colector de tubo evacuado (ETC)	Plano	1	50-200
	Colector parabólico compuesto (CPC)	Tubular	1-5	60-240
Seguimiento de un solo eje	Reflector linear Fresnel (LFR)	Tubular	10-40	60-250
	Colector cilindro parabólico (PTC)	Tubular	15-45	60-300
	Colector cilíndrico parabólico (CTC)	Tubular	10-50	30-300
Seguimiento en 2 ejes	Reflector de disco parabólico (PDR)	Punto	100-1000	100-500
	Colector campo de Helioestatos (HFC)	Punto	100-1500	150-2000

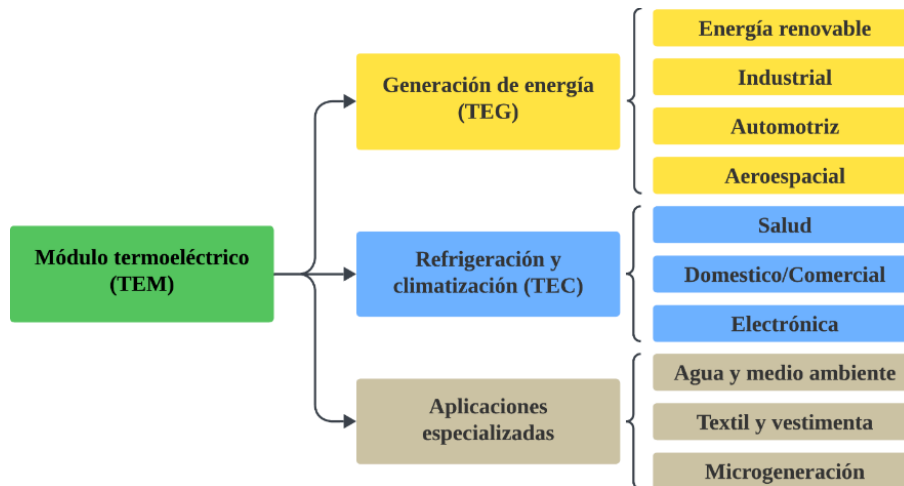


Figura 1. Aplicaciones del módulo termoeléctrico (TEM).

Un ejemplo de estos sistemas de estado sólido son los generadores termoeléctricos tipo celda Peltier, ilustrados en la **Figura 2**. Estos dispositivos pueden generar energía térmica o eléctrica según el tipo de energía que se les suministre, ya que operan en función de dos fenómenos termoeléctricos opuestos: el efecto Seebeck y el efecto Peltier.

Por lo anterior, se propone la hibridación de los sistemas colector cilindro-parabólico y los sistemas de generación termoeléctrica tipo celda Peltier. El objetivo es desarrollar un sistema compacto capaz de generar tanto energía térmica como eléctrica. Este sistema permitirá posicionar los colectores en el ángulo óptimo respecto a los rayos solares y, además, evaluará las condiciones operativas para determinar el modo de funcionamiento más adecuado: generación térmica mediante el colector solar, generación eléctrica a través de la celda Peltier o un modo híbrido donde ambas tecnologías operen en paralelo mediante el calentamiento de la celda.

Estos modos operativos están fundamentados en estudios sobre la evaluación y aplicación de energías renovables [8] donde se observa que el aprovechamiento de la energía solar para la activación de sistemas [9] destaca que, en Baja California, una región con un abundante recurso solar, aún no se está maximizando el potencial de este recurso.

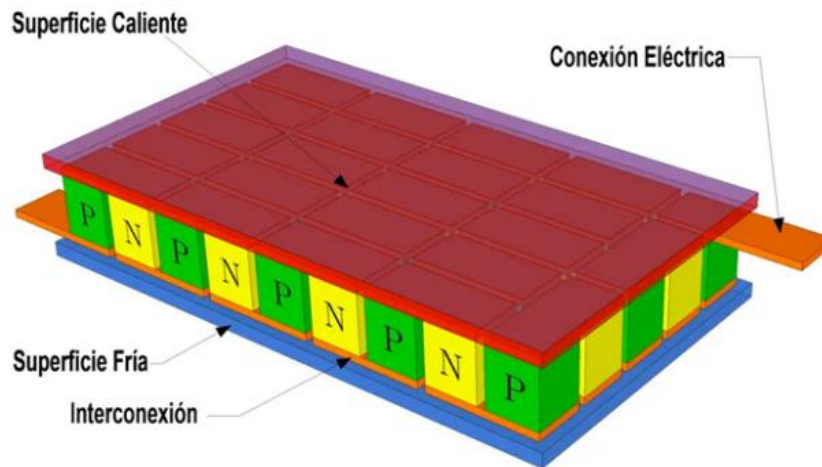


Figura 2. Composición física de un módulo termoelectrico.

### 1.3 Antecedentes

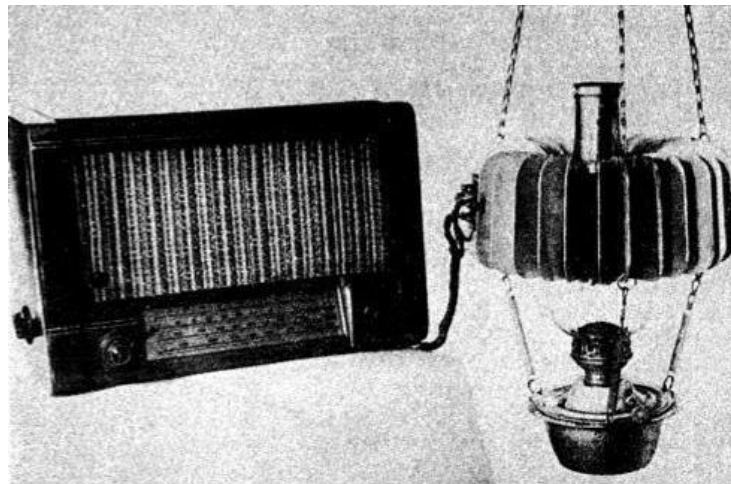
Durante mucho tiempo se han analizado los procesos que realizamos de manera habitual, llegando a la conclusión de que todos generan calor residual. Este calor tiene el potencial de recuperar parte de la energía utilizada en dichos procesos. Diversos estudios han demostrado que esta recuperación es posible mediante el uso de dispositivos semiconductores, especialmente aquellos de la rama termoelectrica [10]

Los sistemas termoelectricos fueron descubiertos en 1821 por Thomas Johann Seebeck, quien observó que, al generarse un gradiente de temperatura entre dos materiales semiconductores, se producía una diferencia de tensión eléctrica [11]. Sin embargo, en sus inicios, la potencia generada por este sistema era prácticamente insignificante y no se consideraba como una fuente viable de generación de energía eléctrica. No fue sino hasta mediados del siglo XX cuando se lograron avances significativos en el diseño y rendimiento de los semiconductores, permitiendo un mejor aprovechamiento de su capacidad de conversión energética [12] Tras el descubrimiento del efecto Seebeck, en 1834 el físico francés Jean Charles Athanase Peltier identificó que la aplicación de una corriente eléctrica en la unión de dos materiales diferentes genera la liberación o absorción de calor, dependiendo de la dirección de la corriente.

---

Posteriormente, en 1851, William Thomson, conocido como Lord Kelvin, formuló que, al hacer pasar una corriente eléctrica a lo largo de un metal desde un extremo frío hacia uno caliente, o viceversa, se produce un fenómeno de absorción y liberación de calor a lo largo del material [13]. No fue hasta 1909 cuando Altenkirch, a través de experimentos, logró calcular el rendimiento de los generadores termoeléctricos construidos con semiconductores. Sus investigaciones dieron lugar a la denominada "Figura de Mérito Termoeléctrico", conocida comúnmente como tabla ZT. Esta herramienta permite determinar un factor de eficiencia, con valores típicamente comprendidos entre 0 y 1.8, tanto para materiales termoeléctricos como para termopares [14].

En 1928, Ioffe desarrolló la teoría moderna de la física de semiconductores, sentando las bases para describir la conversión de energía termoeléctrica. Este avance permitió una comprensión más profunda de la ingeniería de materiales termoeléctricos y estableció los fundamentos para el desarrollo de la física de los transistores y la microelectrónica [15]. A partir de esta teoría, en la década de 1930 comenzaron a surgir diversas aplicaciones prácticas, destacándose la publicación de la primera radio alimentada por energía termoeléctrica, como se muestra en la **Figura 3**.



*Figura 3. Lámpara de aceite que alimenta una radio utilizando el primer generador termoeléctrico.*

---

En 1949, Abram Fedorovich Ioffe desarrolló la teoría moderna de la termoelectricidad, fundamentada en el concepto de la "Figura de Mérito Termoeléctrica" (ZT), consolidando los textos clásicos sobre esta disciplina. Los materiales con altas cifras de mérito termoeléctrico suelen ser semiconductores altamente dopados, destacando entre ellos los telurios de antimonio, bismuto y plomo. La fiabilidad y simplicidad de la tecnología termoeléctrica ha permitido su aplicación en nichos específicos, incluso cuando los métodos convencionales presentan una mayor eficiencia. Además de los termopares, esta tecnología ha dado origen a una pequeña pero estable industria dedicada a la producción de refrigeradores Peltier basados en  $\text{Bi}_2\text{Te}_3\text{-Sb}_2\text{Te}_3$ . Estos dispositivos han encontrado aplicaciones en una variedad de productos, que incluyen sistemas de optoelectrónica, pequeños refrigeradores y sistemas de calefacción/refrigeración para asientos [16]. En 1947, María Telkes construyó el primer generador termoeléctrico de energía, logrando un rendimiento del 5%. Posteriormente, en 1954, H. Julián Goldsmid enfrió una superficie a  $0^\circ\text{C}$  utilizando un refrigerador termoeléctrico basado en el efecto Peltier y fabricado con telurio de bismuto [15].

En 1959, Westinghouse presentó el primer refrigerador doméstico de tamaño normal basado en la tecnología Peltier con telurio de bismuto. Aunque su aplicación comercial más común se ha limitado a enfriadores de vino domésticos [17]. Este avance marcó un hito importante en la implementación de la termoelectricidad en la vida cotidiana. Ese mismo año, durante el gobierno de Dwight D. Eisenhower, se inauguró el primer generador termoeléctrico radiactivo (RTG) "SNAP III" (**Figura 4**), que fue lanzado dos años después a bordo de la nave espacial Transit 4A. Este satélite aviacional, en órbita alrededor de la Tierra, marcó el inicio del uso de generadores termoeléctricos en aplicaciones espaciales [18]. En 1968, el SNAP-19 se convirtió en el primer generador termoeléctrico de radioisótopos en volar a bordo de una nave espacial de la NASA, consolidándose como la opción más viable para la generación de energía en ubicaciones remotas debido a su simplicidad y fiabilidad. Un año después, otro generador termoeléctrico SNAP fue llevado a la Luna, marcando un hito en la utilización de esta tecnología en misiones espaciales. La **Figura 5** ilustra el primer marcapasos cardíaco alimentado por un generador termoeléctrico de radioisótopos en miniatura, fabricado por Medtronic en 1970. Este dispositivo, conocido como modelo 9000, utilizaba plutonio-238 como fuente de energía, representando un avance significativo en la aplicación de la termoelectricidad en el campo médico [19].

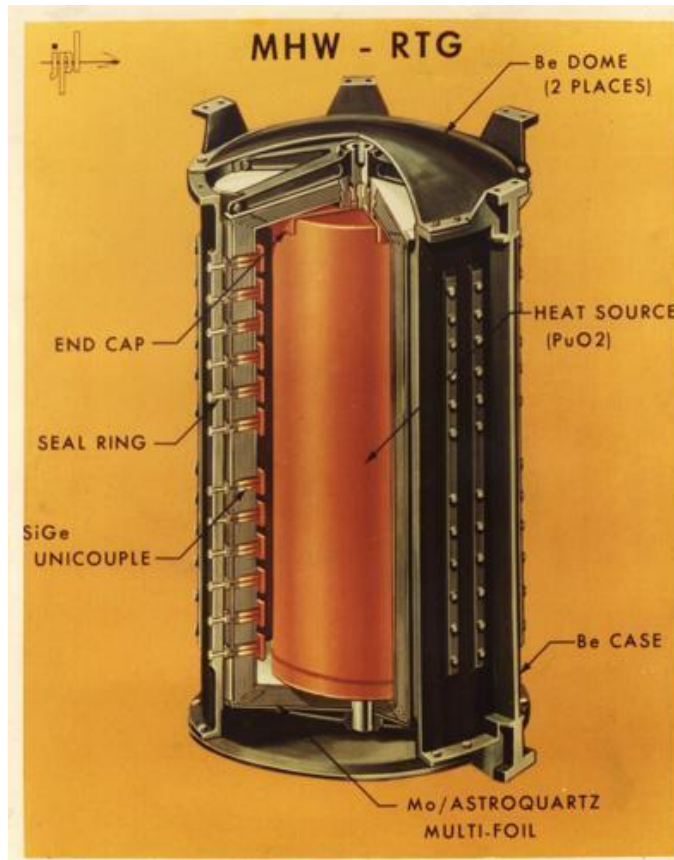


Figura 4. *Generador Termoelectrico SNAP III.*



Figura 5. *Marcapasos Termoelectrico 9000.*

---

La evolución de la ciencia, la tecnología y el uso comercial de la termoelectricidad ha propiciado la creación de reuniones y organizaciones científicas especializadas, siendo la más destacada la Sociedad Termoeléctrica Internacional, que celebra encuentros desde 1970. En 1975, un grupo de empresarios adquirió la tecnología basada en telururo de plomo ( $PbTe$ ) desarrollada por 3M, utilizada para la fabricación de productos destinados a la generación de energía en ubicaciones terrestres remotas. Este esfuerzo dio origen a la empresa Global Thermoelectric, que se especializó en soluciones termoeléctricas innovadoras.

En 1977, la NASA lanzó las misiones espaciales Voyager 1 y Voyager 2, ambas equipadas con generadores termoeléctricos de radioisótopos de silicio-germanio ( $SiGe$ ), conocidos como MHWRTG3. Estos generadores demostraron ser fundamentales para proporcionar energía confiable en misiones de larga duración y en condiciones extremas del espacio profundo [15]. En 1995, John Fairbanks, del Departamento de Energía de los Estados Unidos, inició un programa dedicado al desarrollo de generadores termoeléctricos para motores de automóviles. Este programa exploró prototipos utilizando materiales termoeléctricos basados en siliciuro de hierro ( $FeSi$ ).

En 1998, Seiko presentó el Thermic, el primer reloj alimentado por calor corporal. Este innovador dispositivo incorporaba un generador termoeléctrico de telurio de bismuto, marcando un avance significativo en la miniaturización de tecnologías termoeléctricas [20]. En 1999, Amerigon (actualmente Gentherm), fundada por el Dr. Lon Bell, asesor de Alphabet Energy, presentó los primeros sistemas de refrigeración termoeléctrica para asientos, utilizados en vehículos como el Lincoln Navigator y el Lexus de Toyota. Estos sistemas empleaban generadores de telururo de bismuto ( $Bi_2Te_3$ ).

En 2001, el Research Triangle Institute (RTI) reveló un avance significativo en la eficiencia de los materiales termoeléctricos, el primero en más de cuatro décadas. Este avance se logró mediante el uso de materiales a escala nanométrica, iniciando una nueva era de rápidos desarrollos en la ciencia de materiales termoeléctricos. Desde entonces, las nanoestructuras se han estudiado ampliamente en nuevos sistemas termoeléctricos. Entre los materiales modernos más destacados para la generación de energía se encuentran los telurios, las skutteruditas, las aleaciones Heusler, los siliciuros y el silicio [15].

---

### 1.3.1. Colector cilindro parabólico

La captación solar representa una solución clave en la transición hacia fuentes de energía sostenibles, aprovechando la radiación solar para generar calor o electricidad. Estos sistemas no solo reducen la dependencia de combustibles fósiles, sino que también contribuyen a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, mitigando el impacto ambiental y promoviendo un futuro más limpio. Durante la Revolución Industrial, el uso de combustibles fósiles experimentó un crecimiento exponencial, ya que las primeras máquinas de vapor dependían de este tipo de energía. Si bien esta revolución marcó un avance tecnológico sin precedentes, también generó impactos ambientales significativos. Entre los principales problemas se encuentran la emisión masiva de gases de efecto invernadero, que contribuyen al cambio climático, y la contaminación del aire, el agua y el subsuelo. El interés por alternativas energéticas, como la solar, comenzó a tomar forma desde la antigüedad. Eventos históricos en regiones como China y la antigua Grecia impulsaron el estudio de sistemas alimentados por energía solar. Uno de los primeros registros documentados se remonta a 1878, cuando el gobierno francés encargó a Mouchot la construcción de una turbina térmica. Este proyecto fue presentado en la Exposición Internacional de París como un ejemplo pionero de la utilización de energía solar [21].

En la **Figura 6** se muestran los paneles utilizados por Mouchot y su colocación, la cual permitía darle forma con el objetivo de crear un gran receptor parabólico cubierto de espejos que concentran la radiación del sol en un punto y es así que el calor regenerativo impulsa una máquina de vapor. No fue hasta 1907 cuando se presentó el primer diseño de colectores parabólicos, patentado en Alemania por el Dr. Wilhelm Maier y Adolf Remshardt [22]. Estos diseños representaron un avance significativo en la captación de energía solar mediante tecnología de concentración en la cual se tomaba la sección transversal del trabajo realizado por Mouchot, lo cual resultaba en la reducción del espacio de la tecnología y en su capacidad de ser modular. Algunas de las patentes emitidas por Maier y Remshardt se ilustran en la **Figura 7**.

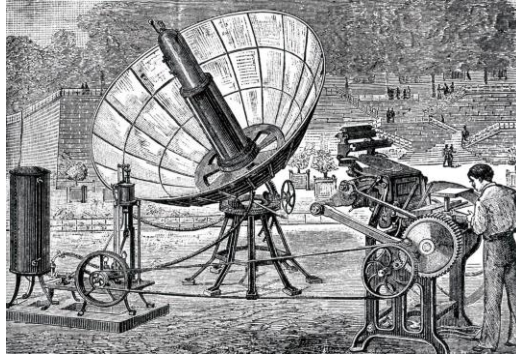


Figura 6. Turbina de Mouchot alimentada por energía solar.

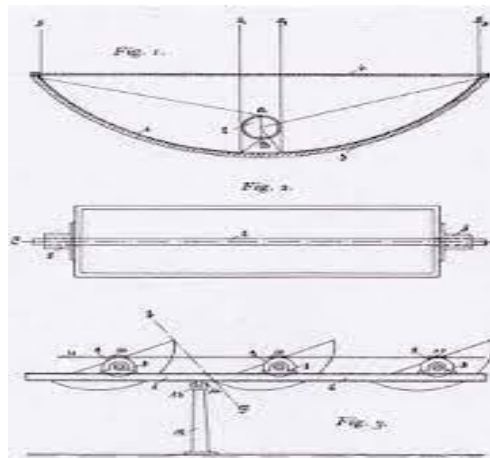
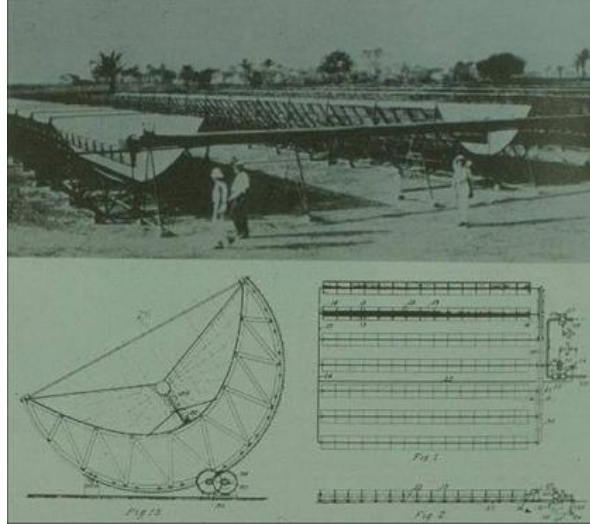


Figura 7. Primera patente de colector solar parabólico.

El desarrollo inicial de colectores parabólicos impulsó a Frank Shuman a construir en 1913 la primera estación termo solar de bombeo en Meadi, Egipto [23]. Este innovador sistema utilizaba cinco grandes colectores solares con reflectores parabólicos de 62 metros de largo cada uno, como se muestra en la **Figura 8**. Cada reflector concentraba la radiación solar en un tubo receptor, donde el agua era calentada. El vapor generado alimentaba un motor conectado a una bomba, capaz de extraer 6,000 galones de agua por minuto del río Nilo y transportarlos a una ubicación cercana.

Décadas más tarde, en 1984, se inauguró en California la primera instalación SEGS-1 (Sistema de Generación Solar de Electricidad), ilustrada en la **Figura 9**. Este tipo de sistema utiliza un campo de colectores cilindro parabólicos dispuestos en una matriz solar. Los colectores, conectados en serie, concentran la energía solar para calentar un fluido térmico (aceite) que circula a través de los tubos de absorción. El aceite caliente es transferido a un intercambiador de calor, donde se genera el vapor necesario para accionar una turbina conectada a un generador eléctrico, convirtiendo así la energía solar en electricidad [24].



*Figura 8. Primera estación solar de canal parabólico.*



*Figura 9. Planta SEGS-1 en California.*

En el marco de la expansión global de esta tecnología, en España durante el año 2000 marcó un hito con el desarrollo de plantas modernas, destacando especialmente la planta Andasol (**Figura 10**). Este proyecto pionero se convirtió en la primera instalación a nivel mundial en integrar un sistema de almacenamiento térmico utilizando sales fundidas, específicamente una mezcla de nitrato de sodio y potasio. Esta planta tiene una capacidad de almacenar hasta 7.5 horas de energía térmica, permitiendo así la operación continua de la planta incluso durante la noche. Su sistema alcanzaba una capacidad de 1,000 MWh térmicos, operando a temperaturas de hasta 390°C. Esta innovación no solo mejoró la eficiencia energética, sino que también sentó un precedente tecnológico para futuras instalaciones solares [25].



*Figura 10. Planta ANDASOL en España.*

Desde el año 2000 hasta la actualidad, se han destacado proyectos emblemáticos como la Planta Termosolar Solana en Arizona, Estados Unidos (**Figura 11**), inaugurada en 2013 con una capacidad instalada de 280 MW



*Figura 11. Planta Termosolar Solana en Arizona.*

En España, la Planta Solaben ubicada en Extremadura refuerza el liderazgo del país en energías renovables con una capacidad de 200 MW, contribuyendo significativamente a la matriz energética sostenible de la región; por otro lado, Marruecos avanza en su estrategia para convertirse en un referente de energías limpias con la Planta Noor-Müeti II, puesta en funcionamiento en 2023 y considerada una de las más potentes del sector al alcanzar los 400 MW de capacidad.

---

### 1.3.2. Módulos termoelectrónicos y su desempeño en entornos renovables

A lo largo de las últimas décadas, la investigación y el desarrollo en el ámbito energético han concluido que las fuentes de energía renovables representan una alternativa viable y sostenible frente a la inevitable disminución de los combustibles fósiles como principal fuente de energía. Esta transición ha llevado a la diversificación de generadores “verdes” diseñados para satisfacer las crecientes demandas energéticas de manera eficiente.

En este contexto, minimizar los costos de fabricación y maximizar el aprovechamiento de los recursos disponibles se ha convertido en una prioridad. Es aquí donde surge la idea de hibridar sistemas convencionales, combinando tecnologías existentes para optimizar su rendimiento y garantizar un uso más eficiente de los recursos energéticos [26].

En 2010, Shanmugam y colaboradores en India desarrollaron modelos matemáticos para un generador termoelectrónico integrado con un colector cilindro parabólico. En su diseño, modificaron el absorbedor al incorporar la celda termoelectrónica dentro del propio cilindro absorbedor, enfocando los rayos solares directamente sobre la superficie de la celda, optimizando así la captación de energía [27]. Como referencia de las innovaciones en colectores cilindro parabólicos, en 2012 se presentó un procedimiento de diseño y un modelo de simulación para un nuevo colector fotovoltaico de concentración. Este diseño modificó la geometría del receptor, reemplazándola por una configuración triangular equipada con celdas de silicio monocristalino para maximizar la generación de energía eléctrica. Además, se agregó una cubierta de vidrio en el área de apertura para mejorar el rendimiento térmico del colector.

El rendimiento de este sistema PV-T (fotovoltaico-térmico) ilustrado en la **Figura 12** fue evaluado mediante un modelo matemático detallado, mostrando resultados sobresalientes incluso cuando la temperatura del fluido superaba los 100 °C. Estos avances demostraron la viabilidad de combinar tecnologías de captación solar en un solo sistema optimizado [28].

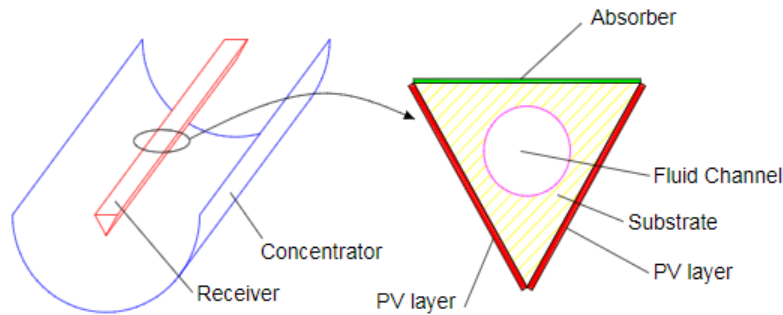


Figura 12. Diseño del sistema CPVT.

Ese mismo año, Miao et al. en China llevaron a cabo un análisis de un tubo absorbedor modificado con una celda Peltier para la generación de energía eléctrica. En este diseño, la celda fue posicionada dentro del tubo absorbedor, que se encontraba al vacío con el propósito de minimizar las pérdidas por convección y otros fenómenos de transferencia de calor, maximizando así la eficiencia del sistema (**Figura 13**) [29].

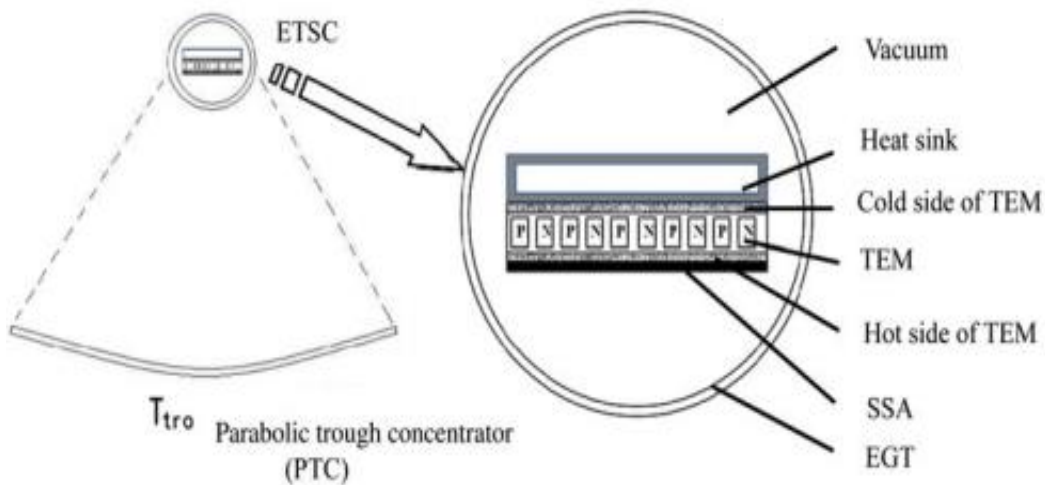


Figura 13. Diagrama del sistema PTC-TEM.

Las modificaciones en los sistemas solares convencionales no se limitan únicamente a ajustes en parámetros o geometrías. En 2017, se desarrolló un sistema de secado solar fotovoltaico (PV), ilustrado en la **Figura 14**, que aprovechaba el calor residual transferido a la parte posterior del colector solar. Este sistema integraba un generador termoeléctrico (TEG) basado en el efecto Seebeck, capaz de convertir directamente el calor residual en electricidad.

Los resultados del estudio mostraron que la temperatura en la parte posterior del colector solar oscilaba entre un diferencial térmico de 1,77 °C con respecto a la superficie y una temperatura media de 45,4 °C en la parte posterior. Este diferencial contribuyó al aumento de la potencia generada por el módulo TEG, demostrando que el colector solar puede operar eficazmente como fuente de calor para generar una salida eléctrica de 0,0813 V por módulo [30].

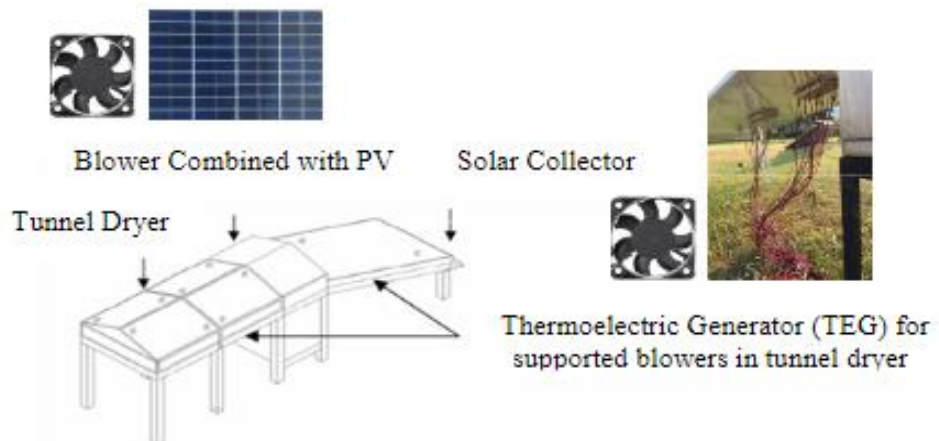


Figura 14. Concepto de colector solar combinado con semiconductores termoeléctricos.

El acceso al agua es una necesidad básica para la humanidad y una condición indispensable para llevar a cabo actividades diarias. En este contexto, se llevó a cabo un estudio experimental cuyo objetivo fue producir agua y electricidad de manera sostenible. La Figura 15 ilustra el diseño y fabricación de un destilador solar híbrido PV/T activo, que integraba un sistema Peltier alimentado por energía solar fotovoltaica (PV).

El módulo Peltier incorporado en este destilador contribuyó a mejorar significativamente la producción de agua destilada durante los procesos de evaporación y condensación, logrando un 30% más de eficiencia en comparación con los destiladores pasivos convencionales. Además, este sistema híbrido incrementó en un 38% la eficiencia del sistema solar fotovoltaico, evidenciando su potencial como una solución sostenible y eficiente para la generación combinada de agua y electricidad [31].

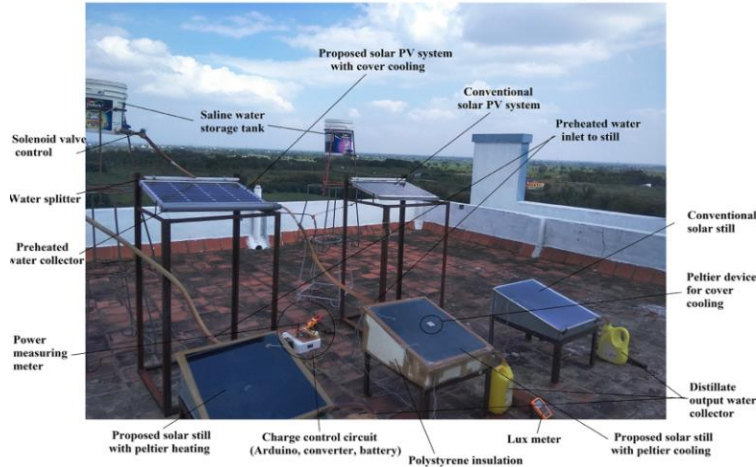


Figura 15. Configuración experimental del sistema [32].

Como evidencia de que las tecnologías de concentración han sido el foco de una intensa actividad de investigación, se ha explorado la combinación de generación térmica y eléctrica en un solo absorbedor. Un ejemplo de ello son los sistemas fotovoltaicos de concentración-térmicos (CPV-T), donde se convierte un colector cilindro parabólico en un sistema híbrido CPV-T mediante la incorporación de células fotovoltaicas en el receptor del colector. Este diseño permite un alto rendimiento de las celdas fotovoltaicas mientras el fluido caloportador arrastra el calor residual generado en la parte posterior de las placas [33]. En línea con estas innovaciones, en 2021 se desarrolló un sistema que integraba un colector solar cilindro parabólico diseñado para calentar agua utilizada en un destilador solar. Este sistema también incorporaba un módulo termoeléctrico que mejoraba la condensación en la parte superior del vidrio del destilador, acelerando el proceso de producción de agua pura. Como resultado, este diseño modificado permitió obtener agua destilada en menos de 60 minutos, evidenciando su eficiencia y aplicabilidad [34].

Con el crecimiento de la demanda energética y la necesidad de optimizar recursos y espacios, se ha intensificado el desarrollo de sistemas capaces de generar tres o más productos (por ejemplo, agua caliente, desalinización y energía eléctrica). Estos diseños buscan maximizar la eficiencia energética y reducir costos operativos mediante soluciones multifuncionales. Un avance reciente en esta dirección fue presentado en 2022 por Ider et al. en Brasil, quienes desarrollaron un colector cilindro parabólico con un absorbedor modificado [35]. En este diseño, la geometría del absorbedor fue transformada en un tubo cuadrado que incorporaba una serie de celdas Peltier para la generación de energía eléctrica. El agua de un lago cercano fue utilizada como sumidero de calor para este sistema, optimizando su rendimiento, como se muestra en la **Figura 16**.



*Figura 16. Diseño generador termoeléctrico compuesto [35].*

## **1.4 Hipótesis**

Es viable combinar las tecnologías de colector cilindro parabólico y celdas Peltier mediante un tubo absorbedor modificado para desarrollar un sistema híbrido cogenerativo controlado por un seguimiento solar inteligente manteniendo un balance entre la generación de energía térmica y eléctrica para la activación de diversos procesos y ciclos termodinámicos.

## **1.5 Objetivo general**

Estudiar, diseñar y desarrollar un sistema híbrido de colector cilindro parabólico y celdas Peltier con seguimiento solar inteligente para la generación de energía térmica y eléctrica para activación de ciclos termodinámicos.

## **1.6 Objetivos específicos**

1. Realizar una investigación sobre el recurso solar, así como su uso y aplicaciones.
2. Investigar sobre colectores cilindro parabólicos, así como sus características.
3. Investigar la tecnología Peltier y sus principales usos.
4. Investigar y revisar trabajos de hibridación de sistemas.
5. Desarrollar propuestas de seguimiento solar inteligente.
6. Diseñar un simulador del sistema de seguimiento solar y comportamiento de placas Peltier.
7. Realizar un estudio teórico de las diferentes propuestas tecnológicas por medio del simulador numérico.
8. Desarrollar, implementar y evaluar un sistema de seguimiento solar basado en ecuaciones para un colector cilindro parabólico con implementación de celdas Peltier.
9. Contrastar y documentar los datos obtenidos del estudio teórico y experimental.

---

## 1.7 Organización de la tesis

El presente documento aborda el estudio y diseño de un sistema integral de generación de energía térmica y eléctrica mediante la hibridación de un colector cilindro parabólico y módulos termoeléctricos de tipo celda Peltier. Además, se incluye la validación del simulador de módulos termoeléctricos tipo celda Peltier mediante datos experimentales obtenidos de un banco de pruebas y la construcción del prototipo del sistema híbrido. La organización del trabajo de tesis se detalla a continuación, a partir del Capítulo 2:

**Capítulo 2.** Se presentan los fundamentos teóricos necesarios para el análisis termodinámico de la energía solar, incluyendo conceptos sobre geometría solar, leyes ópticas y otros parámetros que intervienen en el funcionamiento de un colector cilindro parabólico y un generador termoeléctrico de tipo celda Peltier. También se abordan los elementos matemáticos y electrónicos requeridos para el desarrollo de un banco de prueba.

**Capítulo 3.** Este capítulo describe el proceso seguido para el diseño del simulador numérico donde se incluye una explicación detallada de los modos operativos del sistema, así como las consideraciones relacionadas con el sistema de concentración solar, análisis térmico y eléctrico.

**Capítulo 4.** Aquí se presentan los resultados teóricos obtenidos a través del simulador numérico para las diferentes propuestas generadas. También se expone la validación de estos resultados mediante un análisis comparativo con los datos experimentales obtenidos del sistema físico.

**Capítulo 5.** En este capítulo se detalla el diseño y desarrollo del prototipo CCP-TEG y las etapas en las que se construyó el sistema híbrido de colector cilindro parabólico con implementación de celdas Peltier en el absorbedor.

**Capítulo 6.** En este último capítulo, se presentan las conclusiones derivadas del trabajo realizado, incluyendo los resultados obtenidos mediante la simulación numérica y la validación experimental mediante el banco de pruebas. Asimismo, se sugieren trabajos futuros que podrían derivarse de esta tesis y se incluyen recomendaciones basadas en las observaciones realizadas durante el estudio.

---

## Capítulo 2. Fundamentos teóricos

"Lo que sabemos es una gota de agua; lo que ignoramos es el océano."

— Isaac Newton

*2.1 Energía solar*

*2.1 Recurso solar en México*

*2.3 Geometría solar*

*2.4 Calor y termoelectricidad*

*2.5 Efectos termoeléctricos*

*2.6 Teoría de control*

### 2.1. Energía solar

El sol es ampliamente reconocido como una fuente de energía natural, abundante e inagotable, lo que lo convierte en un recurso esencial para el desarrollo de tecnologías sostenibles. Su composición está dominada por un 71% de hidrógeno y un 27% de helio, con aproximadamente un 2% de otros elementos más pesados. Este "astro rey" es una esfera masiva de gases intensos, con un diámetro aproximado de  $1.39 \times 10^9$  metros y una temperatura superficial de alrededor de 5762 Kelvin [32].

La radiación emitida por el sol es constante en el espacio exterior y se mide a través de un valor promedio conocido como la constante solar, que tiene un valor aproximado de  $1367.7 \text{ W/m}^2$ . No obstante, este valor puede variar en función de la ubicación geográfica y está influenciado por factores climatológicos y atmosféricos, como la nubosidad, la altitud y la calidad del aire.

En teoría, el sol tiene la capacidad de satisfacer la demanda energética mundial si se aprovecha eficientemente mediante sistemas de captación solar. Estudios previos han demostrado que, con tecnologías adecuadas, esta fuente de energía puede jugar un papel clave en la transición hacia un modelo energético sostenible [36].

#### Radiación solar

La irradiación hace referencia a aquella cantidad de energía solar que es recibida durante un determinado periodo de tiempo. Este término tiene como unidad de medida watts por metro cuadrado ( $\text{W/m}^2$ ). La irradiación puede descomponerse en tres factores principales los cuales tienen un comportamiento distinto propio, estas componentes son la radiación directa, difusa y reflejada [37].

---

### **Radiación difusa**

La radiación directa es la porción de luz solar que llega a la superficie terrestre sin ser dispersada ni difuminada por la atmósfera o por otros elementos. En términos simples, es la luz que viaja en línea recta desde el sol hasta la Tierra, sin ser bloqueada por nubes u obstáculos. Se caracteriza por alcanzar un objeto en un trayecto directo y sin obstrucciones.

En los sistemas de captación solar, como los paneles solares fotovoltaicos o térmicos, gran parte de esta radiación directa es absorbida y convertida en energía eléctrica o térmica utilizable. Sin embargo, una fracción de esta energía puede ser reflejada o dispersada, transformándose en radiación difusa. Aunque menos concentrada que la radiación directa, la radiación difusa sigue siendo una fuente relevante de energía solar y contribuye significativamente al calentamiento y la iluminación de la superficie terrestre.

### **Radiación directa**

La radiación difusa es la porción de la radiación solar que llega a la superficie terrestre tras haber sido dispersada por moléculas de la atmósfera, partículas en suspensión y nubes. En condiciones de cielos despejados, esta radiación representa aproximadamente el 15% del total de la radiación solar incidente.

En días nublados o con alta cobertura de nubes, la radiación directa se reduce drásticamente, lo que genera un aumento significativo de la radiación difusa. A pesar de no ser tan concentrada como la radiación directa, la radiación difusa desempeña un papel importante al contribuir al calentamiento y la iluminación de la superficie terrestre, incluso en ausencia de luz solar directa.

### **Albedo**

El albedo se define como la fracción de energía solar reflejada por la superficie terrestre hacia el espacio exterior, sin ser absorbida ni utilizada por la Tierra. Este concepto, introducido por Johann Heinrich Lambert en 1760 en el campo de la fotometría, ha sido fundamental para el estudio de la radiación solar y el clima terrestre [38]. El albedo mide la capacidad de una superficie para reflejar la radiación solar incidente. Las superficies claras y brillantes, como la nieve, el hielo y las nubes, tienen un albedo elevado, lo que significa que reflejan una gran proporción de la radiación solar que reciben. En contraste, las superficies oscuras, como el asfalto o el agua, presentan un albedo bajo, ya que absorben una mayor cantidad de radiación solar y la convierten en calor.

## Radiación extraterrestre

La radiación solar extraterrestre se refiere a la radiación solar diaria que incide sobre una superficie horizontal situada en el límite superior de la atmósfera terrestre. Este valor se calcula a partir de la constante solar, definida como la cantidad de energía solar que alcanza una superficie perpendicular a los rayos solares en el espacio exterior, fuera de la atmósfera terrestre. Para estimar con precisión la irradiancia solar más allá de la Tierra, es necesario corregir la constante solar teniendo en cuenta la distancia variable entre el Sol y la Tierra a lo largo del año. Esta variación se debe a la órbita elíptica de la Tierra alrededor del Sol, lo que genera cambios en la intensidad de la radiación recibida en diferentes épocas del año. Este ajuste es esencial para obtener estimaciones precisas de la radiación solar extraterrestre en función del tiempo [39]. En la **Figura 17** se presenta una representación visual de los diferentes componentes de la radiación solar.

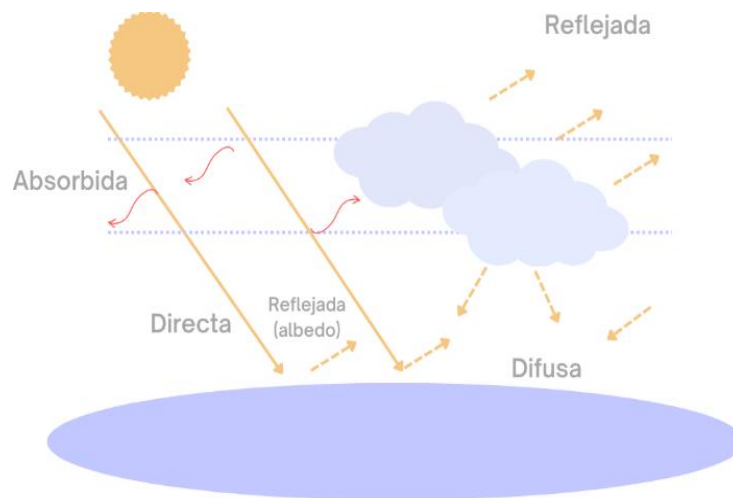


Figura 17. Composición de la radiación solar.

## 2.1 Recurso solar en México

La radiación solar es una fuente de energía abundante, renovable y con un gran potencial para satisfacer las necesidades energéticas de México. Las condiciones climáticas del país son particularmente favorables, lo que lo posiciona como un lugar ideal para el aprovechamiento de la energía solar térmica.

En la **Figura 18** se destaca el alto potencial de irradiación solar en México, con énfasis en el Noroeste, que incluye los estados de Baja California, Sonora, Sinaloa, Durango, y partes de Coahuila y Chihuahua. Estas regiones registran niveles excepcionales de irradiación solar diaria, alcanzando hasta 6.3 kWh/m<sup>2</sup>, según datos recopilados por Solar Gris, una entidad reconocida a nivel mundial por su análisis climático [40].

Este notable potencial de irradiación solar ofrece oportunidades significativas para el desarrollo e implementación de tecnologías de energía solar térmica en México. Su aprovechamiento no solo contribuiría a diversificar la matriz energética del país, sino también a reducir su dependencia de los combustibles fósiles, avanzando hacia un modelo energético más sostenible.

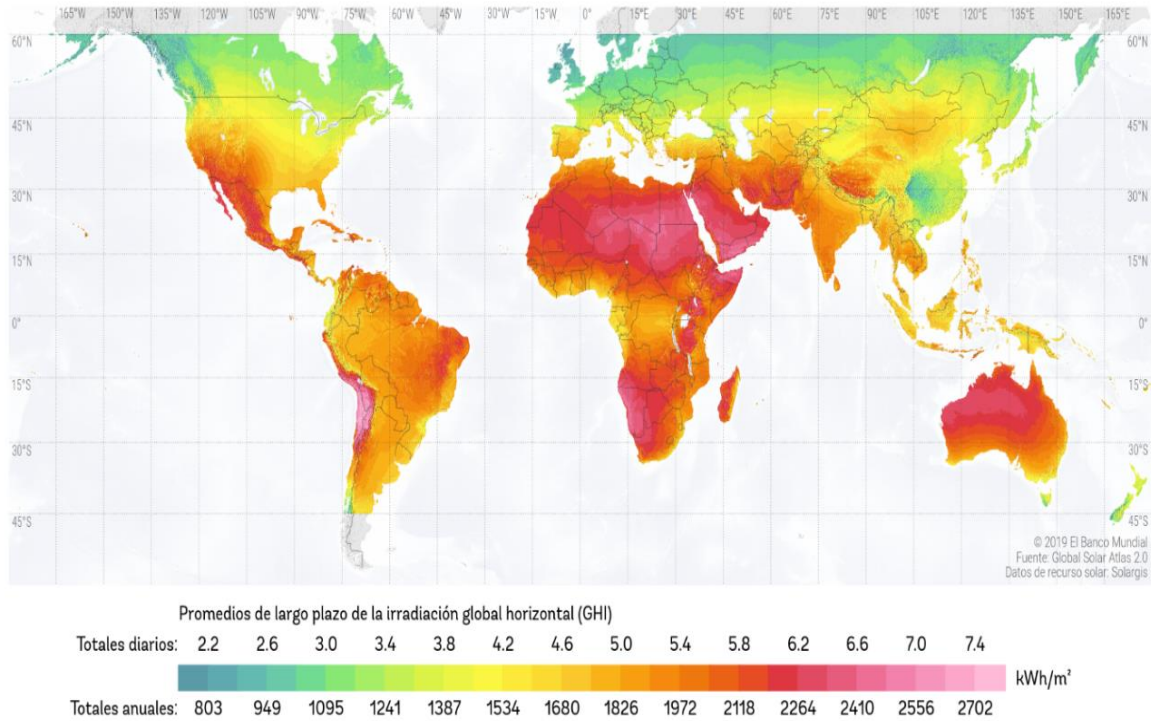


Figura 18. Radiación Solar global en el mundo [40].

La disponibilidad del recurso solar en México es un factor determinante para el desarrollo e implementación de tecnologías de energía solar en diversas regiones del país. La **Figura 19** ilustra la variación de radiación solar en todo el territorio nacional, destacando que la zona noroeste cuenta con niveles excepcionales de radiación solar, lo que la convierte en un área estratégica para la aplicación de estas tecnologías.

Datos proporcionados por la Secretaría de Energía indican que la irradiancia media mensual en Mexicali durante los meses de mayo y junio supera los 225 kWh/m<sup>2</sup>. Este valor sitúa a Mexicali entre las regiones con mayor irradiación solar en el país, consolidándola como una ubicación ideal para la implementación de sistemas de energía solar tanto a pequeña como a gran escala.

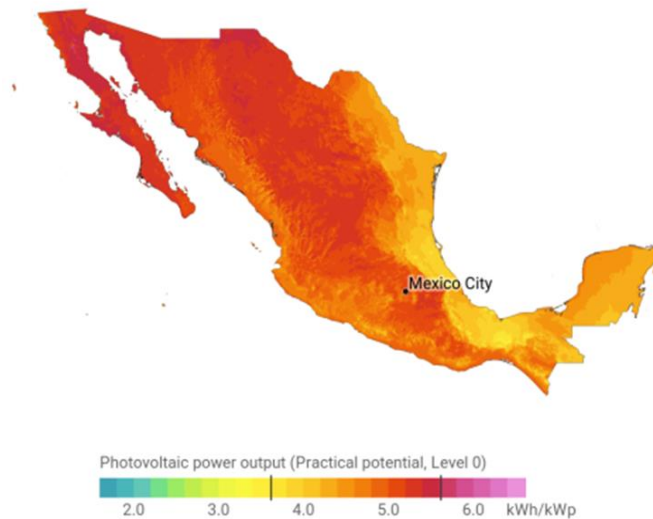


Figura 19. Radiación solar en México [40].

## 2.2 Geometría solar

La geometría solar se ocupa del análisis de los recorridos aparentes del Sol en el cielo y su ubicación en diferentes fechas y horas, permitiendo predecir su interacción con planos y volúmenes en el espacio. Este estudio se basa en los movimientos fundamentales de la Tierra: rotación y traslación.

El movimiento de rotación es el giro que realiza la Tierra alrededor de un eje imaginario que pasa por los polos. Este proceso tiene una duración de aproximadamente 24 horas, durante las cuales la Tierra completa una vuelta en dirección oeste-este y en sentido antihorario. Este movimiento es responsable de la alternancia del día y la noche, iluminando una mitad del planeta mientras la otra permanece en oscuridad.

El movimiento de traslación corresponde al desplazamiento de la Tierra alrededor del Sol. Este recorrido, conocido como año solar, tiene una duración de aproximadamente 365 días y 6 horas. Debido a la forma elíptica de la órbita terrestre, la distancia entre la Tierra y el Sol varía a lo largo del año. Este fenómeno da lugar a las estaciones del año y a eventos astronómicos clave, como los equinoccios y solsticios, cuyas posiciones relativas se muestran en la **Figura 20**.

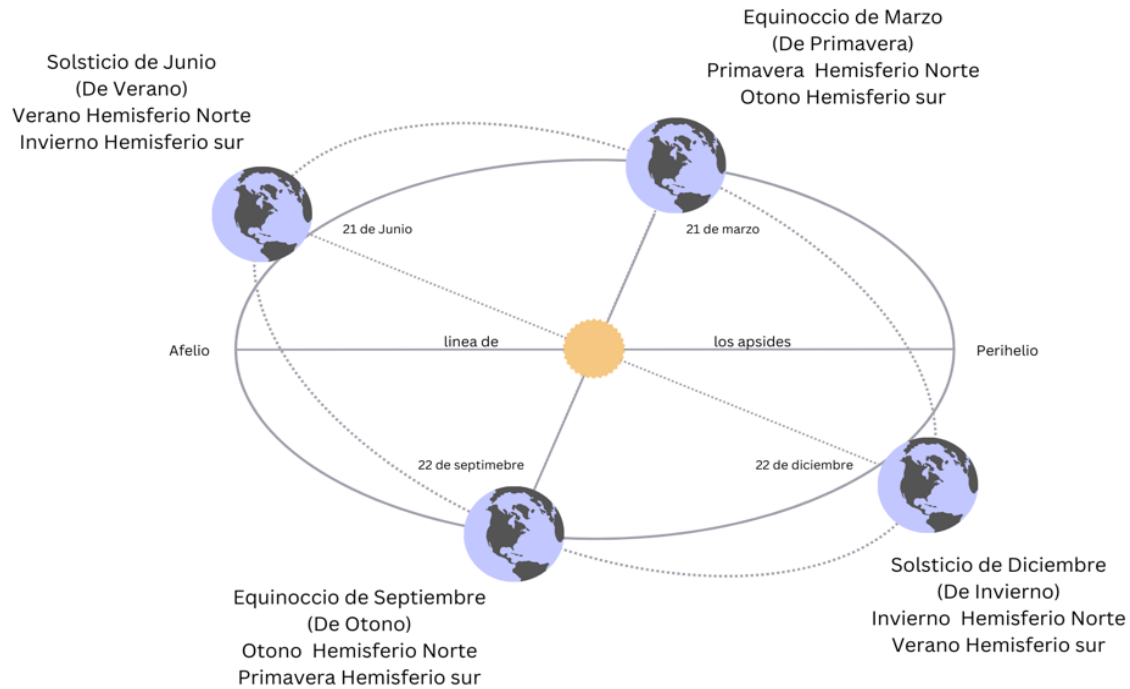


Figura 20. Movimientos terrestres respecto al sol.

Los días en los que el Sol alcanza su máxima declinación se denominan solsticios. El solsticio de verano ocurre el 21 de junio, cuando la Tierra presenta una declinación de  $23,4^\circ$  hacia el norte en relación con el Sol. Por su parte, el solsticio de invierno tiene lugar el 21 de diciembre, cuando la declinación alcanza el mismo valor, pero en dirección negativa hacia el sur. Esta inclinación provoca que el Sol parezca más alto en verano y más bajo en invierno.

Entre los solsticios se producen los equinoccios, que ocurren cuando la declinación del Sol es cero, es decir, cuando la Tierra se encuentra en una posición intermedia entre el perihelio y el afelio. Durante los equinoccios, el día y la noche tienen la misma duración en cualquier punto del planeta. El equinoccio de primavera ocurre el 21 de marzo, mientras que el equinoccio de otoño tiene lugar el 21 de septiembre.

Para determinar los ángulos relacionados con la geometría solar básica, se parte del supuesto de que los astros, incluido el Sol, se ubican sobre la superficie de una esfera celeste imaginaria. Esta esfera, con un radio arbitrario, puede tener su centro en diferentes lugares según el sistema de coordenadas empleado. Dado que la distancia de las estrellas y del Sol es muy grande en comparación con la Tierra, estos cuerpos se representan como puntos sobre dicha esfera. En el

---

sistema de coordenadas horizontales, el centro de la esfera coincide con el observador, mientras que en el sistema ecuatorial se ubica en el centro de la Tierra.

Cada sistema permite definir la posición de un punto sobre la esfera mediante dos ángulos. Este modelo resulta útil para describir y entender los movimientos aparentes diarios y anuales del Sol. En el sistema horizontal, el plano de referencia es el horizonte del observador, que se cruza con la esfera celeste delimitando el horizonte visible. El punto donde una línea perpendicular a este plano toca la esfera se denomina cenit (Z). En este sistema, la ubicación del Sol se define por dos ángulos: la altitud solar ( $h$ ) y el acimut solar ( $\alpha$ ).

La altitud solar es el ángulo entre la línea que conecta al Sol con el observador y su proyección sobre el plano horizontal, variando entre  $-90^\circ$  y  $+90^\circ$ . Es positiva cuando el Sol se encuentra sobre el horizonte y negativa cuando está por debajo. Su complemento se conoce como ángulo cenital ( $\theta_z$ ), que representa la distancia angular al cenit. El acimut solar ( $\alpha$ ), por su parte, es el ángulo que se forma entre la dirección sur y la proyección horizontal de los rayos solares. En el hemisferio norte, un valor positivo indica que el Sol está hacia el este del sur, mientras que uno negativo señala una posición al oeste del sur. En el hemisferio sur, la referencia cambia hacia el norte [41].

### 2.2.1. Ángulos de geometría solar

La declinación solar es el ángulo entre los rayos del sol y el plano del Ecuador de la tierra. Varía por un ángulo de hasta  $\pm 23^\circ 27'$  mostrado en la **Figura 21**. Esta variación hace que los cambios de estación, con su período desigual de la luz y la oscuridad. La declinación se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\delta = 23.45 * \sin \left( 365 * \left( \frac{284 + n}{365} \right) \right) \quad \dots (1)$$

Donde:

$\delta$ :Declinación Solar.

$n$ :Día del año del que se quiere hacer el cálculo.

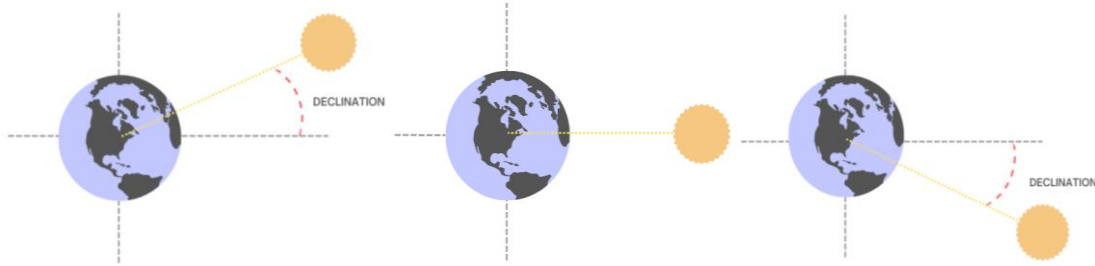


Figura 21. Ilustración del ángulo de declinación solar.

El ángulo de hora solar ( $\omega$ ) es la distancia angular entre el círculo de la hora del Sol y meridiano del local. El ángulo de la hora se define como cero al mediodía solar local, más tarde que la hora del día cuando el ángulo de altitud del sol está en su mayor. El ángulo aumenta  $15^\circ$  por cada hora antes del mediodía solar y disminuye el ángulo  $15^\circ$  por cada hora después del mediodía solar local (**Figura 22**). En otras palabras, el ángulo de la hora se establece como positivo antes del mediodía solar y negativo después del mediodía solar. Para calcular el ángulo de la hora es importante usar la hora solar local y no el tiempo del reloj.

$$\omega = 15 * (Ts - t) \quad \dots (2)$$

Donde:

$\omega$ : Ángulo horario.

t: Máxima altura solar (12:00 PM).

Ts: Hora solar de la que se quiere conocer su ángulo.

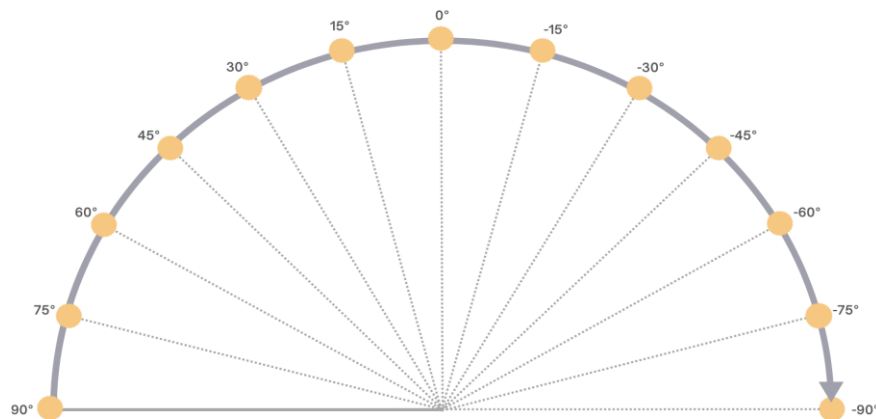


Figura 22. Ilustración del ángulo horario solar.

---

El tiempo solar ( $T_s$ ) se basa en el movimiento del sol a lo largo del cielo, el mediodía solar es el momento en que el sol cruza el meridiano del observador y alcanza su altura máxima. Es importante señalar que la hora solar no corresponde a la hora local ni a la hora civil ( $T_c$ ). Si desea convertir la hora civil a la hora solar, debe realizar dos correcciones; es la constante de corrección de la hora ( $F_{ct}$ ), dada por la diferencia de la hora solar según la zona horaria en la que se encuentra, debido a los cambios de longitud y toma en cuenta la excentricidad.

La corrección de la ecuación del tiempo ( $E$ ) afecta la órbita de la Tierra y la inclinación del eje de la Tierra en el momento en que el sol cruza el meridiano del observador.

Hora solar local (Local solar time LST):

$$\text{Hora Solar Local} = LT + \frac{TC}{60} \quad \dots (3)$$

Donde:

LT= Hora Local (Local Time).

TC= Factor de corrección del tiempo.

Para calcular la hora solar local se debe conocer la corrección del tiempo en minutos (TC) la cual se utiliza debido a la variación de la hora solar local por la variación de longitud en un huso horario cualquiera se utiliza el Factor de corrección del tiempo (Time correction factor TC):

$$TC = 4(\text{Longitud} - LSTM) + EoT \quad \dots (4)$$

Donde

4 = Los cuatro minutos que necesita la Tierra para girar  $1^\circ$ .

LSTM= Hora Estándar Local de Meridiano.

EoT= Ecuación del tiempo (Equation of time).

Para conocer el factor de corrección del tiempo se debe conocer la hora estándar local de meridiano (LSTM) que es la hora tomando como referencia los meridianos para una zona horaria particular y la ecuación del tiempo (EoT) siendo una ecuación utilizada ya que el movimiento aparente del Sol no es uniforme y la duración del día solar no es constante a lo largo del año. Hora estándar local de meridiano (LSTM):

$$LSTM = 15^\circ \Delta T_{UTC} \quad \dots (5)$$

Donde:

15= Los grados que se desplaza la Tierra por hora.

$T_{UTC}$ = La diferencia entre la hora local (LT) y el tiempo coordinado universal (UTC).

Ecuación de corrección del tiempo (EoT):

$$EoT = 9.87\sin(2B) - 7.53\cos(B) - 1.5\sin(B) \quad \dots (6)$$

Donde:

B= Variable que depende del día del año.

Para calcular B sería de la siguiente forma:

$$B = \frac{360}{365}(d - 81) \quad \dots (7)$$

Donde:

d= Día del año del que se quiere hacer el cálculo.

Ángulo horario de salida y puesta del Sol ( $\omega_s$ ):

$$\omega_s = \cos^{-1}((-tan\delta)(tan\phi)) \quad \dots (8)$$

Donde:

$\omega_s$ :Ángulo de salida y puesta del sol.

$\delta$ :Declinación en cierto día del año.

$\phi$ :Latitud del lugar.

Ángulo de Inclinación de la superficie o colector solar ( $\beta$ ) indicado en la **Figura 23**:

$$\beta = 180^\circ - (90^\circ + \omega) \quad \dots (9)$$

Donde:

$\beta$ :Es el ángulo de inclinación del colector solar.

$\omega$ :Es el ángulo horario a cierta hora solar.

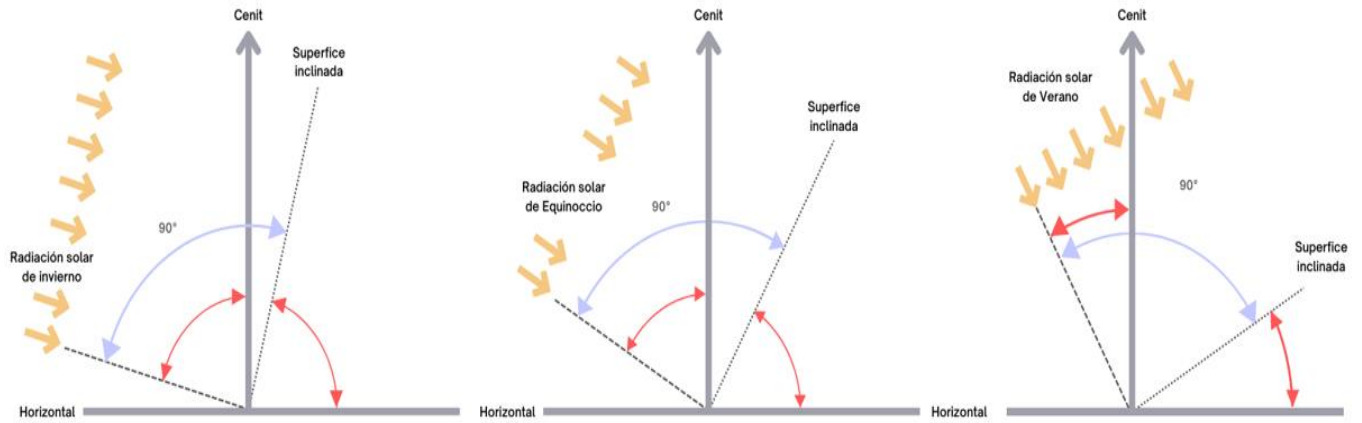


Figura 23. Ilustración del ángulo de inclinación de la superficie o colector solar.

Ángulo azimutal del sol ( $\gamma_s$ ) está trazado en la **Figura 24**:

$$\gamma_s = C_1 * C_2 * \gamma'_s + C_3 \left( \frac{1 - C_1 * C_2}{2} \right) 180 \quad \dots (10)$$

El valor de la variable  $C_1$  se obtiene a partir de:

$$C_1 = \begin{cases} 1 & \text{si } |\omega| \leq \omega_{ew} \\ -1 & \text{si } |\omega| > \omega_{ew} \end{cases} \quad \dots (11)$$

Donde:

$\omega$ : Ángulo horario.

La incógnita  $\omega_{ew}$  se consigue con la siguiente expresión:

$$\omega_{ew} = \cos^{-1} \left( \frac{\tan \delta}{\tan \phi} \right) \quad \dots (12)$$

Donde:

$\delta$ : Declinación en cierto día del año.

$\phi$ : Latitud del lugar.

El valor de la variable  $C_2$  se consigue a partir de:

$$C_2 = \begin{cases} 1 & \text{si } |\phi - \delta| \geq 0 \\ -1 & \text{si } |\phi - \delta| < 0 \end{cases} \quad \dots (13)$$

Donde:

$\delta$ :Declinación en cierto día del año.

$\phi$ :Latitud del lugar.

El valor de la variable  $\gamma'_s$  se calcula de la siguiente manera:

$$\gamma'_s = \tan^{-1}\left(\frac{\cos\delta * \sin\omega}{\sin\theta_z}\right) \quad \dots (14)$$

Donde:

$\delta$ :Declinación en cierto día del año.

$\omega$ :Ángulo horario a cierta hora solar.

$\theta_z$ :Ángulo cenital.

El valor de la variable  $C_3$  se obtiene a partir de:

$$C_3 = \begin{cases} 1 & \text{si } |\omega| \geq 0 \\ -1 & \text{si } |\omega| < 0 \end{cases} \quad \dots (15)$$

Donde:

$\omega$ :Ángulo horario a cierta hora solar

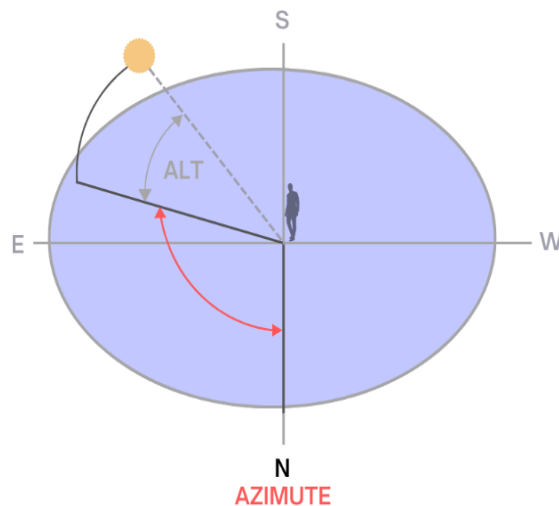


Figura 24. Ilustración del ángulo azimutal solar.



Ángulo de altitud solar ( $\alpha_s$ ):

$$\alpha_s = \sin^{-1}(\sin(\delta) * (\sin(\phi) + \cos(\delta) * \cos(\phi) * \cos(\omega))) \quad \dots (18)$$

Donde:

$\delta$ :Declinación en cierto día del año.

$\phi$ :Latitud del lugar.

$\omega$ :Ángulo horario a cierta hora solar.

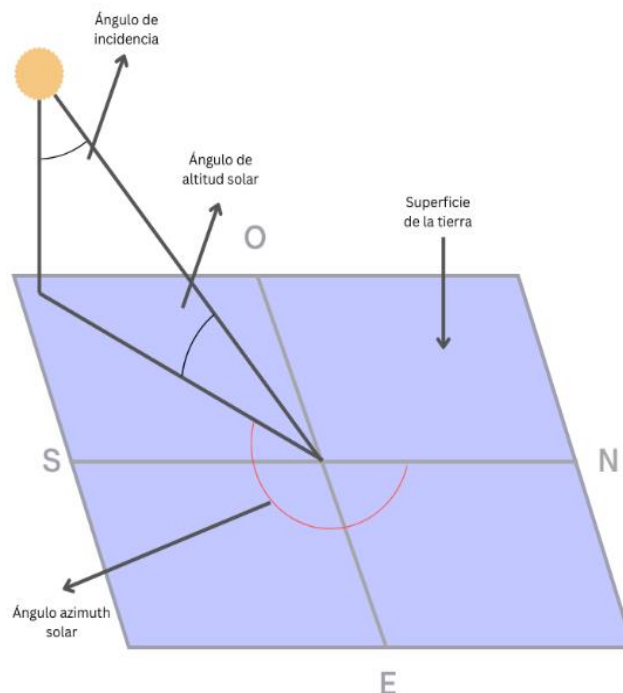


Figura 26. Ilustración del ángulo de incidencia solar.

### 2.2.2. Sistemas de captación solar

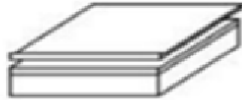



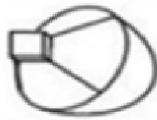
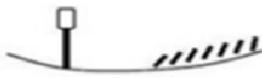
El colector solar es un dispositivo que actúa como un intercambiador de calor, diseñado para captar y convertir la radiación solar en energía utilizable. Los colectores solares se clasifican según su diseño y funcionamiento, destacando principalmente los complejos centrales y los sistemas centralizados.

*Actualmente, existe una amplia variedad de colectores solares centralizados que se agrupan en tres categorías generales, como se muestra en la **Tabla 2***

. La primera categoría corresponde a los colectores fijos o semipermanentes, diseñados para permanecer en una posición estática o con movimientos limitados. La segunda categoría incluye los sistemas con seguimiento en un eje, los cuales ajustan la posición del colector siguiendo la trayectoria del sol a lo largo de un único eje, optimizando la captación de energía solar. Finalmente, los colectores con seguimiento en dos ejes representan tecnologías más avanzadas, ya que permiten ajustar su posición en ambas direcciones, logrando un seguimiento más preciso del sol durante el día.

Las características y propiedades específicas de estos sistemas se ilustran en la **Figura 27** [42].

Tabla 2. Descripción de las características de concentración y temperatura de los colectores de energía solar.

		Nombre	Croquis	Razon de concentracion "C"	Rango de temperatura alcanzada [C]	
<i>Estacionario</i>	<i>Absorberedor plano</i>	Captador plano de agua/ aire		$C < 1$	$30 < T < 250$	
		Tubos de vacio		$C < 1$	$50 < T < 200$	
<i>Seguidores</i>	<i>Seguimiento a un eje</i>	<i>Absorbedores tumbulares</i>	Colector parabolico compuesto		$1 < C < 15$	$70 < T < 300$
			Colector cilindro parabolico		$15 < C < 40$	$70 < T < 350$
	<i>Seguimiento a dos ejes</i>	<i>Absorbedores puntuales</i>	Disco parabolico		$100 < C < 1000$	$70 < T < 1500$
			Torre central		$100 < C < 1500$	$150 < T < 1500$

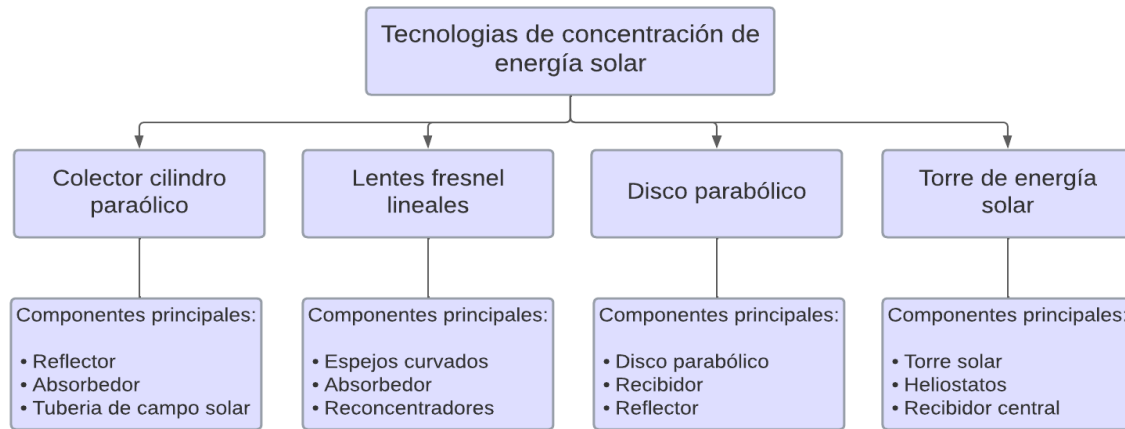


Figura 27. Traducción. Diferentes tipos de colectores solares con sus características [43].

El colector cilindro parabólico (CCP) es una tecnología completamente madura que se utiliza ampliamente para generar electricidad a partir de la energía solar. Este tipo de colector también es capaz de proporcionar calor para diversas aplicaciones industriales y domésticas, tal como se ilustra en la **Figura 28**.

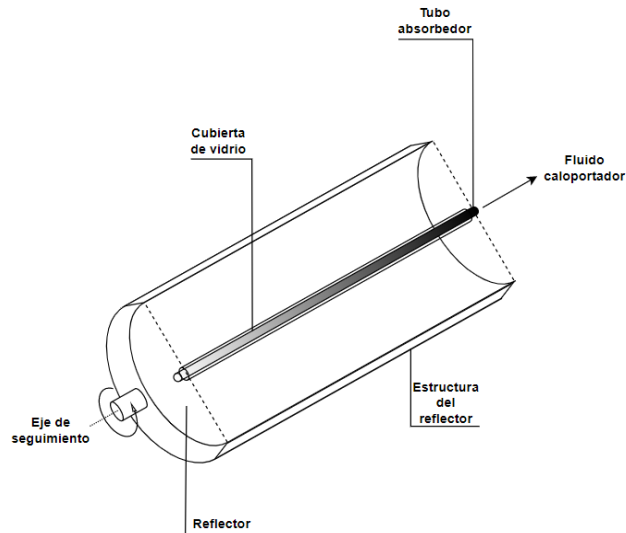


Figura 28. Concentrador cilindro parabólico (CCP).

El funcionamiento del CCP puede describirse en las siguientes etapas: Primero, la radiación solar incide directamente sobre la superficie reflectante del área de apertura del colector. Esta superficie concentra los rayos solares y los refleja hacia el receptor, donde impactan directamente, generando una transferencia de calor hacia el tubo absorbedor. En el interior de este tubo, el fluido de trabajo, ya sea agua o aceite térmico, incrementa su temperatura mediante el aprovechamiento del calor latente.

El tubo absorbedor, que está unido a los extremos del colector mediante soportes, está encerrado en una cubierta de vidrio. Esta cubierta desempeña un papel crucial al minimizar las pérdidas de

calor por convección hacia el ambiente, lo que aumenta la eficiencia del sistema. Cada una de estas partes se encuentra representada en la **Figura 29**.



*Figura 29. Plano general de los componentes del CCP.*

El reflector cilíndrico parabólico tiene como función principal reflejar y enfocar la luz solar directa hacia el receptor, asegurando que la radiación incida sobre su superficie de manera eficiente. Este componente, que se asemeja a un espejo curvo con forma parabólica, concentra la radiación reflejada en una línea focal situada por debajo del material del receptor. Los reflectores suelen fabricarse con materiales como plásticos revestidos con papel de aluminio, hoja de metal, o aluminio anodizado, siendo este último el más utilizado debido a su durabilidad y capacidad de reflexión. Su diseño optimizado permite maximizar la captación de radiación solar, contribuyendo significativamente al rendimiento del colector.

El tubo de absorción, también conocido como receptor, es uno de los componentes clave del CCP, ya que su diseño y materiales influyen directamente en el rendimiento general del sistema (**Figura 30**). Este elemento se encarga de captar y transferir la radiación solar concentrada hacia el fluido de trabajo. El receptor puede estar compuesto por uno o dos tubos dispuestos de manera concéntrica. El tubo exterior, fabricado de vidrio, está diseñado para minimizar las pérdidas de calor por convección y proteger el tubo interior de metal contra las condiciones ambientales. El tubo interior, por su parte, está construido con materiales de alta capacidad térmica para maximizar la transferencia de calor al fluido. La configuración de dos tubos contribuye a una mejor transmitancia de la radiación solar, lo que genera un aumento en el rendimiento óptico del colector.

Este diseño no solo mejora la eficiencia del sistema, sino que también asegura una mayor durabilidad y resistencia frente a las condiciones externas.



Figura 30. Tubo absorbedor típico de un CCP.

En este tipo de concentradores se habla del factor de concentración, con él se puede categorizar y para ello se debe de sacar una relación con la que podamos determinar cuál es este valor del factor de concentración. La fórmula cuantifica el valor del número de veces que aumenta la energía solar en la superficie absorbente. Los parámetros mostrados en la **Figura 31** varían según el autor consultado, pero la definición más práctica se refiere a la relación entre el área del plano de apertura del colector y el área del plano que recibe la radiación concentrada y se encarga de absorber:

$$C = \frac{A_{\text{apertura}}}{A_{\text{concentrador}}}$$

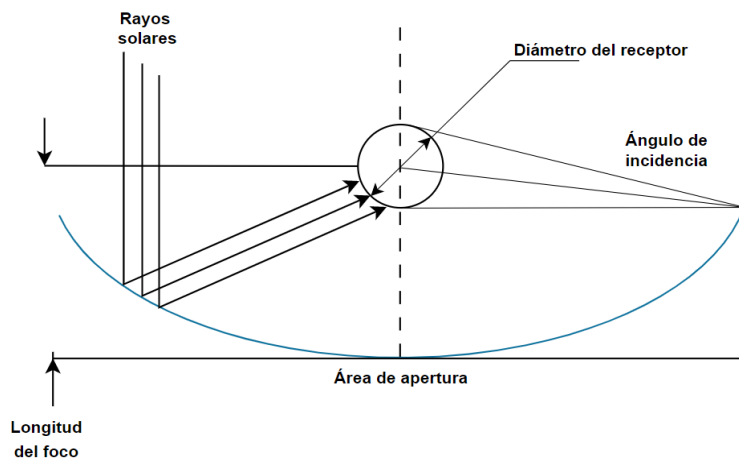


Figura 31. Esquema general de los parámetros geométricos del CCP.

### 2.2.3. Sistemas de siguiete solar

Un seguidor solar es un sistema diseñado para orientar un colector solar de manera que su área de apertura permanezca perpendicular a los rayos solares incidentes. Este posicionamiento optimiza la captación de radiación solar, maximizando el aprovechamiento del recurso y permitiendo la generación eficiente de energía eléctrica o térmica para diversas aplicaciones.

Los seguidores solares se clasifican según el número de ejes de movimiento en diseños de uno, dos o tres ejes. Estos sistemas tienen la capacidad de aumentar la eficiencia del panel solar entre un 30% y un 40%, dependiendo de las condiciones de operación y el tipo de diseño implementado [44] y es un requisito clave en los sistemas de concentración solar.

## 2.3 Óptica

### 2.3.1. Espectro electromagnético

El espectro electromagnético abarca el rango completo de todas las frecuencias de radiación electromagnética, desde las ondas de radio de baja frecuencia hasta los rayos gamma de alta frecuencia. Esta radiación se propaga en forma de ondas y partículas llamadas fotones, cubriendo un amplio espectro de energías y longitudes de onda [45].

El espectro electromagnético se divide en diferentes regiones, cada una con características y propiedades específicas. En la **Figura 32** se presenta una representación gráfica de estas regiones.

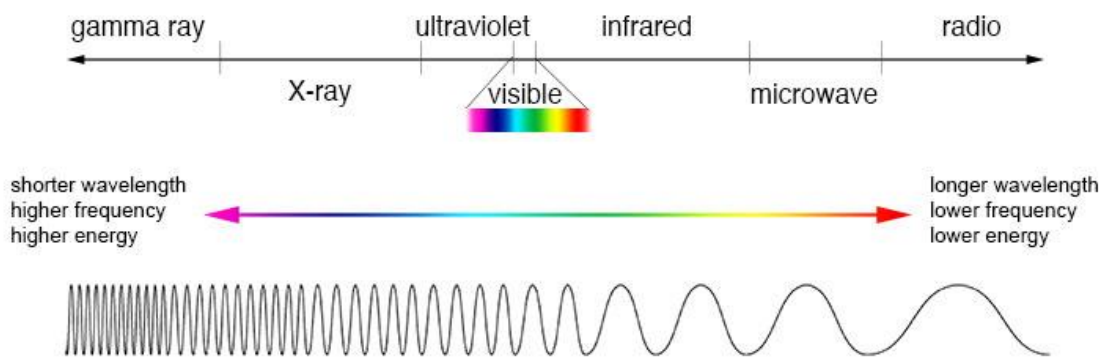


Figura 32. Comparison of wavelength, frequency and energy for the electromagnetic spectrum [46].

- 
- Ondas de radio: Son las ondas electromagnéticas de menor frecuencia y mayor longitud de onda en el espectro. Se utilizan en comunicaciones, radiodifusión, radar y otras aplicaciones.
  - Microondas: Tienen frecuencias más altas que las ondas de radio y se utilizan en comunicaciones inalámbricas, en aplicaciones de radar, en cocinas de microondas y en la observación remota de la Tierra.
  - Infrarrojo: Estas ondas tienen frecuencias más altas que las microondas y son invisibles al ojo humano, pero se sienten como calor. Se utilizan en aplicaciones de visión nocturna, telecomunicaciones, control remoto y en la industria de la astronomía para observar objetos fríos en el espacio.
  - Luz visible: Es la parte del espectro que el ojo humano puede percibir. Se extiende desde longitudes de onda más largas (rojo) hasta longitudes de onda más cortas (violeta). La luz visible es fundamental para la visión, la fotografía y muchas otras aplicaciones.
  - Ultravioleta: Tiene frecuencias más altas que la luz visible y es invisible para el ojo humano. Se utiliza en la esterilización de agua y aire, en la fototerapia médica y en la fabricación de productos químicos.
  - Rayos X: Son ondas electromagnéticas de alta energía que tienen frecuencias más altas que la luz ultravioleta. Se utilizan en la medicina para realizar radiografías y en la industria para inspeccionar materiales.
  - Rayos gamma: Son las ondas electromagnéticas de mayor energía y frecuencia en el espectro. Se utilizan en la medicina para el tratamiento del cáncer, en la industria para la esterilización de alimentos y en la investigación científica para estudiar la estructura del átomo [47].

### **2.3.2. Ecuaciones de cuerpo negro**

Un cuerpo negro en física se define como un objeto ideal que absorbe toda la radiación electromagnética que incide sobre él, sin reflejar ninguna. Este concepto es fundamental para el estudio de la radiación térmica, ya que un cuerpo negro también es el emisor perfecto, característica que permite modelar y estudiar la emisión de radiación en diferentes campos de la ciencia y la tecnología.

---

La ley de Planck describe cómo la radiación de cuerpo negro depende de la temperatura y la frecuencia de la radiación. Esta ley es esencial para entender la radiación emitida por los cuerpos en función de su temperatura. La expresión matemática de la ley de Planck es:

$$B_\nu(T) = \frac{2h\nu^2}{C^2} \frac{1}{e^{h\nu/kT} - 1} \quad \dots (19)$$

Esto representa la densidad espectral de energía por unidad de área,  $h$  es la constante de Planck,  $C$  es la velocidad de la luz en el vacío,  $\nu$  es la frecuencia de la radiación,  $k$  es la constante de Boltzmann, y  $T$  es la temperatura absoluta del cuerpo negro. Esta ecuación revela cómo el espectro de emisión cambia con la temperatura y proporciona una base para tecnologías como la termografía y la astrofísica.

Derivada de la ley de Planck, la ley de Stefan-Boltzmann cuantifica la potencia total emitida por unidad de superficie de un cuerpo negro en función de su temperatura. La fórmula es:

$$P = \epsilon\sigma AT^4 \quad \dots (20)$$

$P$  representa la potencia total emitida por unidad de superficie, medida en watts por metro cuadrado  $W/m^2$ . La constante  $\sigma$ , conocida como la constante de Stefan-Boltzmann, tiene un valor aproximado de  $5.67 \times 10^{-8} \frac{W}{m^2} K^{-4}$  y es fundamental en la física de la radiación térmica por describir la proporción de energía emitida por un cuerpo negro en función de la temperatura a la cuarta potencia. La  $T$  en la ecuación representa la temperatura absoluta del cuerpo negro, medida en kelvin (K). Esta temperatura es crucial pues la potencia irradiada se incrementa con la cuarta potencia de la temperatura del cuerpo. Aunque  $A$ , el área de la superficie, no aparece explícitamente en esta forma de la ecuación, en contextos donde es necesario calcular la potencia total emitida desde una superficie específica, se considera el área en metros cuadrados ( $m^2$ ).

Esta ley es aplicable a cuerpos negros ideales, objetos que absorben y emiten radiación con máxima eficiencia en todas las temperaturas, y es usada ampliamente para predecir el comportamiento térmico de cuerpos que se aproximan a este ideal en prácticas reales como en astrofísica y sistemas térmicos industriales.

---

### 2.3.3. Ley de Snell

Para comprender los fenómenos ópticos y físicos, es esencial familiarizarse con los principios de la formación geométrica de imágenes. Willebrord Snell van Royen (1580-1626), destacado astrónomo y matemático neerlandés, realizó importantes aportaciones a la óptica, siendo especialmente reconocido por formular la ley de la refracción, conocida como ley de Snell. La ley de Snell es un principio fundamental que describe cómo se comporta la luz al atravesar la interfaz entre dos medios con diferentes índices de refracción. Cuando un rayo de luz incide sobre esta superficie, parte de la luz se refleja mientras que otra parte se refracta, es decir, cambia de dirección al penetrar el segundo medio. Este fenómeno está gobernado por la relación matemática entre los ángulos de incidencia y refracción y los índices de refracción de los medios involucrados [48].

Las investigaciones de Snell también sentaron las bases para otras leyes ópticas fundamentales. La ley de la propagación rectilínea establece que, en un medio homogéneo, los rayos de luz se propagan en línea recta, lo cual es esencial para la óptica geométrica y para modelar sistemas ópticos. Por otro lado, la ley de la reflexión explica que cuando un rayo de luz incide sobre la superficie de separación entre dos medios, parte de la luz se refleja. El rayo reflejado, el rayo incidente y la normal a la superficie se encuentran en el mismo plano, denominado plano de incidencia. Además, el ángulo de reflexión es igual al ángulo de incidencia, siendo ambos medidos con respecto a la normal de la superficie.

$$\text{Ángulo de incidencia} = \text{Ángulo de reflexión} \quad \dots (21)$$

### 2.3.4. Ley de Wien

La ley de desplazamiento de Wien ayuda a entender cómo el pico de emisión de un cuerpo negro se desplaza a longitudes de onda más cortas a medida que aumenta la temperatura, lo que permite estimar la temperatura de cuerpos calientes observando el color de la luz que emiten, ilustrado en la **Figura 33**. La ley se expresa como:

$$\lambda_{MAX} = \frac{b}{T} \quad \dots (22)$$

Donde  $\lambda_{MAX}$  es la emisión es máxima y  $b$  es la constante de desplazamiento de Wien. Esta ley tiene aplicaciones significativas en astrofísica y climatología.

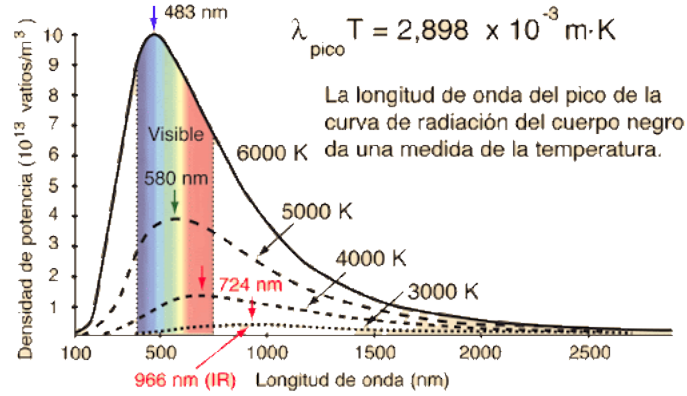


Figura 33. Relación de la longitud de onda y su temperatura.

## 2.4 Calor y termoelectricidad

### 2.4.1. Mecanismos de transferencia de calor

En el estudio de la transferencia de calor, es crucial comprender cómo se distribuye la energía térmica en diferentes entornos. A continuación, se presentan las ecuaciones fundamentales que describen los diversos mecanismos de transferencia de calor, como la conducción, la convección y la radiación, junto con la ley de enfriamiento de Newton, para ofrecer una visión más matemática y precisa de estos procesos.

La conducción es el proceso por el cual el calor se transfiere a través de un material sin movimiento apreciable de la sustancia. En los sólidos, el calor se transmite mediante las vibraciones de átomos y el flujo de electrones como se muestra en la **Figura 34**.

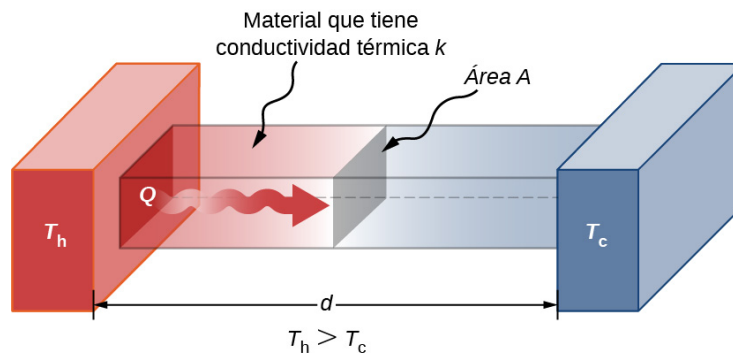


Figura 34. Representación de la conducción del calor a través de cualquier material sólido.

La ley básica que gobierna la conducción es la Ley de Fourier, que se expresa de la siguiente manera:

$$q = -kA \frac{\Delta T}{\Delta x} \quad \dots (23)$$

---

Donde:

$q$ : representa la tasa de flujo de calor a través del material, medida en vatios (W). Es la cantidad de calor que pasa a través de una sección transversal del material por unidad de tiempo.

$k$ : es la conductividad térmica del material, que se mide en watts por metro-kelvin (W/m·K). Esta propiedad describe la capacidad del material para conducir calor.

$A$ : es el área transversal a través de la cual se transmite el calor, medida en metros cuadrados (m<sup>2</sup>).

$\Delta T$ : es la diferencia de temperatura a través del material, medida en kelvin (K). Representa la diferencia entre las temperaturas en los dos extremos del material.

$\Delta x$ : es el espesor del material, o la distancia sobre la cual ocurre la transferencia de calor, medida en metros (m).

La convección implica la transferencia de calor entre una superficie sólida y un líquido o gas en movimiento adyacente. Este proceso combina la conductividad del fluido con el transporte de masa del mismo. La ley de enfriamiento de Newton describe este proceso y se formula como sigue:

$$q = hA(T_s - T_\infty) \quad \dots (24)$$

donde  $q$  es la tasa de transferencia de calor (W),  $h$  es el coeficiente de transferencia de calor por convección (W/m<sup>2</sup>·K),  $A$  es el área a través de la cual se transfiere el calor (m<sup>2</sup>),  $T_s$  es la temperatura de la superficie (K), y  $T_\infty$  es la temperatura del fluido lejos de la superficie (K).

La radiación térmica es la emisión de energía en forma de ondas electromagnéticas, que ocurre debido a los cambios en las configuraciones electrónicas de los átomos y moléculas. La ley de radiación de Stefan-Boltzmann cuantifica este fenómeno:

$$P = \varepsilon\sigma AT^4 \quad \dots (25)$$

### 2.4.2. Fluido caloportador

En los sistemas de captación solar, el fluido caloportador juega un papel crucial al pasar a través del absorbedor y transferir la energía térmica hacia el sistema de utilización de calor, como puede ser un acumulador, un acumulador mutuo o un intercambiador de calor. Estos elementos son variados y cada uno posee características y propiedades específicas que están definidas y categorizadas, como se ilustra en la **Figura 35**.

Uno de los fluidos caloportadores más comunes es el agua, la cual puede ser utilizada en circuitos abiertos o cerrados. En los circuitos abiertos, el agua sanitaria pasa directamente por el colector y sólo se pueden emplear materiales compatibles con el agua potable. Sin embargo, en algunos países, este tipo de sistema puede estar restringido debido a regulaciones sanitarias. Es crucial considerar las propiedades del agua, en particular su dureza, que se refiere al contenido de calcio y magnesio. Al calentarse, estos minerales pueden precipitar formando una costra o sarro que acelera la corrosión, restringe el flujo y reduce la eficiencia en la transferencia de calor. Los problemas asociados con la dureza del agua comienzan a manifestarse cuando los valores alcanzan 60 mg/l, mientras que el agua extremadamente blanda también puede ser problemática por sus propiedades corrosivas. Para mitigar los problemas de congelación y ebullición del fluido caloportador, es común el uso de una mezcla de agua con anticongelante, típicamente un glicol. Esta mezcla, en las proporciones adecuadas, evita la congelación del sistema incluso a temperaturas inferiores a 0°C, dependiendo de la concentración del anticongelante. Además, el punto de ebullición del fluido se eleva, protegiendo al sistema contra el sobrecalentamiento. La elección de la concentración de anticongelante debe basarse en la temperatura histórica de la región donde se instalará el sistema, así como en las recomendaciones proporcionadas por el fabricante del anticongelante como se muestra en la **Tabla 3**.

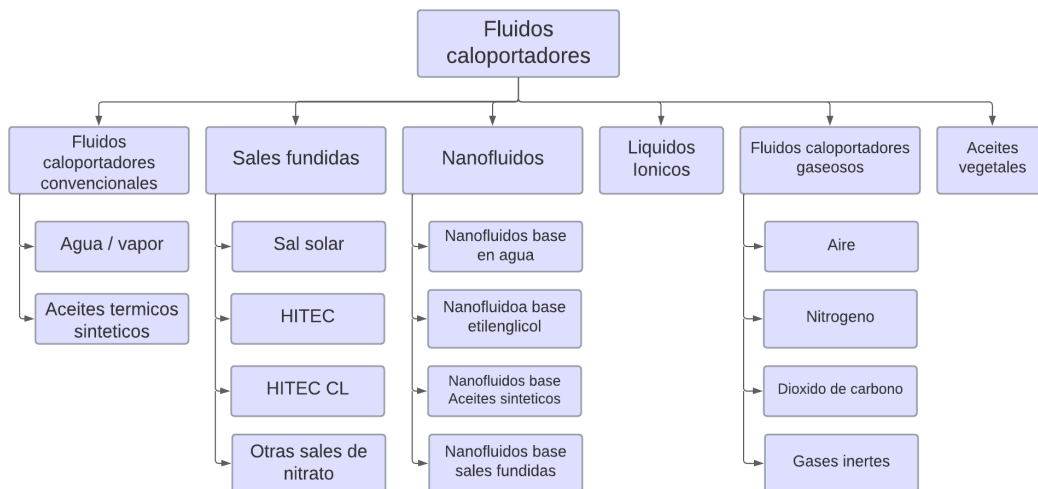


Figura 35. Tipos de fluidos caloportadores. Traducción [43].

Tabla 3. Descripción de las características de los fluidos caloportadores.

Tin (K)	Property	Pressurized water	Liquid sodium	Air	CO <sub>2</sub>	He
300	Thermal Conductivity k(W/mK)	0.628	-	0.036	0.031	0.16
	Density $\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	994	-	0.769	1.098	0.146
	Specific Heat $c_p$ (J/kgK)	4164	-	1021	1004	5193
400	Dynamic Viscosity $\mu$ (Pa s)	$5.9 \times 10^{-4}$	-	$2.5 \times 10^{-5}$	$2.3 \times 10^{-5}$	$2.1 \times 10^{-5}$
	Thermal Conductivity k(W/mK)	0.674	86.9	0.043	0.037	0.191
	Density $\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	926	918	0.632	0.939	0.112
500	Specific Heat $c_p$ (J/kgK)	4277	1370	1040	1057	5193
	Dynamic Viscosity $\mu$ (Pa s)	$1.9 \times 10^{-4}$	$5.9 \times 10^{-4}$	$2.9 \times 10^{-5}$	$2.6 \times 10^{-5}$	$2.5 \times 10^{-5}$
	Thermal Conductivity k(W/mK)	0.622	79.8	0.049	0.044	0.221
600	Density $\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	813	896	0.537	0.813	0.091
	Specific Heat $c_p$ (J/kgK)	4741	1332	1062	1104	5193
	Dynamic Viscosity $\mu$ (Pa s)	$1.1 \times 10^{-4}$	$4.1 \times 10^{-4}$	$3.2 \times 10^{-5}$	$3.0 \times 10^{-5}$	$2.9 \times 10^{-5}$
700	Thermal Conductivity k(W/mK)	-	73.4	0.054	0.051	0.251
	Density $\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	-	873	0.467	0.713	0.076
	Specific Heat $c_p$ (J/kgK)	-	1300	1086	1145	5193
800	Dynamic Viscosity $\mu$ (Pa s)	-	$3.2 \times 10^{-4}$	$3.5 \times 10^{-5}$	$3.3 \times 10^{-5}$	$3.3 \times 10^{-5}$
	Thermal Conductivity k(W/mK)	-	67.8	0.059	0.057	0.281
	Density $\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	-	851	0.413	0.633	0.066
900	Specific Heat $c_p$ (J/kgK)	-	1276	1108	1180	5193
	Dynamic Viscosity $\mu$ (Pa s)	-	$2.6 \times 10^{-4}$	$3.8 \times 10^{-5}$	$3.6 \times 10^{-5}$	$3.7 \times 10^{-5}$
	Thermal Conductivity k(W/mK)	-	62.7	0.064	0.064	0.31
1000	Density $\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	-	827	0.371	0.568	0.058
	Specific Heat $c_p$ (J/kgK)	-	1260	1129	1211	5193
	Dynamic Viscosity $\mu$ (Pa s)	-	$2.3 \times 10^{-4}$	$4.0 \times 10^{-5}$	$3.9 \times 10^{-5}$	$4.0 \times 10^{-5}$
1100	Thermal Conductivity k(W/mK)	-	58.1	0.069	0.07	0.338
	Density $\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	-	804	0.336	0.515	0.052
	Specific Heat $c_p$ (J/kgK)	-	1252	1148	1238	5193
1200	Dynamic Viscosity $\mu$ (Pa s)	-	$2.0 \times 10^{-4}$	$4.3 \times 10^{-5}$	$4.2 \times 10^{-5}$	$4.4 \times 10^{-5}$
	Thermal Conductivity k(W/mK)	-	54.1	0.073	0.076	0.366
	Density $\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	-	780	0.307	0.471	0.047
1300	Dynamic Viscosity $\mu$ (Pa s)	-	1252	1164	1262	5193
	Thermal Conductivity k(W/mK)	-	$1.8 \times 10^{-4}$	$4.5 \times 10^{-5}$	$4.5 \times 10^{-5}$	$4.7 \times 10^{-5}$
	Density $\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	-	755	0.077	0.082	0.394
1400	Specific Heat $c_p$ (J/kgK)	-	1262	0.283	0.433	0.043
	Dynamic Viscosity $\mu$ (Pa s)	-	$1.7 \times 10^{-4}$	$4.7 \times 10^{-5}$	$4.8 \times 10^{-5}$	$5.1 \times 10^{-5}$
	Thermal Conductivity k(W/mK)	-	-	0.081	0.087	0.421
1500	Density $\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	-	-	0.262	0.401	0.039
	Specific Heat $c_p$ (J/kgK)	-	-	1192	1300	5193
	Dynamic Viscosity $\mu$ (Pa s)	-	-	$5.0 \times 10^{-5}$	$5.0 \times 10^{-5}$	$5.4 \times 10^{-5}$
1600	Thermal Conductivity k(W/mK)	-	-	0.085	0.092	0.448
	Density $\rho$ (kg/m <sup>3</sup> )	-	-	0.244	0.373	0.036
	Specific Heat $c_p$ (J/kgK)	-	-	1203	1316	5193
1700	Dynamic Viscosity $\mu$ (Pa s)	-	-	$5.2 \times 10^{-5}$	$5.3 \times 10^{-5}$	$5.7 \times 10^{-5}$

---

### **2.4.3. Intercambiadores de calor**

Los intercambiadores de calor son dispositivos cruciales en numerosos sectores industriales, cada uno adaptado a necesidades específicas según sus características de diseño y funcionamiento.

**Intercambiadores de tubo y coraza:** Estos consisten en un haz de tubos alojados dentro de una carcasa cilíndrica. Un fluido fluye por dentro de los tubos, mientras otro circula por el espacio anular entre los tubos y la carcasa. Su uso es frecuente en plantas de energía, refinerías y procesos químicos debido a su alta eficiencia y capacidad para manejar altas presiones y temperaturas. Aunque son altamente efectivos, presentan desventajas como alto costo, gran tamaño, peso considerable y mantenimiento complejo.

**Intercambiadores de placas:** Formados por múltiples placas corrugadas montadas en paralelo, estos intercambiadores crean canales que permiten el flujo alternado de fluidos. Son populares en aplicaciones como HVAC, refrigeración y procesamiento de alimentos por ser compactos, eficientes y fáciles de mantener. Sin embargo, no son adecuados para trabajar bajo altas presiones y temperaturas, y pueden presentar riesgos de fugas.

**Intercambiadores de calor de aire:** Utilizan aire como uno de los fluidos y están diseñados con aletas para aumentar el área de transferencia de calor. Su ventaja radica en su bajo costo y ligereza, siendo ideales para sistemas de ventilación y climatización, aunque su eficiencia es menor en comparación con otros tipos y están limitados a aplicaciones de baja a media temperatura.

**Intercambiadores de calor de placas y aletas:** Compuestos por placas y aletas, estos intercambiadores crean numerosos canales para el flujo de fluidos, maximizando el área de transferencia de calor. Se emplean en sectores como la aeroespacial y la criogenia, y en la fabricación de intercambiadores compactos por su alta eficiencia, tamaño reducido y ligereza. No obstante, su costo elevado y la dificultad para limpiarlos pueden ser desventajosos.

**Intercambiadores de calor regenerativos:** Funcionan almacenando calor de un fluido caliente y transfiriéndolo posteriormente a un fluido frío mediante un medio de almacenamiento intermedio, como una rueda térmica. Son extremadamente eficientes en la recuperación de calor y ayudan a reducir el consumo energético. Sin embargo, su complejidad, la necesidad de un mantenimiento intensivo y los altos costos iniciales son factores a considerar.

---

#### 2.4.4. Módulos termoeléctricos

Los módulos termoeléctricos son dispositivos semiconductores de estado sólido que aprovechan los fenómenos termoeléctricos conocidos como efecto Seebeck y efecto Peltier para convertir diferencias de temperatura en electricidad o, inversamente, generar un diferencial de temperatura utilizando electricidad.

Para profundizar en el análisis de los módulos termoeléctricos, es esencial comprender los parámetros clave que afectan su rendimiento. En este apartado, se aborda el modelado de estos dispositivos, con un enfoque particular en la configuración de las termopilas, la separación y altura entre ellas, así como la elección de materiales. Estos parámetros no solo influyen en la eficiencia energética del módulo, sino que son cruciales para su diseño óptimo y adaptación a diversas condiciones operativas.

La termopila es un dispositivo que transforma una diferencia de temperatura en una señal eléctrica. Está compuesta por un conjunto de termopares conectados en serie. Cada termopar consta de dos materiales termoeléctricos distintos. Existen principalmente dos tipos de termopilas: la termopila de Seebeck y la termopila de Nernst.

Las termopilas, especialmente las que se basan en el efecto Nernst, son esenciales en aplicaciones donde la sensibilidad a los campos magnéticos es primordial. Se utilizan con frecuencia para detectar campos magnéticos débiles y en la caracterización de materiales magnéticos, aprovechando su capacidad para responder a diferencias de temperatura bajo la influencia de campos magnéticos.

Entre las configuraciones más comunes de estas termopilas (**Figura 36**) se incluyen las termopilas de Seebeck, que presentan una estructura vertical optimizando la conversión de diferencias de temperatura en energía eléctrica. Esta configuración es ideal para espacios reducidos donde se requiere una eficiente recolección de calor.

Otro tipo relevante es la termopila de Nernst con efecto anómalo Nernst (ANE), que se implementa en estructuras planas y películas delgadas. Esta versión utiliza el efecto anómalo Nernst para generar voltaje perpendicular tanto al gradiente de temperatura como al campo magnético, siendo particularmente útil en dispositivos electrónicos que requieren un control preciso del gradiente térmico y las propiedades magnéticas. Además, la termopila de Nernst enrollada, con su estructura

cilíndrica y gradiente de temperatura radial, produce caídas de voltaje azimutales a lo largo de un alambre enrollado. Esta configuración es ideal para la detección homogénea de campos magnéticos en todas direcciones, permitiendo mediciones multidimensionales [49].

Finalmente, la termopila de Nernst anti ferromagnética utiliza una estructura plana y está hecha de un único material termoeléctrico. Esta termopila puede mantener diferentes direcciones de magnetización entre sus elementos debido a su pequeño campo magnético errante, lo cual es ventajoso en aplicaciones de precisión donde los campos magnéticos externos pueden interferir con las mediciones. Estas diversas configuraciones permiten que las termopilas se adapten a especificaciones detalladas y a condiciones operativas variadas, haciéndolas herramientas extremadamente versátiles tanto en la investigación científica como en aplicaciones industriales.

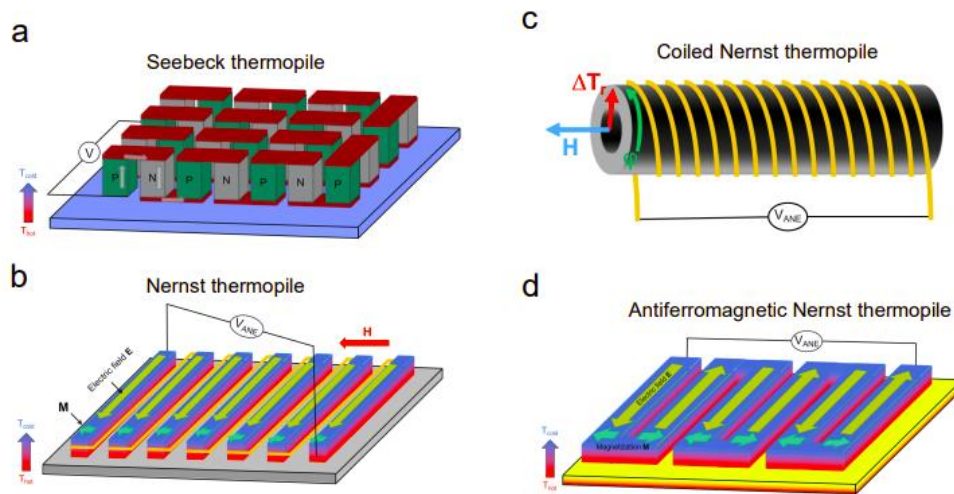


Figura 36. Tipos de termopilas y sus configuraciones típicas [49].

La separación entre las termopilas es un parámetro crucial que varía según el diseño específico y la aplicación del dispositivo. Generalmente, esta separación es muy pequeña, medida en micrómetros o incluso menos, para optimizar la transferencia de calor a través del módulo y maximizar la eficiencia de la conversión de calor en electricidad. En aplicaciones comerciales, la separación entre termopilas puede oscilar entre 10 y 200 micrómetros. Sin embargo, en aplicaciones más especializadas o en módulos termoeléctricos de alta gama, esta separación puede ser incluso más reducida, llegando a menos de 10 micrómetros según Leonov [50].

Estos detalles en la configuración y dimensionamiento de las termopilas son esenciales para el desarrollo de módulos termoeléctricos eficientes, capaces de operar de manera óptima bajo diferentes condiciones ambientales y de carga. La precisión en el diseño de estos componentes

---

permite aprovechar al máximo la capacidad termoeléctrica del material y lograr una conversión energética más eficiente, lo que es decisivo para la viabilidad técnica y económica de los sistemas termoeléctricos en una amplia gama de aplicaciones.

El principio de funcionamiento de la termopila de Seebeck se fundamenta en el efecto Seebeck. Este efecto se describe como la generación de una corriente eléctrica cuando existe una diferencia de temperatura entre dos puntos de un conductor compuesto por materiales termoeléctricos diferentes. La intensidad de esta corriente es proporcional a la diferencia de temperatura y depende de las propiedades termoeléctricas de los materiales utilizados. La configuración típica de esta termopila implica que los termopares, formados por materiales termoeléctricos tipo N y tipo P, se conecten en serie. Estos se disponen generalmente en configuración vertical, formando pilares de los materiales semiconductores.

Por otro lado, la termopila de Nernst se basa en el efecto Nernst. Este fenómeno implica la generación de una diferencia de potencial eléctrico que es perpendicular tanto a un gradiente de temperatura como a un campo magnético. En la configuración típica de Nernst, se emplean materiales termoeléctricos que manifiestan este efecto para generar una señal eléctrica en respuesta a un gradiente de temperatura combinado con un campo magnético.

El entendimiento detallado de estos mecanismos es vital para el desarrollo y la optimización de módulos termoeléctricos que puedan ser eficazmente utilizados en una variedad de aplicaciones tecnológicas y ambientales.

El efecto Seebeck, nombrado en honor al físico alemán Thomas Johann Seebeck, fue descubierto en 1821 [51]. Seebeck observó que al unir dos metales diferentes en un circuito cerrado y establecer una diferencia de temperatura entre las uniones (**Figura 37**), se genera una corriente eléctrica en el circuito. Este fenómeno es la base del funcionamiento de los dispositivos termoeléctricos destinados a la generación de energía.

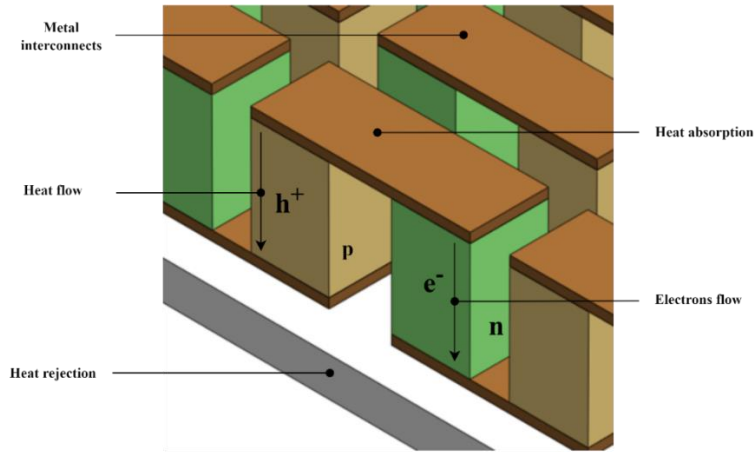


Figura 37. Análisis de un módulo termoeléctrico.

Los generadores termoeléctricos (TEG), también conocidos como módulos Seebeck, son dispositivos de estado sólido que convierten la diferencia de temperatura entre dos puntos en electricidad, aprovechando el efecto Seebeck, un fenómeno termoeléctrico. Este efecto fue descubierto en 1821 por Thomas Johann Seebeck, quien observó que al unir dos metales diferentes en un circuito cerrado y generar un gradiente de temperatura entre las uniones, se produce una corriente eléctrica.

El principio de funcionamiento de un TEG se basa en el uso de pares de materiales termoeléctricos con propiedades opuestas, como semiconductores de tipo P y tipo N. Cuando se aplica una fuente de calor en un extremo de estos materiales y una fuente fría en el otro, se establece un gradiente de temperatura a lo largo del dispositivo. Este gradiente genera un flujo de calor a través del TEG, y una parte de este calor se convierte directamente en electricidad mediante el efecto Seebeck, como se ilustra en la **Figura 38**.

Desde una perspectiva termodinámica, los TEG pueden analizarse como máquinas térmicas, ya que transforman calor en energía útil. A diferencia de las máquinas térmicas convencionales, como los motores de combustión interna o las turbinas de vapor, que convierten calor en trabajo mecánico, los TEG convierten el calor directamente en electricidad. Esto los hace ideales como complemento o alternativa a los ciclos termodinámicos tradicionales en aplicaciones donde la simplicidad, la ausencia de partes móviles y la versatilidad son ventajas clave.

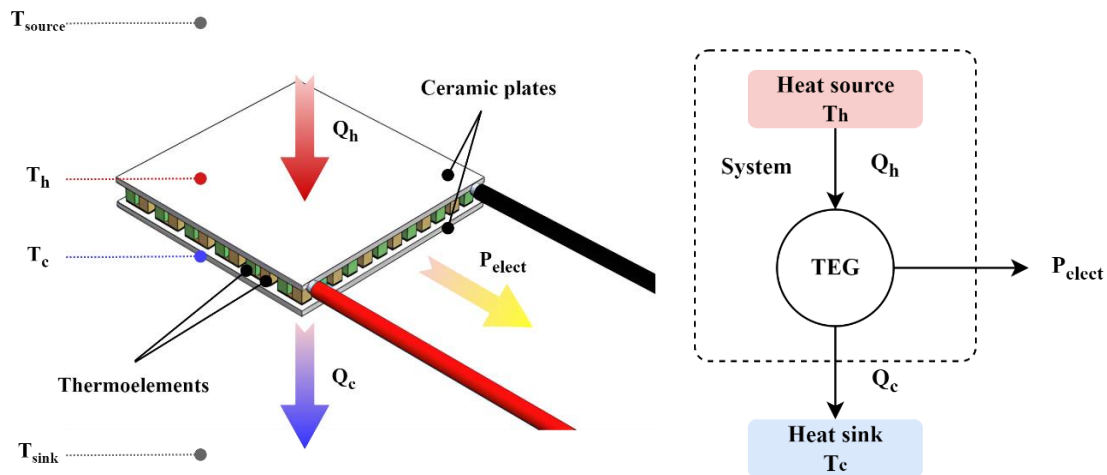


Figura 38. Esquema general de un generador termoeléctrico (A). Análisis como máquina térmica (B).

Los Enfriadores Termoeléctricos (TEC), también conocidos como dispositivos Peltier, son una tecnología innovadora basada en el efecto Peltier para lograr la transferencia de calor mediante la aplicación de corriente eléctrica. Descubierta en 1834 por el físico francés Jean Charles Athanase Peltier, este efecto establece que cuando una corriente eléctrica atraviesa la unión de dos materiales conductores diferentes (tipo P y tipo N), se genera una absorción o liberación de calor en dicha unión, dependiendo de la dirección de la corriente.

En la **Figura 39** se ilustra el proceso mediante el cual los TEC crean zonas con temperaturas distintas en ambos lados del dispositivo. Esta característica permite su aplicación en sistemas donde el control preciso de la temperatura es esencial, como en la refrigeración de dispositivos electrónicos, enfriadores de bebidas, y en las industrias alimentaria y médica. Además, los TEC también se emplean en sistemas de calefacción y refrigeración para automóviles, ofreciendo una solución eficiente, compacta y libre de piezas móviles, ideal para el control térmico en vehículos. Su versatilidad y bajo impacto ambiental los convierten en una alternativa prometedora frente a las tecnologías de refrigeración tradicionales.

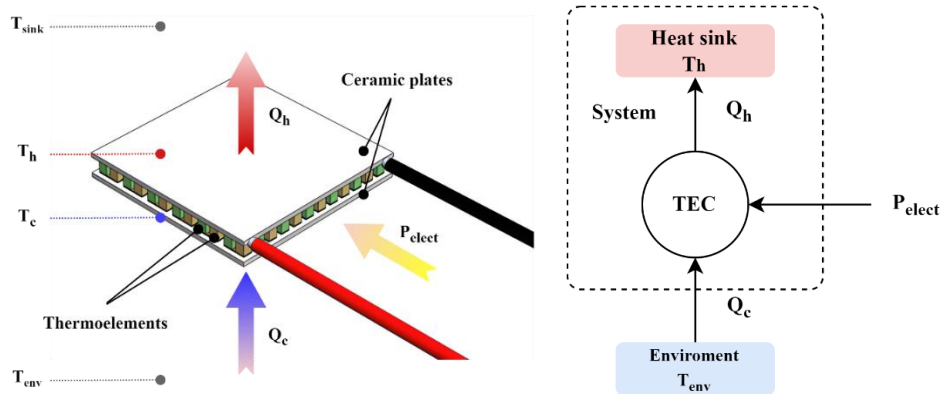


Figura 39. Esquema general de un enfriador termoeléctrico (A). Análisis como máquina térmica (B).

## 2.5 Efectos termoeléctricos

### Efecto Seebeck

Los modelos matemáticos del efecto Seebeck, también conocido como efecto termoeléctrico, desempeñan un papel crucial en la comprensión y aplicación de este fenómeno. El efecto Seebeck se refiere a la generación de una diferencia de voltaje ( $V$ ) a través de un material cuando existe un gradiente de temperatura ( $\Delta T$ ) a lo largo de él como se ilustra en la **Figura 40**.

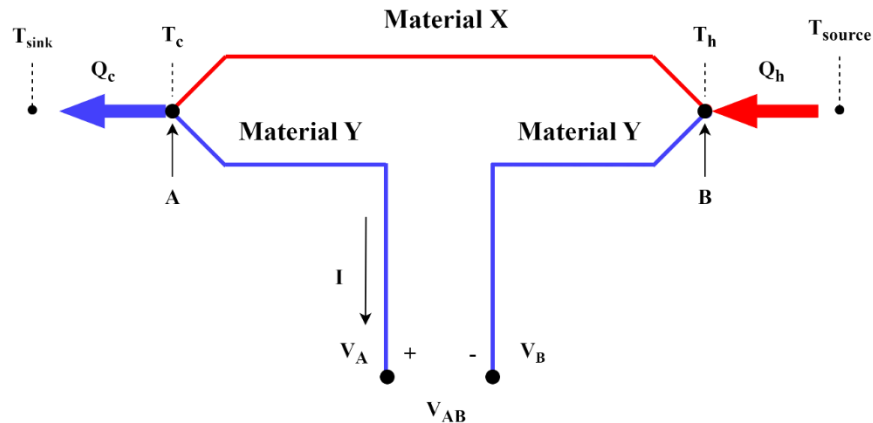


Figura 40. Diagrama general de un enfriador termoeléctrico [52].

Este fenómeno es fundamental en la conversión de calor en electricidad y encuentra aplicaciones significativas en la generación de energía termoeléctrica y la refrigeración termoeléctrica.

La relación entre la diferencia de voltaje ( $V$ ) y el gradiente de temperatura ( $\Delta T$ ) se describe mediante la ecuación del coeficiente de Seebeck ( $S$ ) :

$$V = S \cdot \Delta T \quad \dots (26)$$

---

Donde "S" es el coeficiente de Seebeck, que mide la respuesta termoeléctrica del material y es específico de cada material. El coeficiente de Seebeck es esencial para determinar la eficiencia termoeléctrica de un material.

Los magnones y fonones, como se ha destacado en la investigación de Adachi [53], desempeñan un papel importante en el efecto Seebeck, particularmente en el efecto de giro Seebeck. Los magnones son excitaciones de spin en materiales magnéticos, mientras que los fonones son excitaciones de vibración en materiales cristalinos. La interacción entre los magnones y los fonones influye en la respuesta termoeléctrica de un material. Además, la medición precisa del coeficiente de Seebeck es fundamental. La técnica AC-DC (corriente alterna-corriente continua) propuesta por Amagai [54] ha permitido medir con mayor precisión el coeficiente de Seebeck, eliminando la necesidad de valores precisos de conductividad térmica y geometría. Esto es esencial para garantizar la exactitud de los datos en materiales termoeléctricos. En las investigaciones como la presentada por Gemma [55] muestra un avance incluso en la medición de la figura de mérito  $ZT$  de una sola molécula a temperatura ambiente. Esta medición abre nuevas oportunidades para la evaluación y selección de moléculas con aplicaciones termoeléctricas como se demuestra en el trabajo realizado por Widdis [56] donde relaciona el efecto Peltier, Seebeck y Thompson por medio de dispositivos de transferencia AC-DC.

### **Efecto Peltier**

El modelo matemático del efecto Peltier es esencial para comprender cómo funciona la conversión de calor en electricidad en los generadores termoeléctricos. El efecto Peltier es un fenómeno termoeléctrico que describe la transferencia de calor causada por la corriente eléctrica que fluye a través de la unión de dos conductores diferentes. Cuando una corriente eléctrica pasa a través de esta unión, se produce una transferencia de calor desde un conductor al otro como se muestra en la **Figura 41**.

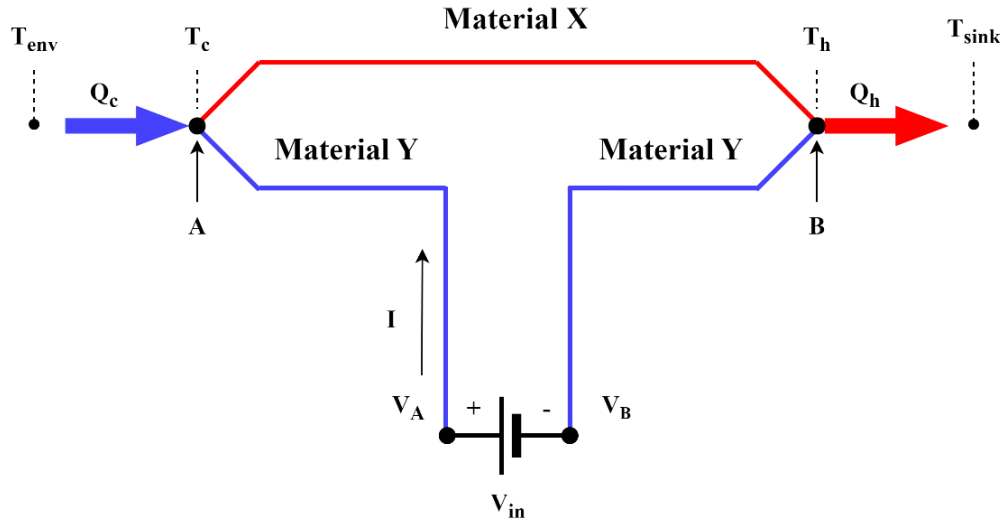


Figura 41. Diagrama general de un enfriador termoeléctrico.

Este efecto puede ser utilizado tanto para generar calor como para enfriar, dependiendo de la dirección de la corriente eléctrica. El efecto Peltier se puede entender a través de un modelo matemático que relaciona la transferencia de calor ( $Q$ ) con la corriente eléctrica ( $I$ ) y el coeficiente Peltier ( $\pi$ ) de la siguiente manera:

$$Q = \pi \cdot I \quad \dots (27)$$

Donde:

$Q$  es la transferencia de calor en vatios (W).

$\pi$  es el coeficiente Peltier en vatios por amperio (W/A).

$I$  es la corriente eléctrica en amperios (A).

El coeficiente Peltier ( $\pi$ ) es una propiedad específica de los materiales termoeléctricos y puede ser tanto positivo como negativo. Cuando es positivo, indica que la transferencia de calor es desde el material frío al material caliente cuando fluye una corriente eléctrica en una dirección específica. Cuando es negativo, la transferencia de calor ocurre en la dirección opuesta. Esto permite que el efecto Peltier se utilice tanto para la refrigeración (cuando es negativo) como para la generación de calor (cuando es positivo).

---

El modelo matemático del efecto Peltier es fundamental en la comprensión y diseño de dispositivos termoeléctricos, como generadores termoeléctricos y refrigeradores termoeléctricos. Estos dispositivos se basan en la explotación de este efecto para lograr la conversión de energía térmica en energía eléctrica (en el caso de generadores) o para controlar la temperatura en aplicaciones de enfriamiento (en el caso de refrigeradores). La dirección de la corriente eléctrica y la elección de materiales con coeficientes Peltier adecuados son aspectos clave en la optimización de estos dispositivos para diversas aplicaciones [57]. Los efectos de Peltier y Seebeck están relacionados y se basan en la respuesta termoeléctrica de los materiales. El efecto Seebeck se refiere a la generación de una diferencia de voltaje cuando existe un gradiente de temperatura en un material. El efecto Peltier, por otro lado, implica la liberación o absorción de calor cuando fluye una corriente a través de una unión entre dos materiales conductores [58].

La relación Thomson, se mantiene en el límite de baja temperatura y conecta estos efectos de Peltier y Seebeck. También se destaca que el efecto Peltier se basa en la diferencia de energía total de electrones en dos metales en contacto, y la velocidad de liberación o absorción de calor en la unión de un termopar es proporcional a la magnitud de la corriente. Además, se menciona en el trabajo elaborado por Zebarjadi [59] que el efecto Peltier puede ser no lineal y depende de la concentración del portador. Este fenómeno no lineal puede tener aplicaciones en la mejora del enfriamiento en dispositivos de micro refrigeradores. Además, en el trabajo mostrado por Galffy [60], se menciona que el efecto Peltier se atribuye a las excitaciones de cuasipartículas en materiales superconductores. Este hallazgo destaca la importancia de comprender las propiedades de los materiales en condiciones específicas y cómo esto afecta el efecto Peltier.

### **Efecto Thompson**

Los modelos matemáticos que describen el efecto Thomson en generadores termoeléctricos (TEG's) son fundamentales para comprender y mejorar el rendimiento de estos dispositivos. El efecto Thomson es un fenómeno termoeléctrico adicional al efecto Seebeck y Peltier, que ocurre cuando una corriente eléctrica fluye a través de un material con un gradiente de temperatura. El efecto Thomson se describe mediante la ecuación de Thomson, que establece que la potencia de Thomson ( $Q_{TH}$ ) generada en un material termoeléctrico está relacionada con la temperatura ( $T$ ), la resistencia eléctrica ( $R$ ), y el coeficiente de Thomson ( $\alpha$ ) del material. La ecuación es la siguiente:

---

$$Q_{TH} = -\alpha \cdot I \cdot R \cdot (T2 - T1) \quad \dots (28)$$

Donde:

$Q_{TH}$  es la potencia de Thomson generada.

$\alpha$  es el coeficiente de Thomson del material termoeléctrico.

$I$  es la corriente eléctrica que fluye a través del material.

$R$  es la resistencia eléctrica del material.

$T2$  y  $T1$  son las temperaturas en los extremos del material.

Este modelo matemático se ha mejorado para incluir el efecto Thomson, el calor Peltier, el calor Joule y todas las resistencias térmicas y eléctricas caracterizando el sistema como lo propuesto por Freunek [61]. Al combinar estos efectos, se puede obtener un modelo físico analítico completo que permite una evaluación más precisa del rendimiento de los TEG's.

Este enfoque analítico es esencial para comparar los TEG's disponibles comercialmente con el límite termodinámico y desarrollar TEG's más eficientes. Además, al considerar el efecto Thomson, se puede mejorar la precisión en la predicción del rendimiento de estos dispositivos, lo que es crucial para su aplicación en la conversión de calor en electricidad y la generación de energía termoeléctrica. El efecto Thomson, en combinación con el efecto Seebeck y el calor Peltier, amplía el espectro de fenómenos termoeléctricos que se deben tener en cuenta al diseñar y evaluar generadores termoeléctricos.

### **2.5.1. Materiales termoeléctricos**

Los materiales termoeléctricos (TEG's) desempeñan un papel crucial en la conversión de energía térmica en electricidad, lo que los convierte en una solución valiosa para diversos campos de aplicación. La eficiencia de conversión de energía de los TEG se ubica típicamente en el rango de 5-6% [62], lo que hace que sean una opción atractiva para la generación de electricidad a partir del calor residual en diversos procesos. Los materiales termoeléctricos, utilizados para la conversión de energía térmica en electricidad, se dividen en dos categorías: materiales intrínsecos y materiales extrínsecos. Entre los materiales intrínsecos, el bismuto-antimonio (Bi-Sb), como el bismuto-telurio ( $Bi_2Te_3$ ), es ampliamente utilizado, con una eficiencia termoeléctrica de aproximadamente

5-6%, lo que lo hace adecuado para aplicaciones de refrigeración y generación de energía. El telururo de plomo (PbTe), otro material intrínseco, es conocido por su alta eficiencia termoeléctrica a temperaturas intermedias y altas, con eficiencias de alrededor del 6-7%, siendo ideal para aplicaciones de generación de energía. Además, el silicio-germanio (Si-Ge) es un material intrínseco eficiente a temperaturas más bajas y se utiliza en aplicaciones de refrigeración, aunque su eficiencia es generalmente inferior a la de otros materiales intrínsecos como se muestran la **Tabla 4**.

Por otro lado, los materiales extrínsecos, como el siliciuro de magnesio y calcio ( $Mg_2Si$  y  $CaSi_2$ ), se utilizan en aplicaciones de generación de energía a temperaturas intermedias, y su eficiencia puede variar según la composición específica y las condiciones de operación. La elección del material termoeléctrico adecuado depende de la aplicación, la temperatura de operación y las propiedades termoeléctricas deseadas, desempeñando un papel fundamental en la tecnología termoeléctrica y su eficiencia es un factor crucial en la selección del material para aplicaciones específicas [63].

Tabla 4. Materiales termoeléctricos y su desempeño.

Operating Temperature, °C	Type	Materials	Maximum ZT
< 150	p	$Bi_{0.5}Sb_{1.5}Te_3$	1.4
	n	$Bi_2Se_{0.3}Te_{2.7}$	1.0
150–500	p,n	$Bi_2Te_3$	0.8
	p	$Zn_4Sb_3$	–
	p,n	PbTe	0.7–0.8
500–700	p	TeAgGeSb	1.2
	p	$CeFe_4Sb_2$	1.1
700–900	n	$CoSb_3$	0.8
	p,n	SiGe	0.6–1.0
	p	LaTe	0.4

La figura de mérito ZT, que es una cantidad usada para caracterizar el desempeño de un aparato, sistema o método en relación con sus propiedades. En este caso Z caracteriza un arreglo termoeléctrico y  $ZT = S^2 \sigma T / \kappa$ ,  $Z = P / T \kappa$ , donde: S = coeficiente de Seebeck,  $\sigma$  = conductividad eléctrica,  $\kappa$  = conductividad térmica (electrónica y fonónica), P = factor de potencia (=  $S^2 \sigma$ ) [64].

Los mejores materiales termoeléctricos usados convencionalmente en los dispositivos termoeléctricos tienen  $ZT \approx 1$ . Este valor ha sido un límite superior práctico durante unos 40 años, aunque no hay razones teóricas o termodinámicas para que  $ZT \approx 1$  sea la barrera superior. Como se ha visto,  $ZT$  se aumenta disminuyendo  $\kappa$  o aumentando  $S$  o  $\sigma$ . Sin embargo,  $\sigma$  está atada a la conductividad térmica electrónica [65]. Una figura de mérito  $ZT$  alta indica que un material es eficiente en la conversión de calor en electricidad como lo demuestran Wu y colaboradores [66] en su trabajo de investigación. En la **Figura 42** se muestra un concentrado de las figuras de mérito de diferente compuesto de materiales termoeléctricos.

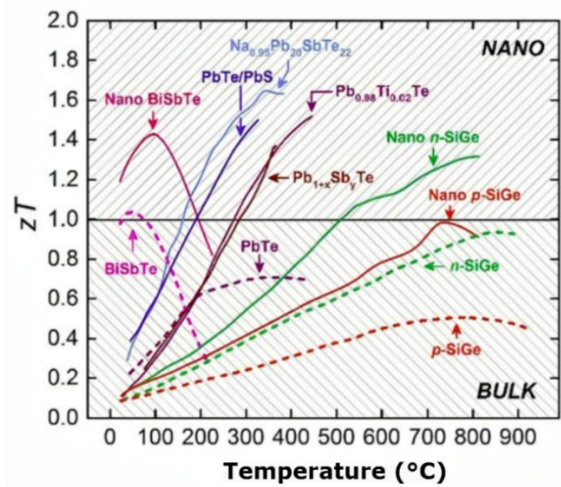


Figura 42. Figura de mérito  $ZT$  de diferentes materiales termoeléctricos en función de la temperatura. La línea discontinua muestra el valor máximo de  $ZT$  obtenido para materiales a granel. Las líneas continuas muestran resultados recientes obtenidos.

El uso de estos materiales específicamente seleccionados para los generadores termoeléctricos ha logrado que, en los generadores termoeléctricos solares de placa plana de alto rendimiento logran eficiencias máximas de hasta un 4.6% bajo condiciones AM1.5G, lo que es significativamente mayor que los valores previamente reportados para STEG de panel plano normal [67]. Este enfoque de utilizar el material adecuado según sea la aplicación ha logrado importantes avances en la optimización de dispositivos termoeléctricos ya que las investigaciones se han centrado en maximizar la potencia de salida. Los dispositivos con propiedades de capa de contacto mejoradas tienden a funcionar de manera más efectiva, y se han desarrollado modelos teóricos mejorados para esta optimización. Estos modelos toman en cuenta todos los parámetros que contribuyen a la transferencia de calor en dispositivos termoeléctricos, y se ha demostrado que la optimización de la longitud del termoelemento mejora la potencia de salida [68].

Existen varios materiales termoeléctricos semiconductores, cada uno con sus propias propiedades eléctricas y térmicas que los hacen únicos en términos de eficiencia y aplicabilidad en dispositivos termoeléctricos. Una de las características más importantes de estos materiales es su coeficiente Seebeck, que determina la magnitud de la tensión eléctrica generada por unidad de gradiente de temperatura. El coeficiente Seebeck puede variar significativamente entre diferentes materiales termoeléctricos debido a sus estructuras cristalinas, niveles de dopaje y otros factores. Por lo tanto, la selección del material termoeléctrico adecuado es crucial para optimizar el rendimiento de un dispositivo termoeléctrico y maximizar su eficiencia energética [69]. En la **Tabla 5** se encuentra los materiales semiconductores más utilizados para celdas comerciales con su respectivo coeficiente Seebeck.

Tabla 5. Coeficientes Seebeck de diferentes materiales semiconductores.

Semiconductores	Coficiente Seebeck ( $\mu\text{V/K}$ )
<i>Se</i>	900
<i>Te</i>	500
<i>Si</i>	440
<i>Ge</i>	300
Tipo - <i>n Bi<sub>2</sub>Te<sub>3</sub></i>	-230
Tipo - <i>p Bi<sub>2-x</sub>Sb<sub>x</sub>Te<sub>3</sub></i>	300
Tipo - <i>p Sb<sub>2</sub>Te<sub>3</sub></i>	185
<i>PbTe</i>	-180
<i>Pb<sub>0.3</sub>Ge<sub>3.9</sub>Se<sub>5.8</sub></i>	1670
<i>Pb<sub>0.6</sub>Ge<sub>3.6</sub>Se<sub>5.8</sub></i>	1410
<i>Pb<sub>0.9</sub>Ge<sub>3.3</sub>Se<sub>5.8</sub></i>	-1360
<i>Pb<sub>1.3</sub>Ge<sub>2.9</sub>Se<sub>5.8</sub></i>	-1710
<i>Pb<sub>1.5</sub>Ge<sub>3.7</sub>Se<sub>5.8</sub></i>	-1990
<i>SnSb<sub>4</sub>Te<sub>7</sub></i>	25
<i>SnBi<sub>4</sub>Te<sub>7</sub></i>	120
<i>SnBi<sub>3</sub>Sb<sub>1</sub>Te<sub>7</sub></i>	151
<i>SnBi<sub>2.5</sub>Sb<sub>1.5</sub>Te<sub>7</sub></i>	110
<i>SnBi<sub>2</sub>Sb<sub>2</sub>Te<sub>7</sub></i>	90
<i>PbBi<sub>4</sub>Te<sub>7</sub></i>	-53

La eficiencia de un TEG se puede expresar en términos de las temperaturas  $T_H$  y  $T_C$  y la figura de mérito ZT. La ecuación de eficiencia es:

$$\eta = 1 - \frac{T_H}{T_C} \quad \dots (29)$$

---

Esta ecuación muestra que la eficiencia de un TEG disminuye a medida que la diferencia de temperatura ( $\Delta T$ ) aumenta.

El COP mide la eficiencia de un TEG en términos de la cantidad de calor que puede extraer en relación con la cantidad de trabajo realizado para generar electricidad. El COP se expresa como:

$$COP = \frac{W}{Q_c} \quad \dots (30)$$

Donde:

$Q_c$  es la cantidad de calor absorbida a la temperatura TC.

$W$  es la cantidad de trabajo realizado para generar electricidad.

La eficiencia y el COP están relacionados. Puedes expresar el COP en términos de la eficiencia como:

$$COP = \frac{\eta}{1 - \eta} \quad \dots (31)$$

La figura de mérito ZT es un parámetro crítico que cuantifica la eficiencia de un material termoeléctrico. Se define como:

$$ZT = \frac{\alpha^2 \cdot \sigma \cdot T}{\kappa} \quad \dots (32)$$

Donde:

$\alpha$  es el coeficiente de Seebeck.

$\sigma$  es la conductividad eléctrica.

$T$  es la temperatura absoluta promedio entre  $T_H$  y  $T_C$ .

$\kappa$  es la conductividad térmica.

Para poder implementar estos modelos se debe de conocer o proponer los valores de las propiedades de los materiales tipo P y tipo N, de los cuales están compuestas las termopilas de

Seebeck, estos son la conductividad eléctrica, resistencia eléctrica y el coeficiente Seebeck. Además de estas propiedades, se necesita conocer la composición interna del módulo, es decir, el número de uniones y tener en cuenta sus parámetros eléctricos como la resistencia interna del módulo que normalmente se denomina  $R_{int}$  compuesta por la resistencia total de todos los materiales que la componen.

El análisis eléctrico se desarrolla inicialmente tomando la conductividad eléctrica de los materiales semiconductores tipo N y tipo P de los cuales obtenemos la resistividad, expresada de la siguiente manera:

$$\text{Resistividad eléctrica } P = \frac{1}{\text{Conductividad eléctrica } P} \quad \dots (33)$$

$$\text{Resistividad eléctrica } N = \frac{1}{\text{Conductividad eléctrica } N} \quad \dots (34)$$

La resistencia total de los materiales semiconductores se calcula multiplicando la resistividad del semiconductor por la cantidad de uniones que tenga el módulo, como se muestra a continuación:

$$R_{total\_P} = N * \text{Resistividad eléctrica } P \quad \dots (35)$$

$$R_{total\_N} = N * \text{Resistividad eléctrica } N \quad \dots (36)$$

Donde:

N = Es la cantidad de uniones del módulo.

Con esta resistencia calculada se puede obtener una resistencia eléctrica total de los materiales semiconductores como se muestra a continuación:

$$R_{total} = R_{total\_P} + R_{total\_N} \quad \dots (37)$$

El valor del efecto Seebeck ( $\alpha$ ) también parte del análisis de ambos semiconductores y el número de uniones, es decir que, la diferencia entre los materiales tipo P y tipo N por la cantidad de uniones da como resultado el coeficiente Seebeck total del módulo como se muestra en la siguiente ecuación:

---

$$\alpha_{total} = (\alpha_P - \alpha_N) * N \quad \dots (38)$$

Donde:

$\alpha_P$  = Es el valor del efecto Seebeck del material tipo P

$\alpha_N$  = Es el valor del efecto Seebeck del material tipo N

Con estos valores calculados se pueden obtener los valores máximos de voltaje y corriente del módulo termoeléctrico, y como se mencionaba anteriormente su funcionamiento dependen del diferencial de temperatura por lo que debemos conocer las temperaturas del lado caliente ( $T_h$ ) y del lado frío ( $T_c$ ) con el cual calcular el delta de temperatura como se muestra a continuación:

$$\Delta T = T_h - T_c \quad \dots (39)$$

Donde el VOC de un módulo se refiere al Voltaje en Circuito Abierto. Será el voltaje de salida de un módulo sin carga alguna:

$$VOC = \alpha_{total} * \Delta T \quad \dots (40)$$

La corriente de corto circuito (ISC) se refiere a la Intensidad por Corto-Circuito, y será la corriente máxima que producirá el módulo en una situación de anomalía de funcionamiento, es decir, cuando exista un cortocircuito:

$$ISC = \frac{\Delta T}{R_{total} + R_{termal}} \quad \dots (41)$$

La corriente en el módulo está determinada por el valor máximo de voltaje (VOC) entre la resistencia total (Ley de ohm) como se muestra a continuación:

$$I = \frac{VOC}{R_{total} + R_{termal} + R_{load}} \quad \dots (42)$$

Donde:

$R_{load}$  = Es la resistencia de carga con la que se esté trabajando.

El voltaje y corriente de salida del módulo ( $V_{out}$  y  $I_{out}$ ) están determinados por la ley de Ohm donde la resistencia es la resistencia de carga:

$$V_{out} = \frac{I}{R_{load}} \quad \dots (43)$$

$$I_{out} = \frac{I}{R_{load}} \quad \dots (44)$$

Para finalmente obtener la potencia de salida del módulo como se muestra a continuación:

$$P_{out} = V_{out} * I \quad \dots (45)$$

## 2.6 Teoría de control

La teoría de control se ocupa del comportamiento de sistemas dinámicos con entradas, y cómo modificar la salida mediante cambios sistemáticos en las entradas. El objetivo es desarrollar modelos que prevean la respuesta de sistemas a varias entradas y diseñar controladores que regulen el comportamiento del sistema de una manera deseada. Esta teoría es fundamental en ingeniería y ciencia, aplicándose en todo, desde sistemas eléctricos hasta procesos biológicos y económicos, permitiendo el control eficaz y eficiente de sistemas complejos.

### 2.6.1. Lógica de control convencional

- Control On/Off: El más simple de los controles (**Figura 43**), donde la salida del controlador solo tiene dos estados (encendido y apagado). No tiene la sofisticación de un control PID, pero es adecuado para algunas aplicaciones menos críticas.

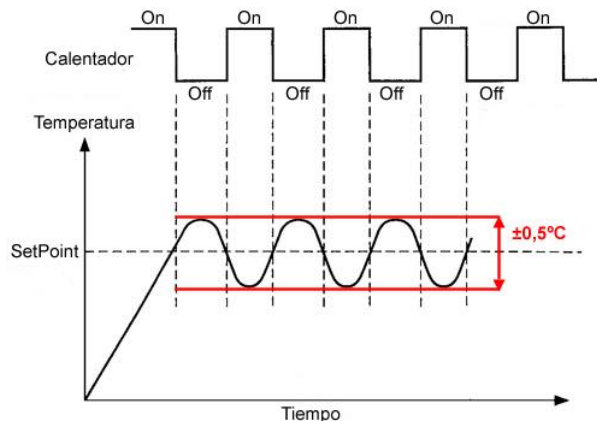


Figura 43. Control ON/OFF con histéresis [70].

- Control Lógico Programable (PLC): Utiliza programas específicos para realizar operaciones de control basadas en la lógica de relés, temporizadores, contadores, etc.
- Control Predictivo de Modelo (MPC): Una técnica avanzada que utiliza modelos matemáticos del proceso para prever y optimizar el comportamiento futuro del sistema.
- Control de retroalimentación: Basado en la realimentación de la salida del sistema para hacer ajustes en la entrada (**Figura 44**).

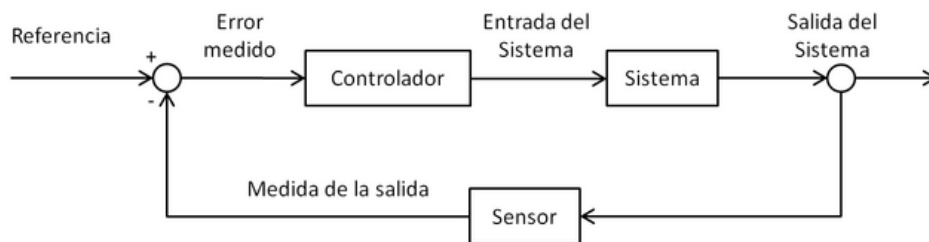


Figura 44. Control retroalimentado [71].

- Control Feedforward: Anticipa las necesidades de control en función de las perturbaciones medidas, sin esperar a ver los efectos de esas perturbaciones.
- Control difuso: Emplea lógica difusa para manejar la incertidumbre y la imprecisión, permitiendo decisiones de control basadas en grados de verdad en lugar de lógica binaria típica (**Figura 45**).

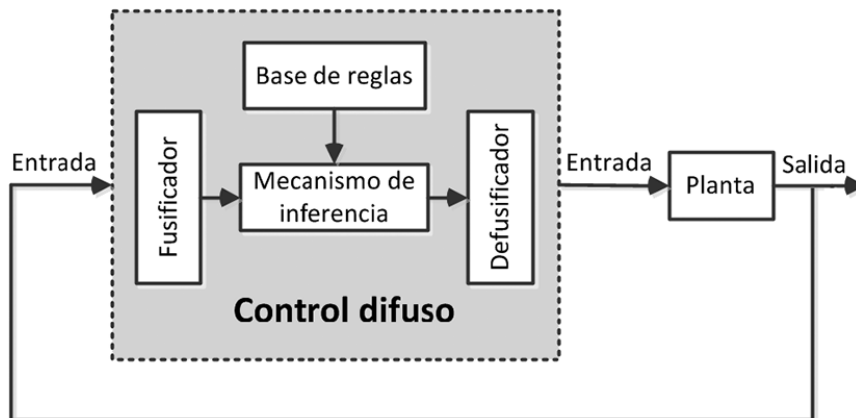


Figura 45. Control difuso [72].

---

## Capítulo 3. Metodología

"El método científico no es una receta, sino una actitud de duda sistemática y comprobación meticulosa."

— Carl Sagan

*3.1 Propuesta del sistema CCP-TEG*

*3.2 Descripción física y operativa*

*3.3 Modelado del sistema CCP-TEG*

*3.4 Análisis óptico y geométrico del colector*

*3.5 Modelado de módulos termoeléctricos*

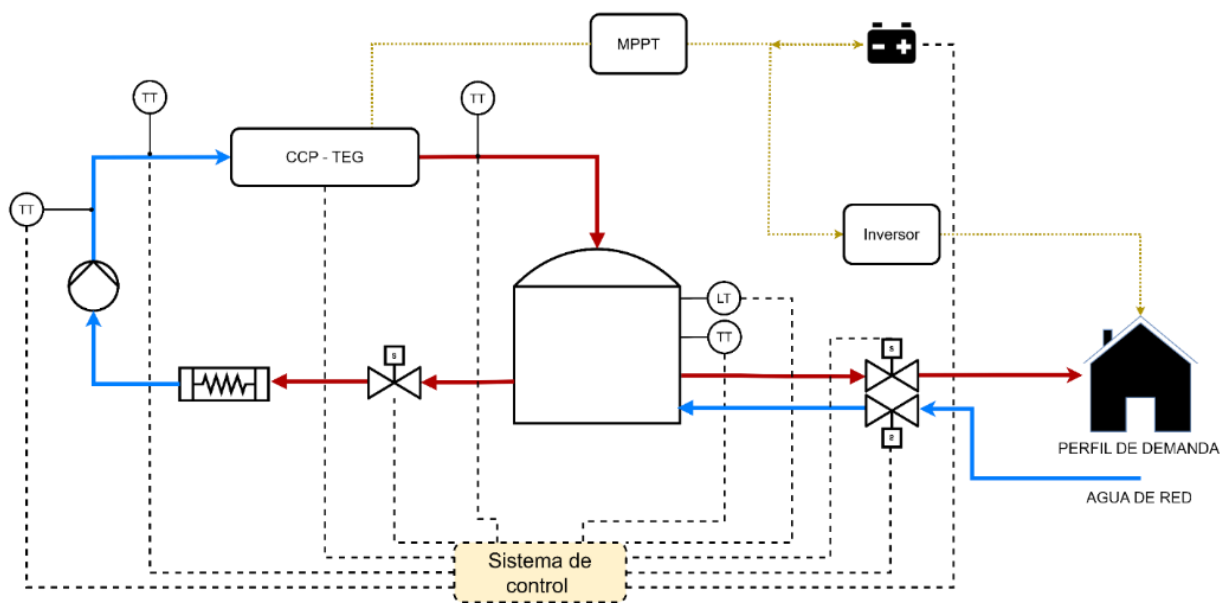
### 3.1 Propuesta del sistema CCP-TEG

La propuesta para el sistema integra una serie de componentes y tecnologías enfocadas en el aprovechamiento eficiente de la energía solar, convirtiéndola en calor y luego en electricidad. El núcleo del sistema y el cual será el objeto de investigación es un colector cilindro-parabólico (CCP), cuya función es captar y concentrar la radiación solar incidente sobre un absorbedor rectangular modificado, el cual transfiere el calor útil hacia dos aplicaciones principales: el calentamiento de agua y la generación termoeléctrica mediante módulos tipo Peltier (TEC-12706).

El sistema completo propuesto se complementa con un conjunto de dispositivos de conversión, almacenamiento y control, diseñados para asegurar una operación eficiente, autónoma y adaptable a diferentes condiciones de irradiancia y demanda. Entre estos componentes destacan:

- Un controlador de carga, encargado de gestionar el flujo de energía eléctrica generada hacia un banco de baterías, optimizando los ciclos de carga y descarga.
- Un inversor, que convierte la corriente continua almacenada en las baterías en corriente alterna utilizable por cargas domésticas o industriales.
- Un conjunto de sensores estratégicamente ubicados, que permiten la medición en tiempo real de variables críticas como temperatura del fluido, temperatura ambiente, diferencial térmico y flujo másico.
- Una bomba de recirculación, esencial para mantener el flujo continuo del fluido caloportador a través del absorbedor, asegurando una transferencia térmica eficiente y estable.

El diseño completo del sistema se encuentra representado en el Diagrama Técnico Integrado (DTI) mostrado en la **Figura 46**, el cual describe de manera detallada la interconexión entre todos los subsistemas: captación solar, generación termoeléctrica, almacenamiento, conversión y monitoreo. Además, el sistema ha sido diseñado para operar bajo un perfil de demanda energética específico, el cual define la forma en que se distribuye la energía almacenada de acuerdo con los requerimientos del usuario. Este enfoque orientado a la demanda permite maximizar el aprovechamiento de la energía disponible, ajustando el suministro a los patrones reales de consumo.



*Figura 46. Diagrama de conexiones del sistema co-generativo.*

### 3.2 Descripción física y operativa

La **Figura 47** muestra el esquema funcional del simulador diseñado para el análisis integral de un sistema híbrido de cogeneración solar basado en un colector cilindro-parabólico (CCP) acoplado a módulos termoeléctricos. Este diagrama permite visualizar cómo interactúan los distintos módulos del sistema para optimizar la captación, conversión, almacenamiento y distribución de la energía solar térmica y eléctrica.

---

El simulador está compuesto por varios módulos interconectados, cuya función es representar de forma precisa tanto las condiciones ambientales como el comportamiento físico-operativo del sistema. A continuación, se describe el funcionamiento de cada bloque:

- **Módulo de perfil meteorológico:** recopila datos climáticos característicos del sitio de estudio, tales como irradiancia solar, temperatura ambiente y humedad relativa. Esta información es fundamental para reproducir escenarios operativos realistas y calcular el flujo de energía solar disponible en cada instante.
- **Módulo de geometría solar:** calcula la posición del sol a lo largo del año y determina los ángulos de incidencia sobre el colector. Este módulo permite ajustar la orientación del sistema (en configuraciones con seguimiento solar) para maximizar la captación de radiación directa, mejorando así la eficiencia del colector.
- **Simulador CCP–TEG:** representa el núcleo del sistema. Este módulo simula la interacción térmica entre el CCP modificado y los módulos termoeléctricos tipo Peltier, calculando la transferencia de calor desde el absorbedor hacia los módulos. A partir del diferencial de temperatura resultante, se estima la potencia eléctrica generada mediante el modelo termoeléctrico desarrollado en esta investigación.
- **Módulo de almacenamiento térmico (termotanque):** evalúa la dinámica de acumulación de energía térmica en un volumen de fluido caloportador, simulando su comportamiento bajo distintas tasas de carga y demanda. Este módulo permite estudiar la viabilidad del sistema como generador de agua caliente sanitaria o calefacción en aplicaciones residenciales.
- **Módulo de gestión eléctrica:** conformado por un controlador de carga, un banco de baterías y un inversor, cuya función es almacenar la energía eléctrica generada en forma de corriente continua (CD), regular su uso y transformarla en corriente alterna (CA) para su aprovechamiento en entornos domésticos o industriales.

- Módulo de perfil de demanda: ajusta el comportamiento del sistema en función de un perfil de consumo específico, permitiendo evaluar la distribución energética en distintos horarios, condiciones de carga y tipos de usuario. Este módulo es clave para validar el sistema bajo esquemas reales de operación y consumo intermitente.

En conjunto, este simulador representa una herramienta de análisis y validación integral que permite estudiar el comportamiento del sistema CCP-TEG bajo múltiples escenarios operativos. Su diseño modular permite evaluar no solo la eficiencia energética del sistema, sino también su flexibilidad, capacidad de almacenamiento, respuesta térmica y viabilidad para aplicaciones en contextos aislados o rurales.

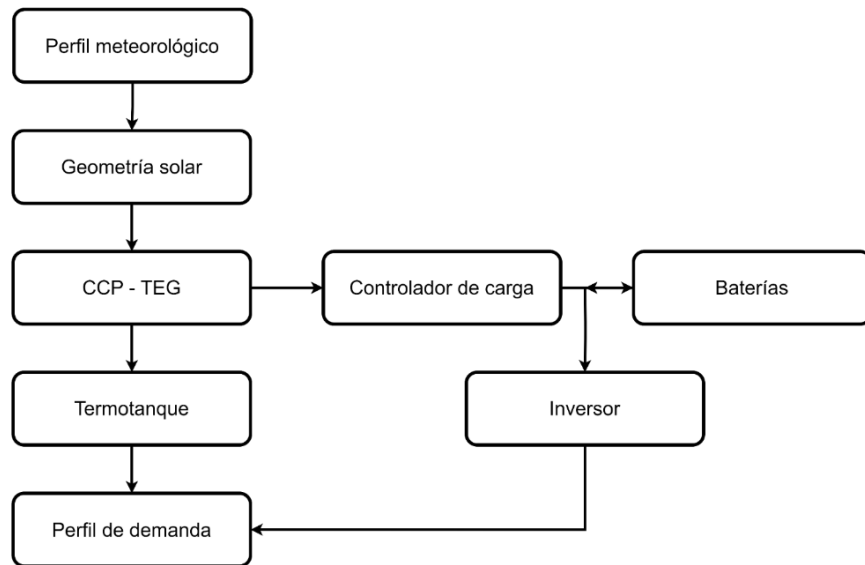


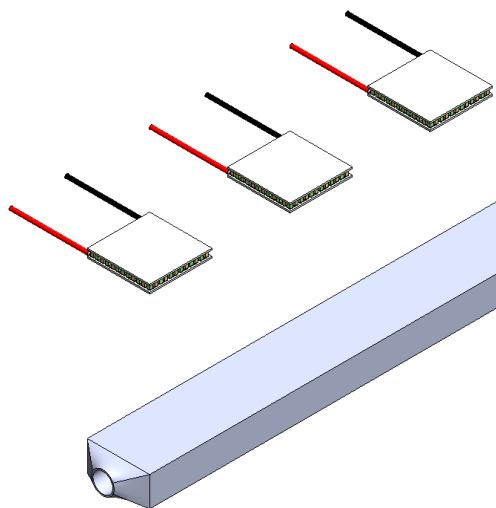
Figura 47. Esquema general del simulador del sistema co-generativo.

### 3.2.1. Descripción física del sistema

Esta sección describe en detalle la configuración física del sistema híbrido de cogeneración solar con seguimiento inteligente, resaltando la integración de sus componentes principales y las especificaciones constructivas que lo hacen viable tanto técnica como económicamente. El núcleo del sistema está compuesto por un absorbedor modificado de geometría plana, sobre el cual se integran módulos termoelectricos (TEM), acoplado a un colector solar tipo cilindro-parabólico (CCP) (**Figura 48**).

Esta modificación al diseño tradicional de receptores cilíndricos tiene como objetivo permitir la generación simultánea de agua caliente y electricidad, maximizando así el aprovechamiento del recurso solar y mejorando el rendimiento del sistema en esquemas de cogeneración. El absorbedor propuesto presenta una longitud de 1 metro y un ancho de 40 mm, adaptado específicamente a las dimensiones estándar de las celdas termoelectricas tipo TEC-12706. El canal de flujo caloportador está construido con un perfil tubular rectangular de  $1\frac{1}{4}'' \times \frac{3}{4}''$ , lo cual facilita su disponibilidad comercial y su implementación económica. Este diseño favorece el contacto directo entre el fluido caloportador y la cara inferior del módulo, mejorando la transferencia térmica. La lámina reflectiva, encargada de dirigir la radiación solar hacia el tubo absorbedor, está fabricada de acrílico. La fijación de esta lámina al cuerpo de la parábola se realiza mediante tornillos de acero inoxidable y un adhesivo térmico, garantizando una superficie continua y libre de distorsiones. Los laterales de la estructura se unen al cuerpo principal con remaches de aluminio y soportes de refuerzo, lo que asegura la integridad estructural del ensamblaje.

El sistema está diseñado con una longitud base de un metro, ajustable según los requerimientos termoelectricos. La estructura de soporte, fabricada con tubulares cuadrados de 2x2 pulgadas y cuenta con ruedas ajustables incorporadas. En conjunto, el diseño físico del sistema CCP-TEG busca combinar la eficiencia térmica del colector solar con la versatilidad de los módulos termoelectricos, en una arquitectura modular, robusta y adaptable. La propuesta integra criterios de viabilidad técnica, eficiencia energética y factibilidad constructiva (**Figura 49**).



*Figura 48. Propuesta del absorbedor modificado.*

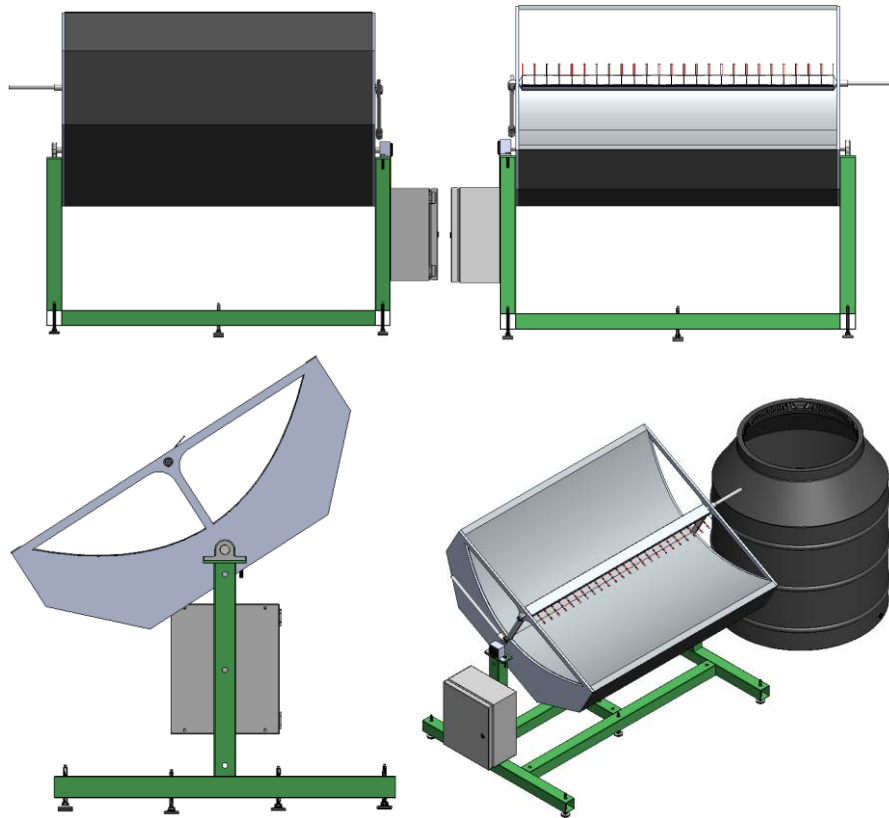


Figura 49. Propuesta inicial completa del sistema de cogeneración.

### 3.2.2. Descripción operativa del sistema

#### 3.2.2.1 Calentador de agua solar

En este modo operativo, el sistema utiliza el colector cilindro-parabólico (CCP) para captar y concentrar la radiación solar directa sobre el absorbedor rectangular modificado. El posicionamiento óptimo del colector se asegura mediante un sistema de seguimiento solar motorizado, que ajusta automáticamente la orientación del reflector y el absorbedor conforme al movimiento aparente del Sol. El fluido caloportador (agua a temperatura ambiente) es impulsado mediante una bomba de circulación a través del perfil tubular rectangular que conforma el absorbedor. A medida que el fluido fluye por el canal, recibe calor por conducción desde la superficie metálica calentada por la radiación solar concentrada. Este proceso térmico incrementa gradualmente la temperatura del fluido hasta alcanzar el valor deseado.

Una vez calentado, el fluido es dirigido hacia un tanque de almacenamiento térmico, el cual está diseñado para preservar la energía térmica acumulada mediante aislamiento y estratificación

---

térmica. Esta configuración permite disponer de agua caliente incluso durante períodos sin irradiación solar, habilitando su uso para aplicaciones domésticas, sanitarias o de pequeña escala industrial.

### **3.2.2.2 *Generador termoeléctrico***

En el modo de operación como generador termoeléctrico, el sistema emplea el mismo colector CCP, pero ahora en combinación con módulos termoeléctricos (TEC-12706) acoplados a la superficie del absorbedor. La radiación solar concentrada calienta directamente la cara superior del módulo, configurando el lado caliente del dispositivo. Simultáneamente, el fluido caloportador circula por el interior del perfil tubular, removiendo calor de la cara inferior del módulo, que actúa como lado frío. Esta configuración genera un diferencial de temperatura ( $\Delta T$ ) entre ambas caras del módulo, el cual activa el efecto Seebeck, mediante el cual el gradiente térmico se convierte directamente en electricidad.

La energía eléctrica generada puede ser almacenada o utilizada directamente, mientras que el calor remanente del proceso contribuye al aumento adicional de temperatura del fluido, lo que refuerza el desempeño térmico global del sistema. Esta sinergia entre generación eléctrica y recuperación térmica constituye el principio de cogeneración que fundamenta el diseño del sistema CCP-TEG. En este modo, se logra no solo la producción simultánea de energía térmica y eléctrica, sino también una mejora en la eficiencia termoeléctrica, dado que el retiro de calor en el lado frío favorece la estabilización del  $\Delta T$ , prolongando así la operación efectiva del módulo termoeléctrico.

## **3.3 Modelado del sistema CCP-TEG**

### **3.3.1. Metodología general de simulación**

La metodología de simulación desarrollada para el sistema CCP-TEG se basa en una estructura modular e integrada, que permite modelar el comportamiento térmico y eléctrico del sistema bajo distintas condiciones ambientales y operativas. Esta metodología está compuesta por tres bloques principales: el modelo óptico-geométrico, el modelo térmico y el modelo termoeléctrico, los cuales interactúan mediante un flujo secuencial de información.

El proceso inicia con el modelo óptico-geométrico del colector cilindro-parabólico (CCP), donde se calcula la radiación solar útil que incide sobre el absorbedor. Este modelo considera parámetros

---

como el ángulo de incidencia solar, la geometría del reflector, y las pérdidas ópticas asociadas al factor coseno, pérdidas por extremos y desenfoque. El calor útil obtenido es la entrada para el modelo térmico, que estima la cantidad de calor absorbido por el sistema. Este módulo resuelve un balance de energía en el absorbedor, considerando las pérdidas térmicas por convección y radiación, y la interacción térmica con el fluido caloportador. El resultado de este bloque es el flujo térmico neto disponible, así como la temperatura alcanzada en la superficie del absorbedor.

Posteriormente, el modelo térmico alimenta al modelo termoeléctrico, donde se evalúa el comportamiento de los módulos Peltier en modo generador. A partir del flujo de calor transferido y las temperaturas de operación, se calcula el diferencial térmico ( $\Delta T$ ) entre las caras caliente y fría de cada módulo. Este diferencial, junto con las propiedades eléctricas del módulo (coeficiente Seebeck, resistencia interna, carga conectada), permite determinar la potencia eléctrica generada mediante el efecto Seebeck.

Para implementar esta metodología, se utilizó el entorno de programación MATLAB, debido a su capacidad para resolver sistemas acoplados de ecuaciones algebraicas y diferenciales, así como por su flexibilidad para desarrollar simuladores modulares **Figura 50**.

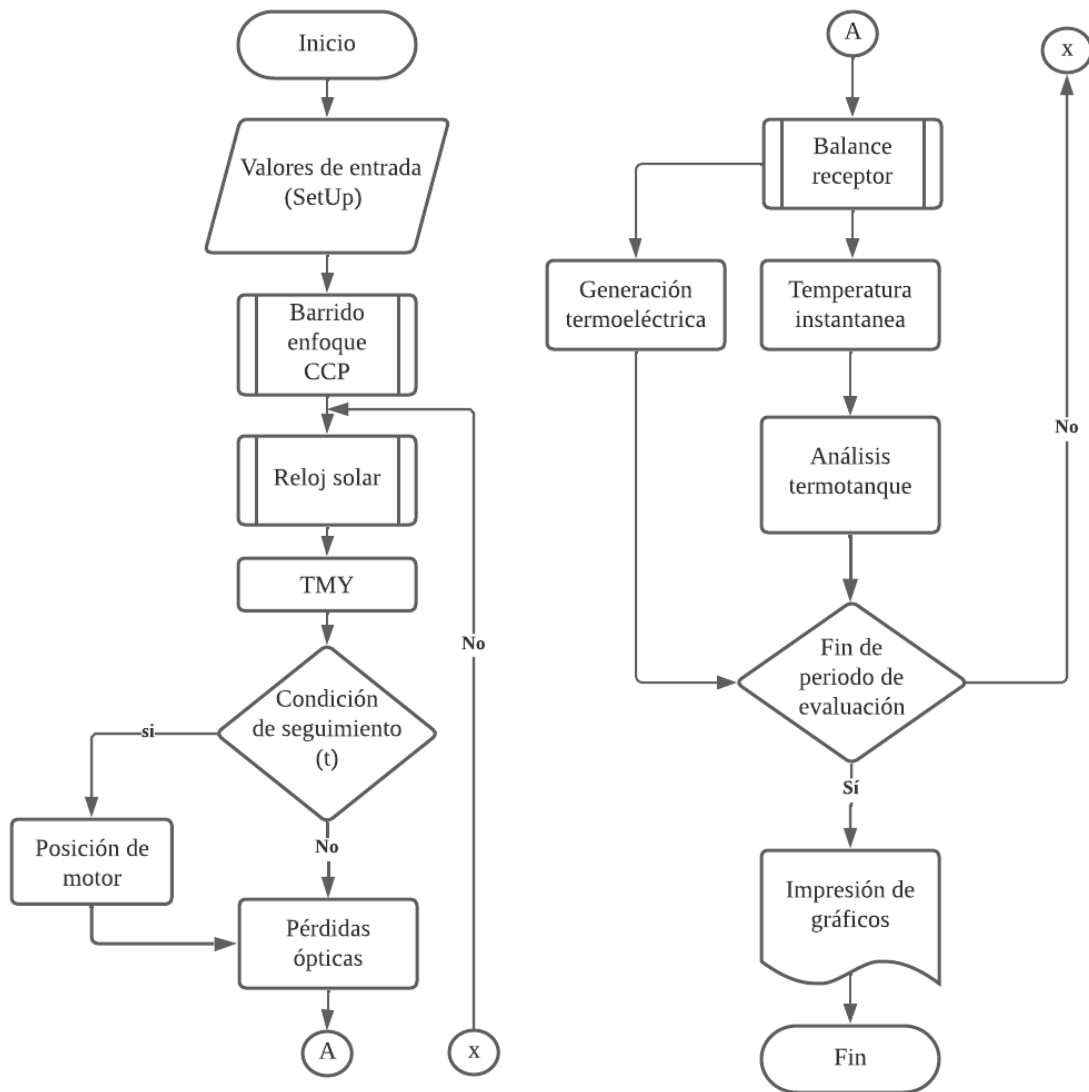


Figura 50. Descripción general del simulador.

Para poder realizar el análisis se propuso un sistema de referencias bajo el cual trabaja la simulación dependiente de la subfunción de reloj solar (**Figura 51**), el sistema de seguimiento contempla 3 referencias principales X,Y y Z presentados en la **Figura 52** donde señalan estas referencias las cuales provienen de las siguientes ecuaciones tomando como base los ángulos de geometría solar quedando de la siguiente manera:

$$Zref = sen(\alpha_s) \quad \dots (46)$$

$$Yref = cos(\alpha_s) * cos(\gamma_s) \quad \dots (47)$$

$$Xref = cos(\alpha_s) * sin(\gamma_s) \quad \dots (48)$$

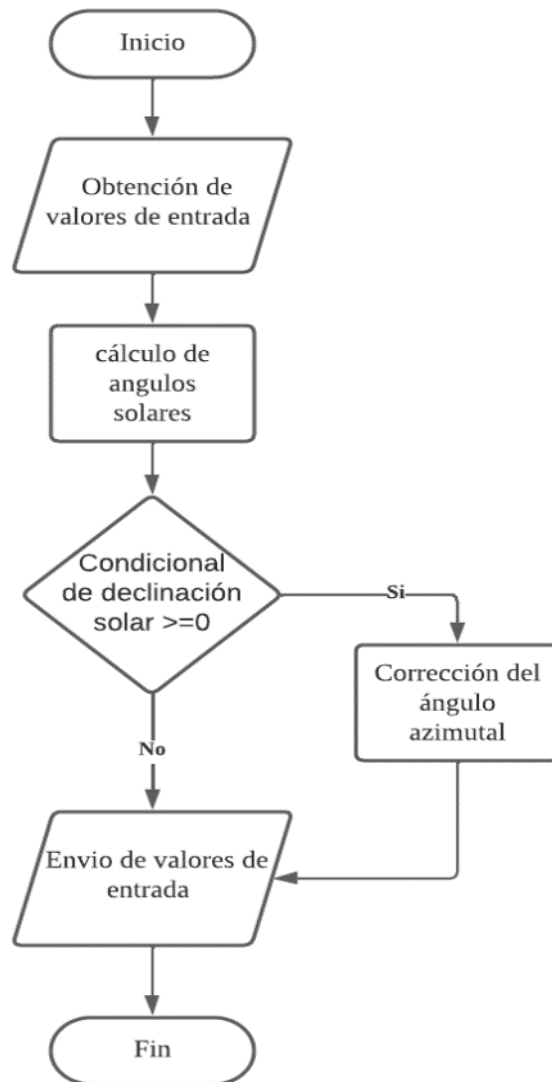


Figura 51. Descripción de la sub función reloj solar.

Así mismo para que nuestras nuevas referencias tengan coherencia con lo que vemos en la realidad se debe de ajustar el cuadrante en el cual está ubicado el sol, por ello se hace una corrección en los ángulos sumando  $180^\circ$  al valor obtenido de la relación que existe entre las nuevas referencias de seguimiento, las cuales son NS ref y EO ref obtenidas a partir de los vectores de  $Z_{ref}$ ,  $Y_{ref}$  y  $X_{ref}$  como se muestra a continuación:

$$NS_{ref} = \arctan\left(\frac{Z_{ref}}{X_{ref}}\right) \quad \dots (49)$$

$$EO_{ref} = \arctan\left(\frac{Z_{ref}}{Y_{ref}}\right) \quad \dots (50)$$

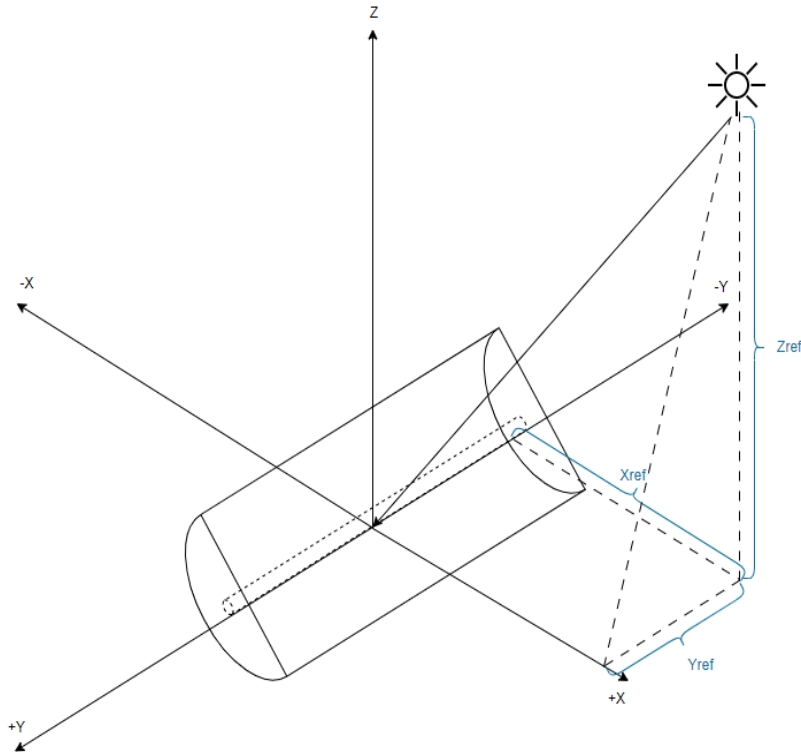


Figura 52. Referencias geométricas para obtener los ángulos de seguimiento.

### 3.4 Análisis óptico y geométrico de un colector cilindro parabólico

En el análisis opto geométrico del CCP debe de considerar diversos aspectos de construcción, como lo es la longitud de nuestro colector, altura del foco del receptor y el ángulo incidente reflejado por la superficie del colector, a estos factores los consideraremos como pérdidas de nuestro sistema las cuales son coseno, por extremos y por desenfoque.

#### 3.4.1. Pérdidas coseno

Las pérdidas coseno se dan por un efecto en la geometría de los rayos incidentes en el colector, ya que estos forman un ángulo  $\theta$  con respecto a la normal del plano generado por el área de apertura como se muestra en la **Figura 53**. Uno de los puntos clave de los colectores cilindro parabólico es precisamente el cuidado de estos efectos geométricos ya que al buscar la mayor eficiencia consecuentemente se debe de reducir este ángulo generado.

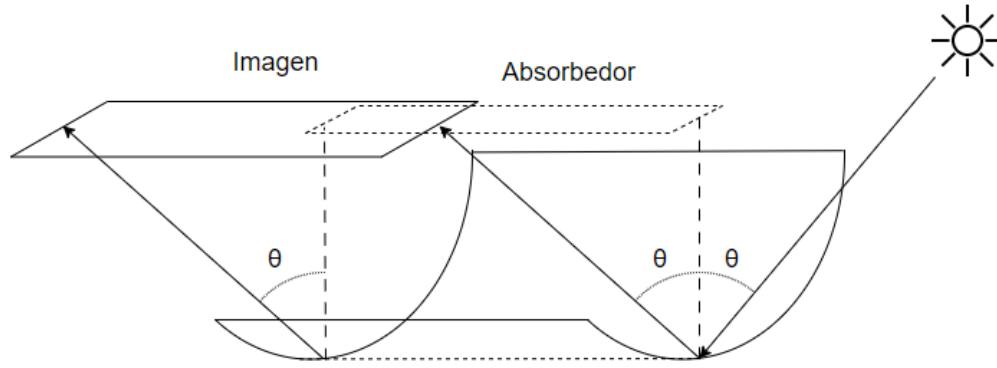


Figura 53. Representación de las pérdidas coseno en un colector cilindro parabólico.

Las pérdidas coseno se pueden definir en pocas palabras como el coseno del ángulo de incidencia, el cual se expresa por la siguiente formula:

$$P_{cos} = \cos(\theta) \quad \dots (51)$$

### 3.4.2. Pérdidas por los extremos

El colector cilindro parabólico al tener una estructura definida presenta condiciones que afectan directamente a su eficiencia, esto debido a parámetros de su propia construcción. Las pérdidas por los extremos se presentan por la inexistencia de una superficie en los extremos del colector y que de manera matemática nos ayudan a determinar las horas en las que concentra este sistema y a su vez nos denotan en que intervalos de tiempo se pierden los rayos reflejados como se muestra en la **Figura 54**.

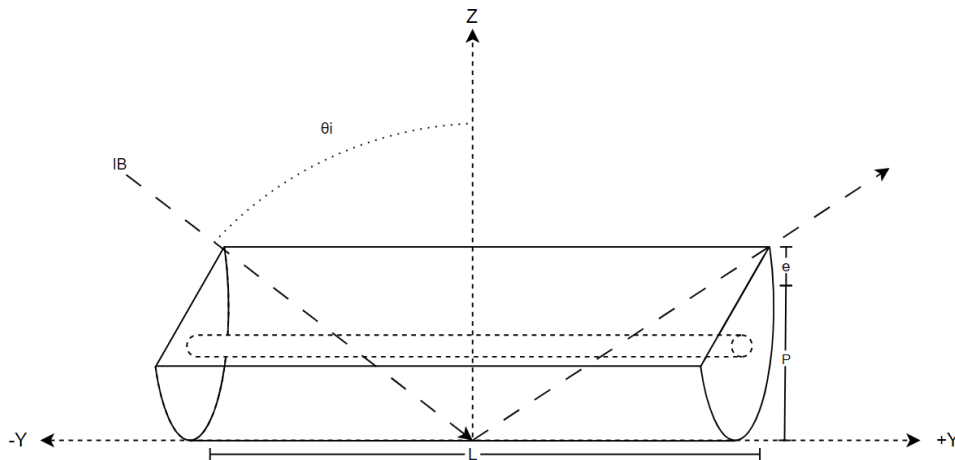


Figura 54. Representación de las pérdidas por los extremos en un colector cilindro parabólico.

Este efecto se puede representar de manera matemática considerando la longitud del colector y la distancia sumada del foco y el excedente, el cual genera una nueva altura de foco (Pa) por lo que por medio de análisis trigonométrico tenemos que:

$$P_{ext} = L - \frac{Pa * \tan(\theta)}{L} \quad \dots (52)$$

### 3.4.3. Pérdidas por desenfoque

El principal motivo de realizar un seguidor solar, es el hecho de que en la tecnología de captación solar como lo es el colector cilindro parabólico, se presenta un desfase del ángulo de incidencia el cual presentara un desenfoque que afectara directamente a la eficiencia óptica del mismo.

Este efecto de desenfoque se analiza en la **Figura 55** por medio de segmentos de parábola los cuales dan pie a la creación de una recta tangente a la superficie donde inciden los rayos solares, sobre esta nueva recta se desarrolla una recta normal sobre la cual se calculará el nuevo ángulo del reyo reflejado y se evaluará si impacta en el absorbedor. Estos planos se calculan como sub función en el simulador (**Figura 56**) a partir de despejar las siguientes ecuaciones:

$$Z_i = \frac{y_i^2}{4P} \quad \dots (53)$$

$$Z_{recta} = (m_{recta} * y_i) + B_{recta} \quad \dots (54)$$

$$m_{recta} = \frac{y_i}{2P}; B_{recta} = -(m_{recta} * y_i) + Z_i \quad \dots (55)$$

$$m_{nor} = -\frac{1}{m_{recta}} \quad \dots (56)$$

Para las ecuaciones de la recta normal generada a partir del primer plano en donde impactara el rayo de luz se deduce a través de las siguientes ecuaciones:

$$Z_{nor} = m_{nor} * y_{nor} + B_{nor} \quad \dots (57)$$

$$Z_i = -\frac{1}{m_{nor}} * y_i + B_{nor} \quad \dots (58)$$

$$B_{nor} = Z_i + \frac{y_i}{m_{nor}} \quad \dots (59)$$

Para obtener el ángulo del rayo reflejado en la superficie creada a raíz del plano y la normal se toma que:

$$Z_r = M_r * y_r + B_r \quad \dots (60)$$

$$Z_i = M_r * Y_r + B_r \quad \dots (61)$$

$$Z_i = \operatorname{tg}(\theta_r) * y_i + Br \quad \dots (62)$$

$$Br = Z_i - \operatorname{tg}(\theta_r) * y_i \quad \dots (63)$$

Una vez obtenido el Angulo del rayo reflejado se comprueba que este impacte en el receptor mediante la siguiente ecuación:

$$(Z - P)^2 + Y_s^2 = R_{recept}^2 \quad \dots (64)$$

$$Z^2 - 2ZP = Rmr^2 - P^2 - Y_s^2 \quad \dots (65)$$

Este barrido de enfoque se basa en la determinación del ángulo de aceptación el cual relaciona la eficiencia térmica del colector [73].

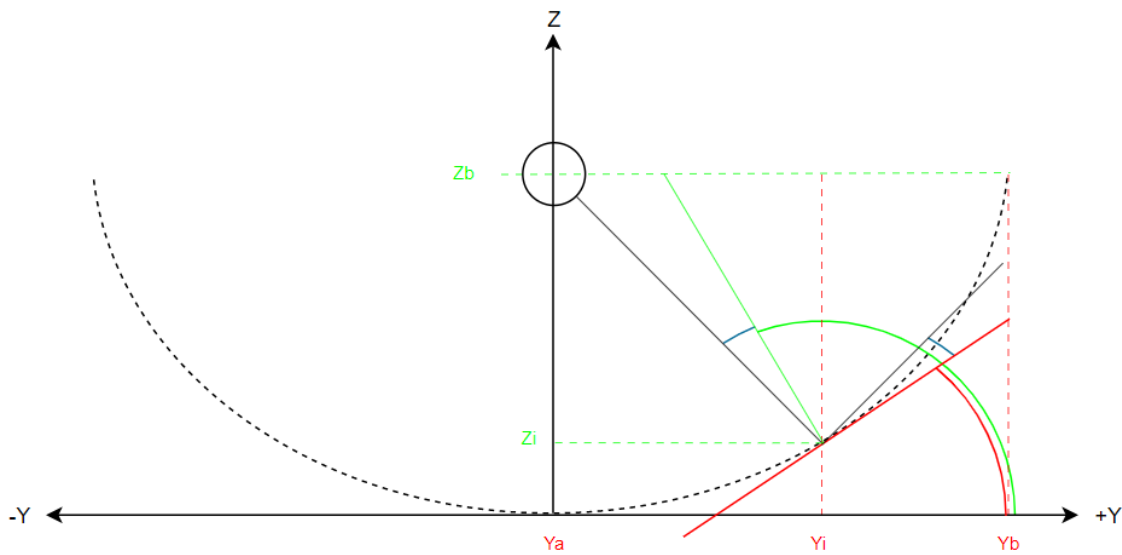


Figura 55. Representación de las pérdidas por desenfoque en un colector cilindro parabólico.

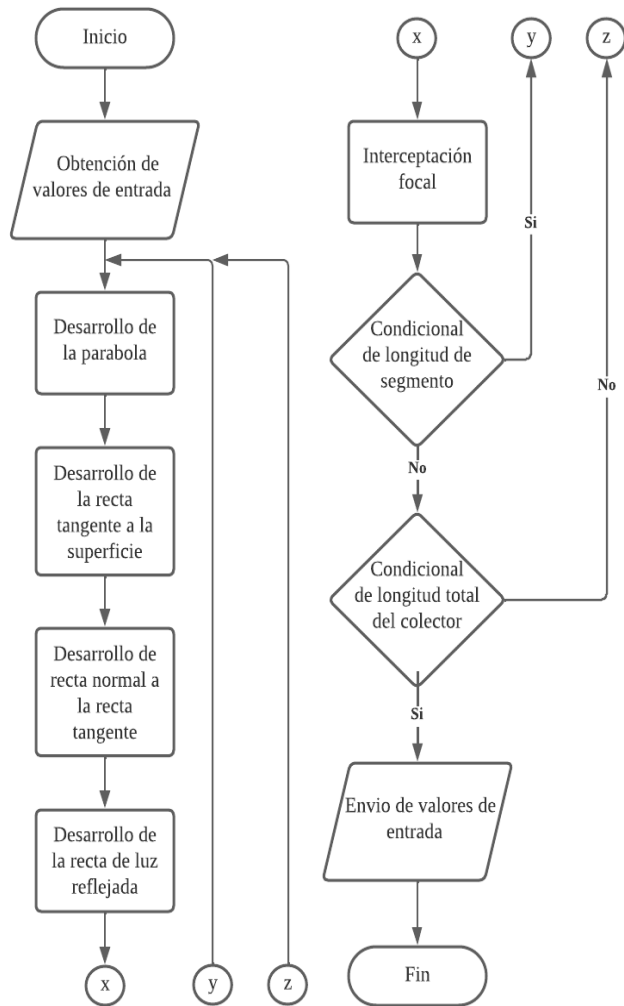


Figura 56. Descripción de la subfunción barrido de enfoque

### 3.4.4. Análisis de transferencia de calor

En cuanto al receptor, se diseñó un sistema híbrido compuesto por una placa absorbente que captura la radiación solar concentrada, módulos termoelectricos que convierten el calor en electricidad, y un ducto para el paso de agua que retira el calor residual.

Este diseño no solo permite generar electricidad mediante los TEG's, sino que también aprovecha el calor residual para el calentamiento de agua, maximizando el uso de la energía térmica disponible. Finalmente, se realizó un análisis de transferencia de calor en el ducto propuesto como se muestra en la **Figura 57** para posteriormente realizar simulaciones térmicas y eléctricas que evaluaron parámetros como la transferencia de calor, los gradientes térmicos y el flujo de agua en el ducto.

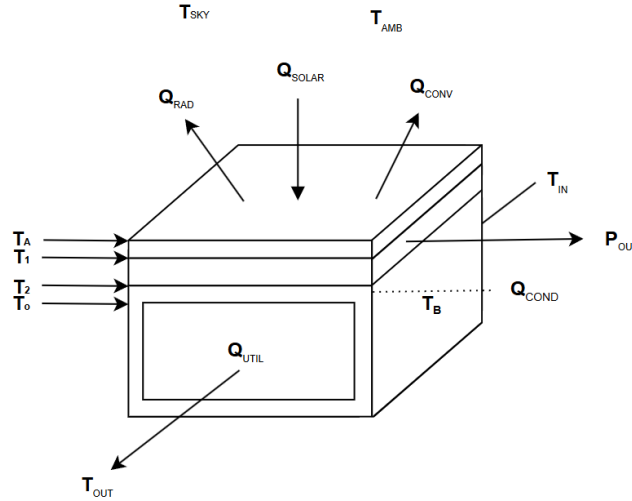


Figura 57. Análisis de transferencia de calor en el perfil rectangular propuesto.

El balance de energía considera la energía que entra al sistema ( $Q_{solar}$ ) y cómo se distribuye entre los mecanismos de transferencia de calor (radiación, convección y conducción):

$$Q_{solar} = Q_{rad} + Q_{conv} + Q_{cond} \quad \dots (66)$$

$Q_{solar}$  Energía incidente en la superficie debido a la radiación solar  $\frac{W}{m^2}$ .

$$Q_{rad} = \sigma \cdot (T_b^4 - T_{sky}^4) \quad \dots (67)$$

$Q_{rad}$  Energía transferida por radiación térmica al entorno  $\frac{W}{m^2}$ .

$$Q_{conv} = h_{conv} \cdot (T_b - T_{amb}) \quad \dots (68)$$

$Q_{conv}$  Energía transferida por convección al aire  $\frac{W}{m^2}$ .

$$Q_{cond} = k_{cond} \cdot \frac{T_a - T_b}{L} \quad \dots (69)$$

$Q_{cond}$  Energía transferida por conducción desde la superficie de la placa al fluido  $\frac{W}{m^2}$ .

El modelado de un termostanque que considera tanto los intercambios de masa como de energía, con el objetivo de simular su comportamiento térmico y evaluar su eficiencia. El tanque almacena una masa de agua inicial a una temperatura específica (Temperatura del tanque) y recibe un flujo de entrada definido (M1) con una temperatura y energía térmica asociadas (T1 y H1).

---

El modelo asegura la conservación de masa en el tanque, ajustando su contenido total en función de los flujos de entrada y salida.

$$M_T = M_1 + M_2 \quad \dots (70)$$

El modelado se basa en un balance de energía, en el que la energía que entra al sistema debe equilibrarse con la energía acumulada en el tanque, las pérdidas térmicas hacia el ambiente y la energía que sale del sistema Este balance incluyen:

$$H_3 = H_1 + H_2 \quad \dots (71)$$

La energía contenida en el tanque se puede expresar mediante sus propiedades termodinámicas como se muestra a continuación.

$$H_3 = M_1 C_p T_1 + M_2 C_p T_2 \quad \dots (72)$$

De la misma forma la entalpia total se puede representar mediante sus propiedades termodinámicas y obtener mediante un despeje de la siguiente formula la temperatura total a la que se encontrará el termotanque

$$M_3 C_p T_3 = M_1 C_p T_1 + M_2 C_p T_2 \quad \dots (73)$$

$$T_3 = \frac{(M_1 C_p T_1 + M_2 C_p T_2)}{M_3 C_p} \quad \dots (74)$$

El modelo desarrollado para el termotanque fue integrado al simulador del colector cilindro-parabólico (CCP) con el objetivo de analizar el comportamiento del almacenamiento de energía térmica en el sistema. Este enfoque permitió estudiar la interacción entre la captación de energía solar por el CCP y el almacenamiento térmico en el tanque, considerando los mecanismos de transferencia de calor y los intercambios de masa.

### **3.5 Modelado del módulo termoelectrico**

El modelo termoelectrico desarrollado en este trabajo permite simular el comportamiento de los módulos tipo Peltier (TEC-12706) operando en modo generador, a partir del calor concentrado por el colector cilindro-parabólico (CCP). A diferencia de la mayoría de los estudios que modelan estas celdas en aplicaciones de enfriamiento (modo bomba de calor), aquí se formula un modelo generador acoplado al sistema térmico, resolviendo las temperaturas reales alcanzadas y la potencia eléctrica generada bajo condiciones solares variables.

El diferencial de temperatura ( $\Delta T$ ) entre la cara caliente y la cara fría del módulo es generado por la interacción entre la radiación solar captada y el sistema de disipación térmica. La cara caliente está en contacto con la superficie del absorbedor calentado por el CCP, mientras que la cara fría se refrigera por la circulación de un fluido caloportador (agua). Este diferencial es calculado a partir de un modelo de conducción en tres capas: absorbedor, módulo y disipador (perfil).

El modelo resuelve dos temperaturas intermedias ( $T_{inter1}$  y  $T_{inter2}$ ) mediante un sistema de ecuaciones de conducción térmica, con resistencias distribuidas por material, área y espesor:

$$Q_{cond,abs} = \frac{K_{abs} \cdot A_{abs} \cdot (T_a - T_{inter1})}{W_{abs}} \quad \dots (75)$$

$$Q_{cond,EG} = \frac{K_{pel} \cdot A_{pel} \cdot (T_{inter1} - T_{inter2})}{W_{pel}} \quad \dots (76)$$

$$Q_{cond,per} = \frac{K_{per} \cdot A_{per} \cdot (T_{inter2} - T_{in})}{W_{per}} \quad \dots (77)$$

Estas ecuaciones son resueltas numéricamente usando el algoritmo *fsolve* de MATLAB.

Una vez determinado el  $\Delta T$  real a través del módulo, se calcula la potencia eléctrica generada considerando el efecto Seebeck el cual determina el voltaje a circuito abierto generado ( $V_{oc}$ ) por la diferencia de temperatura:

$$V_{oc} = \alpha_{total} \cdot \Delta T \quad \dots (78)$$

Se define un circuito eléctrico simple con resistencia interna ( $R_i$ ) y una resistencia de carga ( $R_L$ ). A partir de la ley de Ohm se determina la corriente:

$$I = \frac{V_{oc}}{R_i + R_L} \quad \dots (79)$$

y la potencia eléctrica útil:

$$P_{out} = I^2 R_L \quad \dots (80)$$

También se calcula la eficiencia de conversión termoeléctrica ( $\eta_{peltier}$ ) como:

$$\eta_{peltier} = \frac{P_{out}}{Q_{solar}} \cdot 100 \quad \dots (81)$$

---

El sistema completo está acoplado a un balance de energía general en el receptor, que considera todas las pérdidas por radiación y convección, además del flujo de calor útil y la generación eléctrica:

$$Q_{solar} = Q_{conv} + Q_{rad} + Q_{util} + P_{out} \quad \dots (82)$$

Este balance se cierra mediante la resolución numérica de una ecuación no lineal, donde se busca la temperatura del absorbedor  $T_a$  que satisface el equilibrio. Se emplea nuevamente fsolve como método de solución.

---

## Capítulo 4. Discusión de resultados

"Los resultados de una investigación son el comienzo del entendimiento, no su final."

— Anónimo académico

*4.1 Validación de modelos matemáticos*

*4.2 Análisis operativo del sistema CCP-TEG*

### 4.1 Validación de modelos matemáticos

#### 4.1.1. Eléctrico

El diagrama de flujo de la **Figura 58** está estructurado de tal forma que justo después del inicio de programa se procede a la obtención de valores de propiedades termoeléctricas, donde se recopilan los datos de los materiales, como el coeficiente Seebeck, la conductividad eléctrica y la conductividad térmica. Posteriormente, se pasa a la obtención de valores de los parámetros de operación, donde se definen los parámetros de operación del sistema, como las temperaturas de la fuente caliente ( $T_h$ ) y la fuente fría ( $T_c$ ), así como la resistencia eléctrica del circuito. A continuación, se llevan a cabo los cálculos de resistencias, donde se determinan las resistencias eléctricas en el sistema, considerando los materiales utilizados y la configuración del circuito. Después, se procede al cálculo de corrientes y voltajes, donde se calculan las corrientes eléctricas y los voltajes en el sistema, utilizando las relaciones de Ohm para después realizar el cálculo de potencias, determinando las potencias eléctricas y térmicas en el sistema.

Luego, se evalúan las condiciones de análisis: si la temperatura de la fuente fría es menor que la temperatura máxima a explorar ( $T_{cx}$ ), se incrementa la temperatura de la fuente fría y se vuelve al paso de cálculo de resistencias. De manera similar, si la temperatura de la fuente caliente es menor que la temperatura a explorar ( $T_{hx}$ ), se incrementa la temperatura de la fuente caliente y se regresa al cálculo de resistencias. Finalmente, se generan y muestran los gráficos que representan los resultados del análisis incluyendo la potencia eléctrica generada para cada temperatura del lado frío en función de la temperatura del lado caliente finalizando el proceso.

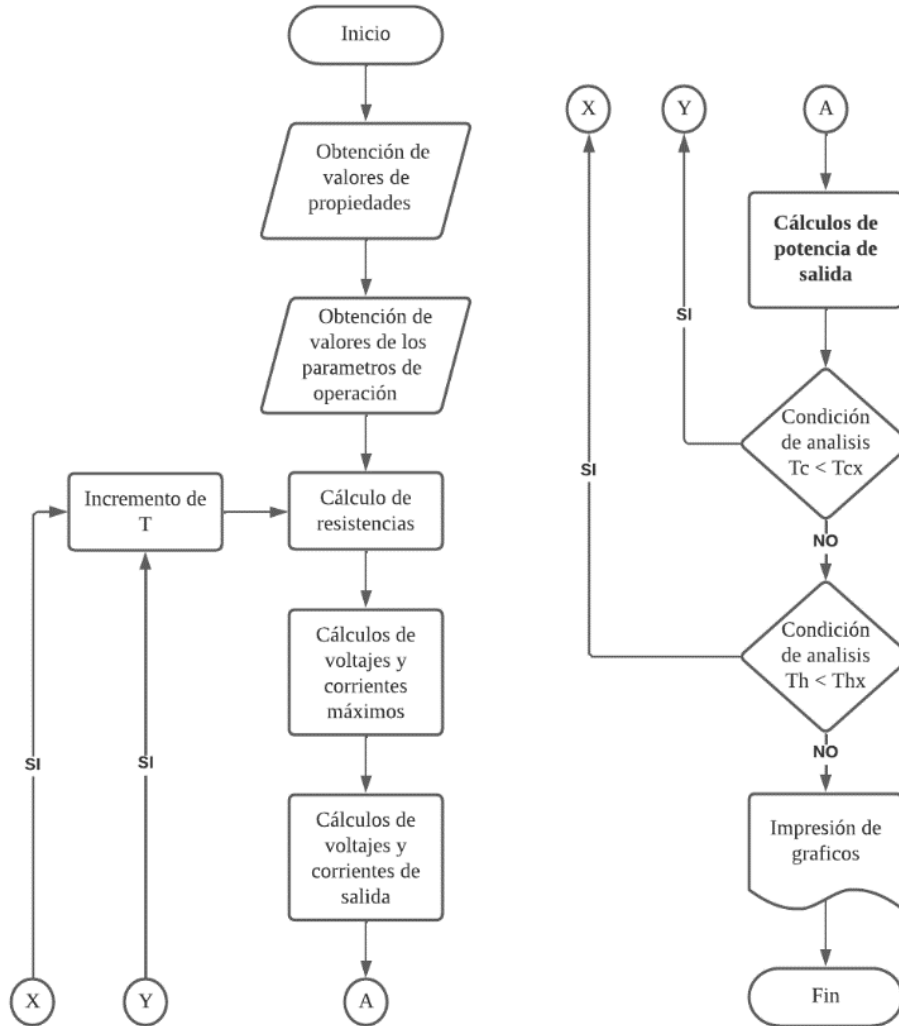


Figura 58. Diagrama de flujo del proceso de cálculo de la potencia de un módulo termoeléctrico.

En esta sección, se presentan las curvas generadas por el simulador para la generación de energía en función de las temperaturas de la fuente caliente ( $T_h$ ) y la fuente fría ( $T_c$ ) para cada uno de los diferentes módulos comerciales analizados. También se incluyen las curvas extraídas de las fichas técnicas de los mismos módulos para su comparación, sin embargo, la mayoría de las fichas no mencionan el material con el cual está constituido el módulo, por lo que para este análisis se hizo una exploración para determinar y proponer un material mediante el valor del coeficiente Seebeck ( $\alpha$ ), con el cual diera el mínimo error posible y en base al seleccionar de la **Tabla 6** el material. En la siguiente tabla se muestran los módulos comerciales que se utilizaron para el análisis.

Tabla 6. Coeficientes Seebeck de diferentes materiales semiconductores.

Módulo	Coefficiente Seebeck óptimo propuesto ( $\mu\text{V/K}$ )	Resistencia de carga ( $\Omega$ )
<i>Kanimba &amp; Tian</i> [74]	185	$0.4 \pm 15\%$
6-GM200-127-14-16	98	$3.34 \pm 15\%$
TE-MOD-22W7V-56	112	$2.4 \pm 15\%$
TEG1-12611-6.0	80	$1.2 \pm 15\%$
GM250-127-28-10	130	$0.42 \pm 15\%$

Durante la simulación de las celdas termoeléctricas se analizó en primera instancia los datos reportados por Kanimba y Tian de su propio simulador, el trabajo proporciona los datos de las propiedades termoeléctricas presentadas en la tabla anterior y se tomaron esas propiedades térmicas y eléctricas como entradas para nuestro simulador. El coeficiente Seebeck de la celda se estableció en  $185\mu\text{V/K}$ , mientras que la resistencia de carga se ajustó a  $0.4\Omega \pm 15\%$ . Tras realizar múltiples iteraciones, se logró minimizar el error hasta 4.123% asegurando así la precisión del modelo. Se registró una potencia máxima alcanzada de 3W al igual que los datos de los autores, con temperaturas de operación de la fuente caliente desde 373K hasta 675K y la fuente fría se fijó los 373 K como se muestra en la **Figura 59**.

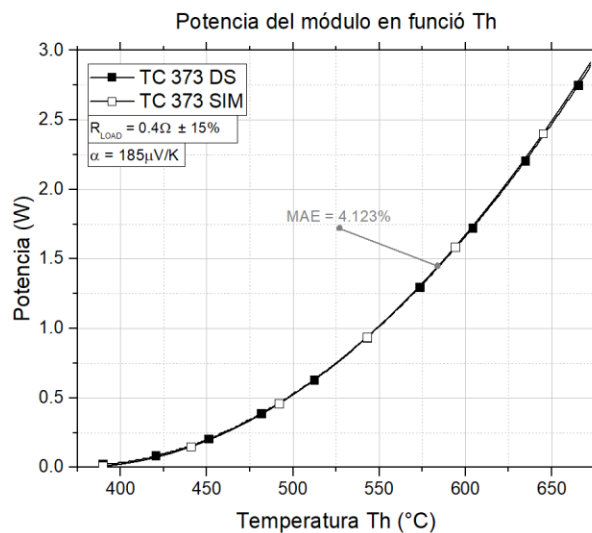


Figura 59. Datos obtenidos de simulación en comparativa con Kanimba y Tian

Para mejorar la precisión del modelo y reducir aún más el error, se agregó un factor de corrección para el coeficiente Seebeck, logrando así adecuar y obtener el error antes mencionado como se muestra en la **Tabla 7**. Además, se propone un material para dicho modulo, siendo el Tipo  $-p$   $\text{Sb}_2\text{Te}_3$  el cual se ajustó adecuadamente utilizando un factor de corrección  $K_a$  de 0.999.

Tabla 7. Errores y ajuste de coeficiente Seebeck comparativa Kanimba y Tian.

$\alpha = 185\mu\text{V/K}$				Simulación			
Tcold (K)	%MAE	Ka	%MAE	Kr	%MAE	Kt	%MAE
zero							
<b>373</b>	4.1373	0.999	4.123	1	4.123	1	4.123

De la misma forma se analizó un módulo comercial de nombre 6-GM200-127-14-16 donde los datos proporcionados mencionan que mientras la resistencia de carga es de  $3.34\Omega \pm 15\%$ . Para el análisis se empleó un modelo que considera las propiedades térmicas y eléctricas del material utilizado. El coeficiente Seebeck de la celda se estableció en  $98185\mu\text{V/K}$ , Tras múltiples iteraciones, se logró mantener errores aceptables en el modelo, con un Error Absoluto Medio (MAE) promedio de alrededor del 6%. Esto sugiere una buena concordancia entre los resultados simulados y los datos experimentales presentados por la ficha técnica ya que se registró una potencia máxima alcanzada de  $4.7\text{W}$ , como se muestra en la **Figura 60**, con temperaturas de operación de la fuente caliente desde  $50^\circ\text{C}$  hasta  $200^\circ\text{C}$  y la fuente fría se exploró a valores de  $30, 50, 80$  y  $100^\circ\text{C}$  como se muestra en la hoja de datos.

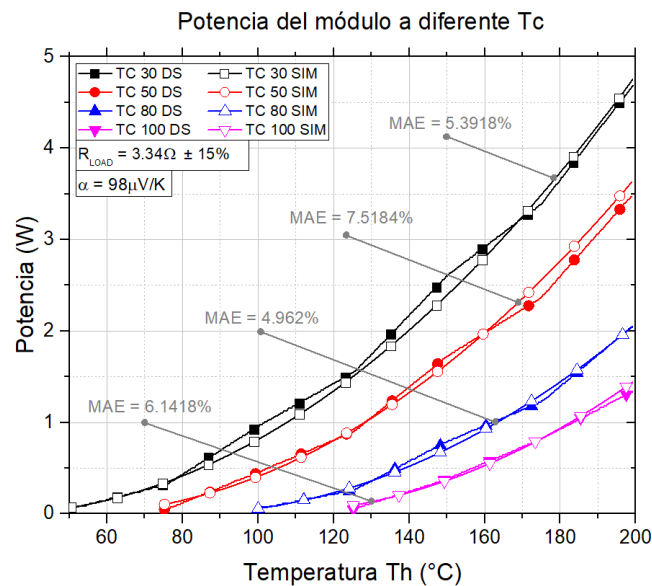


Figura 60. Datos obtenidos de simulación en comparativa con GM200-127.

Además, se realizó el mismo proceso de para mejorar la precisión del modelo y reducir el error, ya que se agregó un factor de corrección para el coeficiente Seebeck, logrando así adecuar y obtener errores mínimos de 5.3918% como se muestra en la **Tabla 8**. Además, se proponen dos materiales que pueden ser apropiados para los datos reportados, siendo este el  $SnBi_{2.5}Sb_{1.5}Te_7$  y también el  $SnBi_2Sb_2Te_7$  los cual se ajustó adecuadamente utilizando un factor de corrección Ka de 1.003.

Tabla 8. Errores y ajuste de coeficiente Seebeck en el módulo GM200-127.

Tc	$\alpha = 98 \mu V/K$			Simulación			
	%MAE zero	Ka	%MAE	Kr	%MAE	Kt	%MAE
30	5.4126	1.003	5.3918	1	5.3916	1	5.3916
50	8.5166	0.977	7.5184	1	7.5184	1	7.5184
80	17.417	0.918	4.9627	1	4.962	1	4.962
100	19.418	0.924	6.1418	1	6.1418	1	6.1418

Para el siguiente modulo termoelectrico TE-MOD-22W7V-56 (**Figura 61**), se emplearon las propiedades reportadas en la ficha técnica donde el coeficiente Seebeck de la celda se estableció en  $112 \mu V/K$ , mientras que la resistencia de carga se ajustó a  $2.4 \pm 15\%$ . En la Mostrando errores máximos de 16.253%. El simulador registró una potencia máxima alcanzada de 22W como sugiera la hoja de especificaciones mostrando así un correcto funcionamiento del simulador, este análisis llevo a cabo de la misma manera con parámetros de temperaturas de operación de la fuente caliente entre los 30 y 300°C y donde la fuente fría vario de 30,50,80 y 100°C.

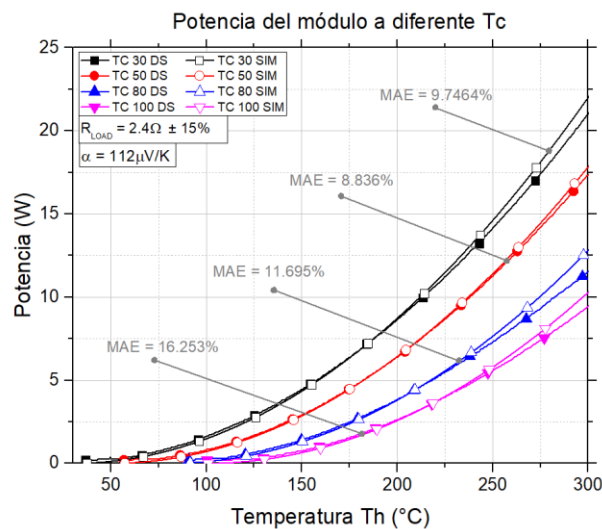


Figura 61. Datos obtenidos de simulación en comparativa con TE-MOD-127

En cuanto a la optimización de este módulo se realizó una exploración en el factor de corrección del coeficiente Seebeck, el cual se mantuvo en valor promedio de 0.95 como se muestra en la **Tabla 9**, con el cual se puede determinar el compuesto de la termopila de este módulo, el cual se propone este hecho de  $SnBi_{2.5}Sb_{1.5}Te_7$

Tabla 9. Errores y ajuste de coeficiente Seebeck en el módulo TE-MOD-127.

Tc	alpha = 112uV/K			Simulación			
	%MAE zero	Ka	%MAE	Kr	%MAE	Kt	%MAE
30	9.7497	0.999	9.7464	1	9.7464	1	9.7464
50	11.169	0.972	8.8387	1.015	8.836	1	8.836
80	17.984	0.935	11.695	1	11.695	1	11.695
100	23.867	0.922	16.253	1	16.253	1	16.253

Durante el resto de simulaciones, en el módulo termoeléctrico TEG1-12611-6.0, se analizó que aun poniendo un valor del Seebeck de  $80\mu\text{V/K}$  y valores en la resistencia de carga ajustadas a  $4.2 \pm 15\%$  los error mínimos alcanzados fueron de 16.029%, a pesar de ser simulados bajo las mismas condiciones operativas de temperatura, donde la temperatura del lado caliente fue de 30 hasta  $300^\circ\text{C}$  y con temperaturas variables del lado frio de 30,50,80 y  $100^\circ\text{C}$  se observó que el error se aumentaba considerablemente sobrepasando ese 15% e error de las propiedades eléctricas reportadas en la hoja técnica como se muestra en la **Figura 62**.

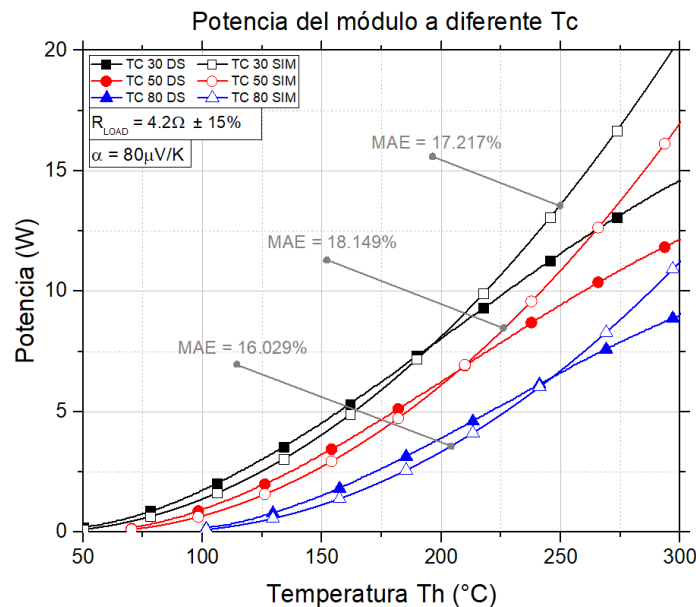


Figura 62. Datos obtenidos de simulación en comparativa con TEC1-12611.

Los resultados obtenidos proponen que el material utilizado para este módulo es  $SnBi_2Sb_2Te_7$  ya que presentaba el menor error entre los datos y su ajuste fue mínimo, variando de 1.005 hasta 0.959 en el factor de Ka como se muestra en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Errores y ajuste de coeficiente Seebeck en el módulo TEG1-12611-6.0.

Tc	alpha = 80uV/K			Simulación			
	%MAE zero	Ka	%MAE	Kr	%MAE	Kt	%MAE
30	17.252	1.005	17.217	1	17.217	1	17.217
50	18.221	0.988	18.149	1	18.149	1	18.149
80	17.094	0.959	16.029	1	16.029	1	16.029

Para finalizar el análisis, durante la simulación del módulo termoelectrico termoelectricas GM250-127-28-10, se emplearon valores de  $130\mu\text{V/K}$  para coeficiente Seebeck y para la resistencia de carga se ajustó a  $0.42 \pm 15\%$ . Sin embargo, a pesar de múltiples iteraciones, se observaron resultados insatisfactorios en términos de precisión, con un error absoluto medio (MAE) considerablemente alto de 35.437%. A pesar de estos resultados mostrados en la **Figura 63**, se registró una potencia máxima alcanzada de 27W, con temperaturas de operación de la fuente caliente y fría iguales a las simulaciones anteriores. Este error indica dos cosas, la primera hipótesis sería que los valores ingresados al modelo matemático no son los correctos para la simulación o bien, como segunda hipótesis, que los datos registrados por los proveedores tengan errores debido a la precisión de los instrumentos.

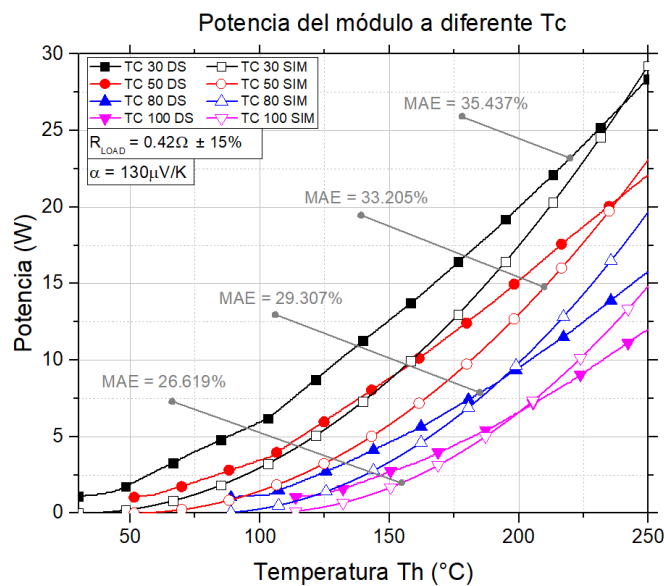


Figura 63. Datos obtenidos de simulación en comparativa con GM250-127.

Para el análisis se propuso el material de  $SnBi_4Te_7$  el cual nos dio un ajuste en el parámetro de coeficiente Seebeck de 0.994 promedio para este módulo obteniendo los resultados mostrados en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Errores y ajuste de coeficiente Seebeck en el módulo GM250-127.

Tc	alpha = 130uV/K				Simulación		
	%MAE zero	Ka	%MAE	Kr	%MAE	Kt	%MAE
30	35.59	1.02	35.437	1	35.437	1	35.437
50	33.211	0.997	33.205	1	33.205	1	33.205
80	29.858	0.966	29.307	1	29.307	1	29.307
100	27.993	0.95	26.619	0.998	26.619	1	26.619

Además, se registran los coeficientes de corrección para el valor del coeficiente Seebeck para mejorar la precisión del modelo en función de la temperatura de la fuente fría ( $T_c$ ). Esto con el objetivo de implementaron funciones de ajuste para el coeficiente termoeléctrico como se muestra en la **Figura 64**, el cual nos proporcione una curva con la cual trabajar y ver las variaciones en función de la temperatura, esto dando pie a investigar los materiales termoeléctricos y ajustar mejor el simulador.

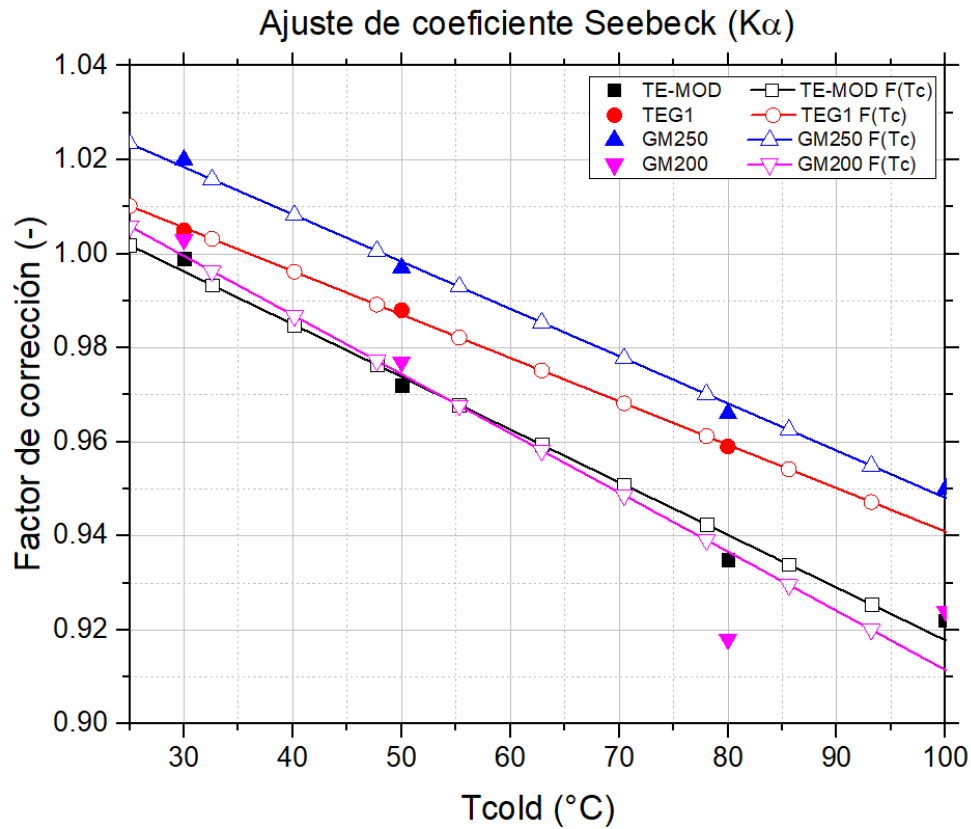


Figura 64. Coeficientes corregidos y funciones obtenidas.

La representación de un módulo Peltier como un circuito eléctrico en modo de generación es útil porque la operación del módulo puede ser modelada de forma análoga a un generador de corriente continua. En este modelo, el módulo se representa como una fuente de voltaje dependiente del diferencial de temperatura, en serie con una resistencia interna, que simula las pérdidas internas por el flujo de corriente y las propiedades resistivas del material (**Figura 65**).

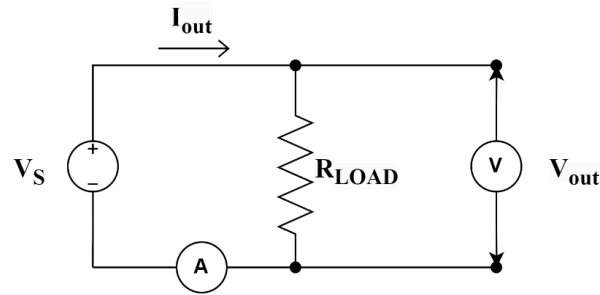


Figura 65. Circuito eléctrico equivalente para análisis de celda Peltier.

Se utiliza la ecuación de la eficiencia de un proceso donde se relaciona la potencia de entrada con la potencia de salida como se muestra en la ecuación 4.

$$\eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} \quad \dots (83)$$

Esta ecuación se puede expresar en términos de voltaje y corriente mediante la siguiente expresión:

$$P = \frac{V^2}{R} \quad \dots (84)$$

Por lo que sustituyendo la expresión anterior en la ecuación 4 y recordando que la potencia de entrada está dada por el calor de la resistencia eléctrica y su voltaje se obtiene la siguiente relación:

$$\eta = \frac{\frac{V^2}{R}}{V_{in} \cdot R} \quad \dots (85)$$

#### 4.1.2. Térmico

El modelo matemático desarrollado como se muestra en **Figura 66** se basa en la integración del modelo eléctrico previamente validado, dentro de un ciclo que considera diversos parámetros de operación. Este modelo toma como entradas la potencia de entrada, las temperaturas de operación (TH, TC, TA), así como los valores de conductividad térmica y eléctrica de los materiales involucrados.

A partir de estos valores de entrada, el modelo estima la potencia de entrada necesaria para generar un diferencial de temperatura adecuado, que es crucial para la producción de voltaje en el sistema termoeléctrico. Este voltaje se utiliza luego para calcular la potencia de salida, que se obtiene al multiplicar el voltaje por la resistencia de carga, la cual ha sido determinada experimentalmente en pruebas previas mostradas en el **Anexo 1**. De esta manera, el modelo matemático proporciona una aproximación efectiva para entender cómo las variaciones en las condiciones operativas y los parámetros del sistema impactan en el rendimiento eléctrico del dispositivo termoeléctrico. Al analizar las relaciones entre estas variables, se busca optimizar la conversión de energía térmica en electricidad, facilitando el desarrollo de aplicaciones más eficientes en el futuro.

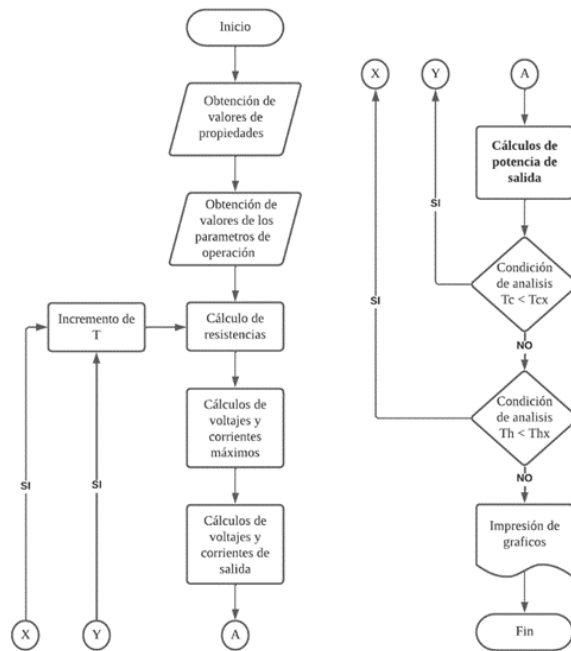


Figura 66. Diagrama de flujo del simulador de balance de energía en módulo termoeléctrico.

Los valores generados por el simulador fueron ajustados a una variable específica: la conductividad térmica, con el fin de mejorar la precisión de los resultados calculados en comparación con los datos experimentales. A esta variable se le asignó un valor de 1.67, conforme a lo indicado en la literatura, y se ajustó al 64% de su valor original para optimizar los resultados en términos de potencia de salida. Como resultado de este ajuste, se determinó que el diferencial de temperatura alcanzó el 70% de los datos obtenidos experimentalmente, lo que se detalla en la **Tabla 12** siguiente. Este enfoque permitió alinear mejor las simulaciones con las condiciones reales del sistema, mejorando la fiabilidad de las predicciones del modelo.

Tabla 12. Concentrado de valores simulados dentro de los rangos de las variables experimentales

**SIMULADOR**

W SIM	Q <sub>in</sub>	Q <sub>c</sub>	P	Th	T <sub>c</sub>	n Peltier
10	10.092	10.061	0.031155	42.6	29.85	0.30871
15	14.958	14.89	0.068242	48.6	29.85	0.45622
30	32.103	31.792	0.3111	69.9	29.85	0.96906
45	44.044	43.463	0.58143	84.1	29.85	1.3201
60	58.984	57.95	1.0336	102.1	29.85	1.7524

La potencia de entrada al sistema es un factor clave que determina el diferencial de temperatura ( $\Delta T$ ) que se generará. Sin embargo, es importante destacar que este  $\Delta T$  no es el mismo que se observa en las uniones de los materiales internos del módulo termoeléctrico, lo que explica las diferencias en los valores de  $\Delta T$  entre las mediciones experimentales y las simulaciones. A pesar de estas discrepancias, se observó en la exploración que para este módulo con diferenciales de 100 grados Celsius es posible obtener aproximadamente 1 W de potencia de salida del sistema como se muestra en la **Figura 67** (izquierda).

Además, al mantener la temperatura del lado frío como una variable fija durante los experimentos, se analizó la eficiencia del sistema. La eficiencia del módulo Peltier se encontró en un rango de 0.3% a 1.6% mostrado en la **Figura 67** (derecha)Figura 84, lo que refleja las limitaciones inherentes a la conversión de energía térmica en energía eléctrica en este tipo de dispositivos.

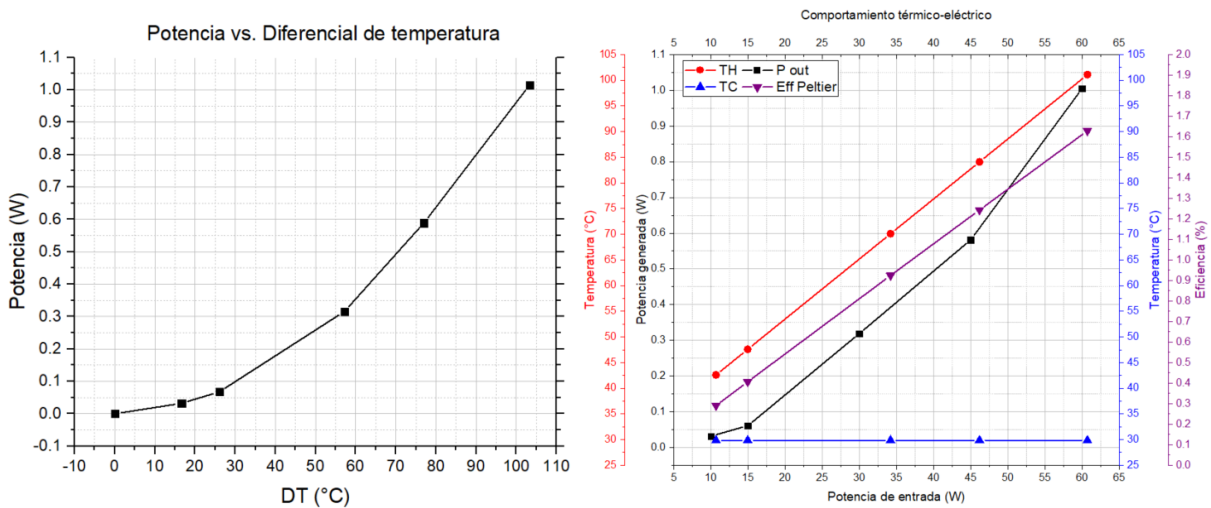


Figura 67. Potencia de salida en función del diferencial de temperatura (izquierda). Potencia, eficiencia y temperaturas del sistema en función de la potencia de entrada (derecha).

La Figura 1 **Figura 68** compara los valores simulados y experimentales del calor absorbido por el absorbedor modificado del sistema CCP-TEG en función de la potencia suministrada. El objetivo es evaluar la precisión del modelo térmico frente a mediciones reales. Los resultados muestran una relación creciente entre la potencia de entrada (10–60 W) y el calor transferido, con una tendencia casi lineal. Los datos simulados (cuadrados negros) y los experimentales (círculos rojos) siguen trayectorias similares, pero con diferencias que permiten identificar el comportamiento del modelo. El error promedio es de 3.42%, con una dispersión que va desde 0.26% (30 W) hasta 6.56% (60 W). Este último valor representa la mayor desviación, indicando que el modelo es más preciso en el rango medio de operación, y presenta menor fiabilidad a potencias elevadas.

Un aspecto clave es que los valores experimentales superan a los simulados cuando el error supera el 2%. Esto indica una tendencia a la subestimación del calor de entrada por parte del modelo, causada por una simplificación en la estimación de pérdidas térmicas y por el ajuste de coeficientes constantes que no varían con la temperatura.

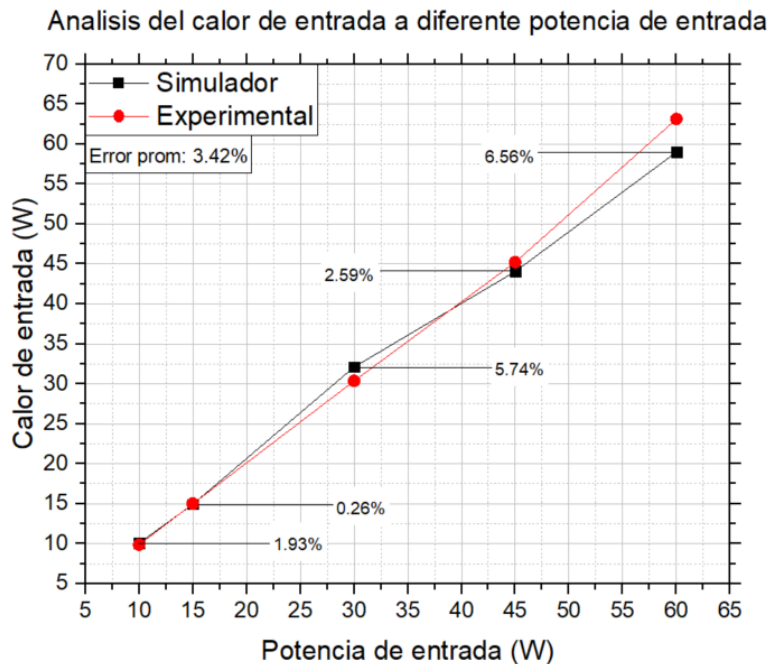


Figura 68. Validación del calor de entrada a diferente potencia eléctrica de entrada.

La **Figura 69** compara los resultados simulados y experimentales del calor entregado por el sistema en función de la potencia de entrada. Ambas curvas muestran una tendencia creciente aproximadamente lineal, confirmando que, a mayor potencia de entrada, mayor es la transferencia de calor hacia el fluido. El error promedio entre los datos simulados y experimentales es del 3.47%, con valores individuales que oscilan entre 0.26% y 6.70%. Los errores más bajos ocurren en el rango medio (~30 W), mientras que las mayores desviaciones se presentan a altas potencias, particularmente en los puntos de 50 y 60 W. Al igual que en el análisis del calor de entrada, se observa una tendencia del modelo a subestimar el calor real. Los valores experimentales son consistentemente mayores en los tramos donde el error supera el 2%, lo cual está relacionado con la simplificación de mecanismos de transferencia de calor en el modelo.

Se destaca también que la pendiente de la curva experimental es ligeramente mayor que la de la simulada. Esto indica que, en la práctica, el sistema transfiere más calor útil de lo que el modelo predice. Esta diferencia puede deberse a un mejor acoplamiento térmico en el prototipo real, o a efectos convectivos y propiedades térmicas variables que no fueron incluidos en la simulación. Finalmente, aunque los errores porcentuales parecen bajos, su impacto es mayor a altas potencias. Un error del 6.70% a 60 W representa una desviación de ~4 W, lo cual marca una pauta importante si el sistema requiere satisfacer una demanda eléctrica.

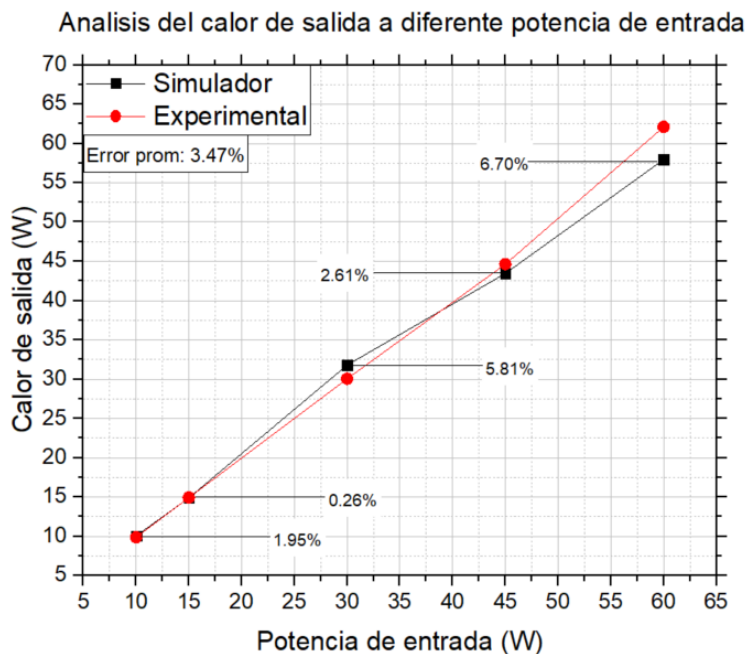


Figura 69. Validación del calor de salida a diferente potencia eléctrica de entrada.

La **Figura 70** presenta una comparación entre los valores obtenidos mediante simulación y los resultados experimentales, en relación con la generación eléctrica del absorbedor modificado del sistema CCP-TEG en función de la potencia térmica suministrada. A simple vista, ambas curvas exhiben una tendencia creciente, lo cual indica que el sistema responde de forma proporcional al incremento en el flujo de calor, al menos dentro del rango evaluado de 10 a 60 W. El error porcentual promedio es bajo, con un valor de 1.53%, lo que sugiere una muy buena correlación entre los datos simulados y experimentales. Los errores individuales fluctúan entre 1.22% y 1.94%, con ligeras variaciones a lo largo del rango de operación, pero sin un patrón sistemático de sobrestimación o subestimación que indique una desviación estructural del modelo. Este comportamiento sugiere que, a diferencia de otros parámetros térmicos analizados, el modelo de la conversión eléctrica en este caso ha sido robusta y representa fielmente la respuesta física del módulo termoeléctrico bajo las condiciones simuladas.

Un aspecto importante es que los valores experimentales se encuentran consistentemente por debajo de los valores simulados, aunque con diferencias marginales. Esta ligera sobreestimación por parte del modelo podría estar asociada a una idealización del rendimiento de los módulos Peltier, a pesar de ello, la magnitud de estas desviaciones es lo suficientemente baja como para no comprometer la validez general del modelo.

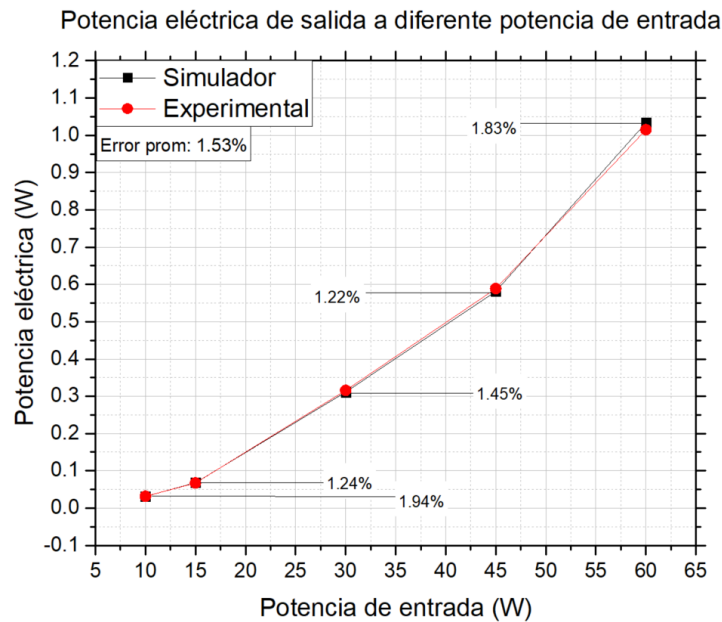


Figura 70. Validación de la potencia de salida a diferente potencia eléctrica de entrada.

---

La **Figura 71** ilustra la comparación entre los valores obtenidos experimentalmente y los simulados para la temperatura alcanzada en la cara caliente del módulo termoelectrico del sistema CCP-TEG. A nivel general, ambas curvas muestran una tendencia creciente, lo que es esperable dado que un mayor flujo de calor implica un aumento proporcional en la temperatura de las superficies expuestas a la radiación concentrada. Sin embargo, se aprecia claramente una divergencia creciente entre la curva simulada y la curva experimental a medida que se incrementa la potencia. El modelo tiende a subestimar la temperatura del lado caliente en todos los puntos, lo cual se refleja en un error promedio de 10.89%, con desviaciones que van desde 6.06% hasta un máximo de 18.67%.

Este patrón de subestimación revela una limitación importante del modelo térmico en la estimación del comportamiento superficial del absorbedor, particularmente en condiciones de alta energía. Mientras que en los análisis de calor de entrada y generación eléctrica el modelo muestra buena concordancia con los datos reales, aquí se evidencia una brecha más significativa que puede estar asociada a múltiples factores. Uno de los más probables es que el modelo no capture adecuadamente los efectos acumulativos de las pérdidas térmicas superficiales, como la radiación térmica no lineal, o la convección natural potenciada por la elevación de temperatura, fenómenos que se intensifican con el incremento de potencia.

A pesar de que la forma general de la curva simulada respeta la tendencia observada experimentalmente, la magnitud del error no puede considerarse despreciable, especialmente en aplicaciones donde la temperatura del lado caliente es crítica para el desempeño del módulo. Un error del 18.67% a 60 W representa una diferencia de aproximadamente 25 °C, lo cual podría impactar significativamente en la evaluación del rendimiento eléctrico y en la estabilidad operativa del sistema. Esta discrepancia pone de manifiesto la necesidad de recalibrar o refinar el modelo térmico en esta región de operación, incorporando probablemente una caracterización más realista de las pérdidas térmicas y del comportamiento térmico del material bajo altas temperaturas.

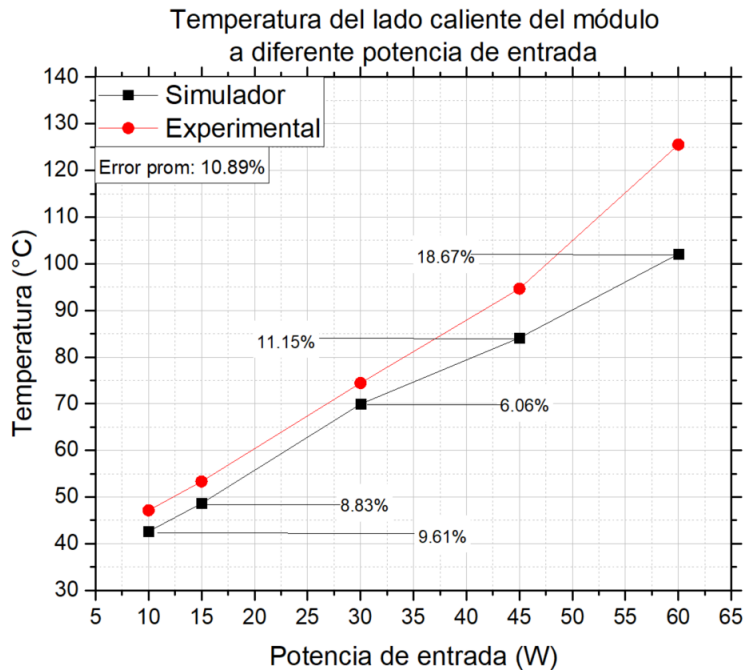


Figura 71. Validación de la temperatura del lado caliente a diferente potencia eléctrica de entrada.

La **Figura 72** a diferencia de las gráficas anteriores, en esta se observa una tendencia general de estabilidad térmica, ya que tanto los valores simulados como los experimentales permanecen relativamente constantes a lo largo del rango de potencia de entrada, que va de 10 a 60 W. La curva simulada mantiene una línea horizontal alrededor de los 29.6 °C, mientras que la curva experimental oscila entre 27.8 °C y 28.6 °C. Este comportamiento sugiere que el modelo asume una capacidad de disipación térmica constante y efectiva. En cambio, los datos experimentales muestran una ligera variabilidad, indicando que, en la práctica, la temperatura del lado frío puede verse afectada por fluctuaciones en el caudal del fluido, el rendimiento de la bomba, o incluso condiciones ambientales como la temperatura del aire o el grado de aislamiento térmico.

El error promedio entre ambas curvas es del 6.36%, con valores individuales que van desde 4.48% hasta 7.72%. Aunque estos errores no son particularmente altos, resultan relevantes debido a la sensibilidad del rendimiento termoeléctrico al diferencial de temperatura entre las caras del módulo. Una subestimación de la temperatura del lado frío, como la que ocurre en este caso por parte del modelo, conlleva una sobreestimación del  $\Delta T$  y, por lo tanto, una posible sobreestimación de la potencia eléctrica generada.

La forma plana de la curva simulada implica que el modelo no reconoce un aumento en la carga térmica del sistema a medida que se incrementa la potencia de entrada, lo que en la práctica puede llevar a una acumulación de calor en el lado frío si no hay una disipación eficiente. Este efecto se refleja en los datos experimentales, donde se observa un descenso de la temperatura en el punto de mayor potencia (60 W), posiblemente asociado a una respuesta adaptativa del sistema de enfriamiento, como un aumento del flujo másico o mejoras en la extracción de calor, que el modelo tampoco contempla.

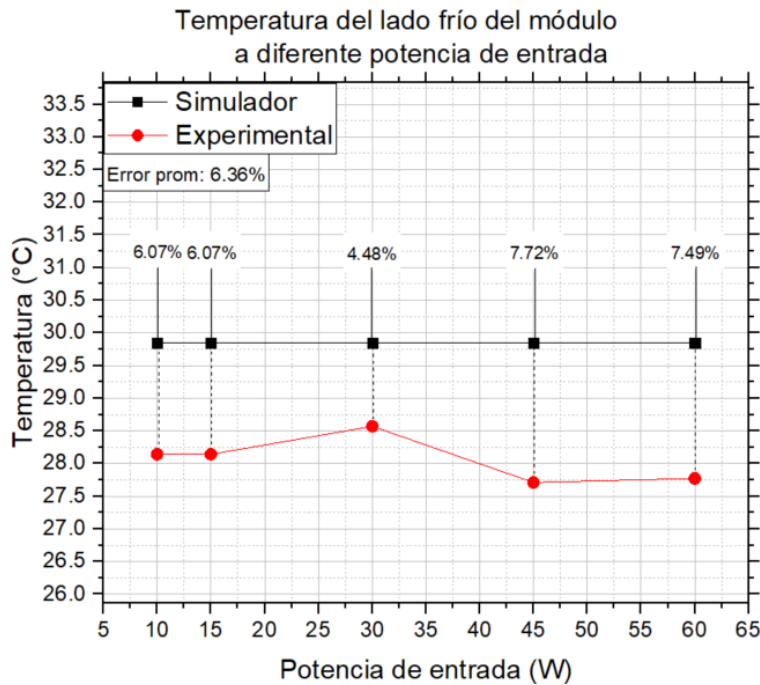


Figura 72. Validación de la temperatura del lado frío a diferente potencia eléctrica de entrada.

En la **Figura 73** se muestra el rendimiento termoeléctrico del sistema, expresado como porcentaje de conversión de energía térmica en electricidad en función de la potencia térmica suministrada. Ambas curvas presentan una tendencia creciente, lo cual es coherente con el comportamiento esperado de un módulo termoeléctrico que, al aumentar el diferencial térmico generado por mayor potencia de entrada, mejora su eficiencia hasta cierto punto. La concordancia general entre los datos simulados y los experimentales es razonablemente buena, con un error promedio de 4.50%. A nivel visual, ambas curvas convergen en torno a los 45 W, punto en el que el error es prácticamente nulo, y divergen levemente en las regiones de menor y mayor potencia, donde el modelo presenta tanto sobreestimaciones como subestimaciones.

A bajas potencias, el modelo tiende a sobrestimar ligeramente la eficiencia, como se observa en los puntos de 25 y 35 W, donde los errores alcanzan hasta 3.80%. Esta discrepancia puede estar asociada a una sobreestimación del  $\Delta T$  efectivo dentro del modelo. Dado que en esta región el flujo de calor es limitado, pequeñas inexactitudes en la estimación del calor útil o de las pérdidas térmicas pueden traducirse en variaciones significativas en el cálculo de eficiencia relativa.

En el extremo superior del rango (60 W), se observa nuevamente una sobreestimación por parte del modelo con un error cercano al 9%, lo cual es especialmente importante ya que esta diferencia ocurre en condiciones de mayor exigencia energética. Este comportamiento puede deberse a una acumulación de desviaciones térmicas, como la subestimación de la temperatura del lado frío, que resulta en una sobreestimación del  $\Delta T$ , y en consecuencia, de la potencia eléctrica simulada. Aunque los valores de eficiencia simulada siguen una tendencia lógica y físicamente coherente, su correspondencia con la curva experimental es imperfecta, particularmente en los extremos del dominio.

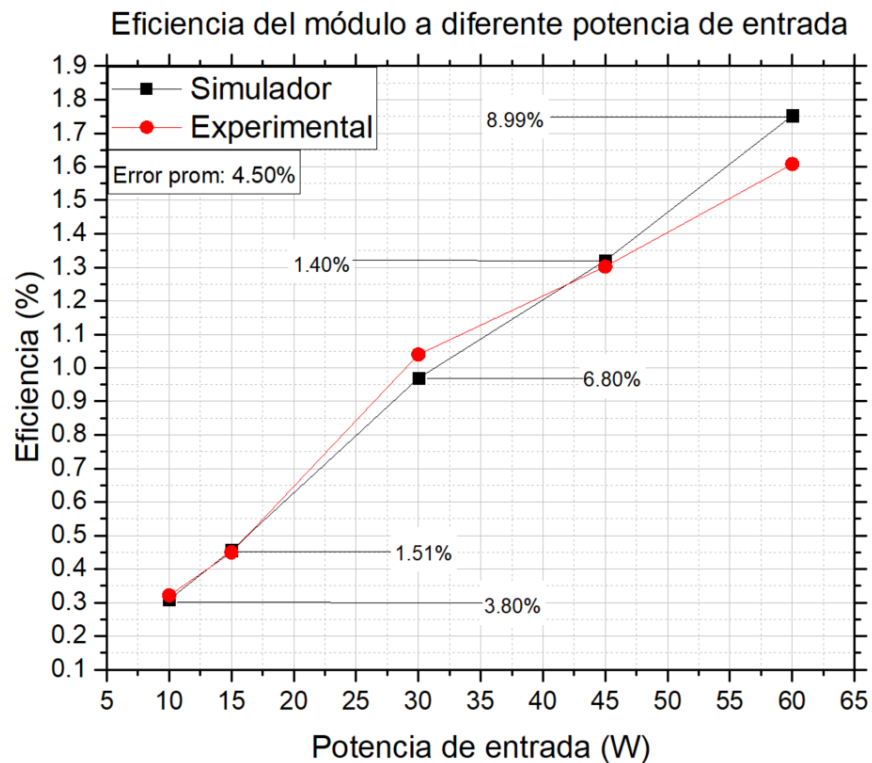


Figura 73. Validación de la eficiencia a diferente potencia eléctrica de entrada.

---

## 4.2 Análisis operativo del sistema

Con el objetivo de evaluar el desempeño térmico y eléctrico del absorbedor modificado con módulos termoelectricos, se llevó a cabo un análisis operativo bajo condiciones controladas tomando como referente a la norma ISO 9806:2017, la cual establece los métodos de ensayo para colectores solares térmicos. El sistema evaluado integró 24 módulos termoelectricos tipo TEC 127-06, dispuestos sobre el absorbedor, y fue sometido a condiciones de prueba controladas.

El análisis principal se realizó a las 12:00 del mediodía, momento del día en el que el ángulo de incidencia solar es prácticamente perpendicular a la superficie del colector. Esta elección permitió eliminar las pérdidas ópticas por efecto coseno, desenfoque y pérdidas por los extremos del colector, logrando así una estimación más precisa del rendimiento del sistema en condiciones ideales. En una primera etapa del estudio, se simuló la operación del sistema bajo una radiación solar estándar de  $1000 \text{ W/m}^2$ , con una temperatura ambiente y de entrada al sistema de  $25^\circ\text{C}$ , siguiendo los lineamientos establecidos por la normativa mencionada. Posteriormente, se amplió el análisis para observar el comportamiento del sistema ante distintas condiciones de entrada y además se evaluó la operatividad del sistema proponiendo el uso de un módulo de generación termoelectrica del tipo Seebeck. Para ello, se realizaron barridos en tres variables clave:

- La radiación solar incidente fue modificada en tres niveles:  $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $800 \text{ W/m}^2$  y  $600 \text{ W/m}^2$ ,
- Las temperaturas ambiente y de entrada variaron simultáneamente desde  $20^\circ\text{C}$  hasta  $30^\circ\text{C}$ , con incrementos de  $5^\circ\text{C}$ ,
- El flujo másico del fluido de trabajo fue ajustado desde  $0.02 \text{ kg/s}$  hasta  $1.28 \text{ kg/s}$ , con el objetivo de identificar la influencia de la velocidad de circulación sobre la transferencia de calor y la generación eléctrica de los módulos.

Dentro del primer análisis del sistema mostrado en la **Figura 74** se observa que, en ambas configuraciones, la potencia eléctrica generada se ve fuertemente influenciada por la radiación, lo cual era esperable dado que el flujo térmico disponible condiciona directamente el diferencial de temperatura que impulsa el efecto Seebeck.

Se observa que la potencia eléctrica de salida tiende a estabilizarse a medida que aumenta el flujo másico, reflejando un comportamiento asintótico asociado al balance entre la extracción de calor y el tiempo de residencia del fluido en el absorbedor. En el caso del módulo TEC 127-06, bajo una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, la potencia incrementa inicialmente con el flujo hasta alcanzar un valor casi constante (~6.839 W) a partir de 0.2 kg/s. Este mismo patrón se repite con irradiancias menores, estabilizándose en 4.392 W para 800 W/m<sup>2</sup> y 2.48 W para 600 W/m<sup>2</sup>, lo que indica una buena sensibilidad térmica del diseño y una respuesta estable ante variaciones de flujo.

El módulo GM 250-127 presenta un comportamiento similar, aunque con potencias notablemente mayores, alcanzando 19.49 W para 1000 W/m<sup>2</sup>, es decir, aproximadamente 2.849 veces el valor obtenido con el TEC 127-06, y manteniendo proporciones similares en niveles inferiores de irradiancia. Aunque el flujo actúa como estabilizador, el rendimiento máximo no se alcanza en flujos elevados, sino en un rango intermedio (alrededor de 0.1 a 0.3 kg/s), más allá del cual el incremento del flujo no aporta mejoras significativas. Esto sugiere una región óptima de operación donde se extrae el calor de forma eficiente sin reducir el  $\Delta T$  crítico para la conversión termoeléctrica, evitando así el exceso de enfriamiento del módulo. Finalmente, en condiciones de flujo muy bajo (<0.05 kg/s), la potencia disminuye ligeramente en todos los casos, posiblemente debido al sobrecalentamiento del lado caliente del módulo y a la menor capacidad del fluido para retirar calor, lo que limita el aprovechamiento efectivo del gradiente térmico.

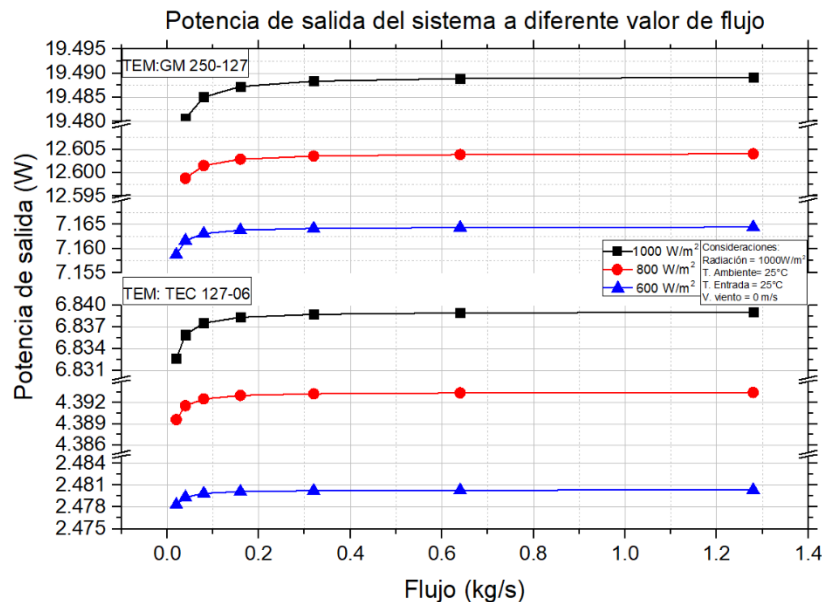


Figura 74. Potencia eléctrica de salida en función del flujo en diferente TEM.

La **Figura 75** muestra la eficiencia de conversión termoeléctrica en función del flujo másico del fluido caloportador, comparando dos módulos termoeléctricos (TEC 127-06 y GM 250-127) bajo irradiancias de 1000, 800 y 600 W/m<sup>2</sup>. En ambos casos, la eficiencia aumenta con el flujo a bajos caudales y luego se estabiliza, indicando que existe una región de saturación térmica donde el incremento de flujo ya no mejora el desempeño eléctrico, al haberse alcanzado un equilibrio entre la entrada de calor y su extracción.

Para el TEC 127-06, la eficiencia máxima alcanza aproximadamente 0.9275% a 1000 W/m<sup>2</sup>, estabilizándose a partir de flujos cercanos a 0.2 kg/s. Se observan valores menores, pero con la misma tendencia para irradiancias de 800 y 600 W/m<sup>2</sup> (0.7445% y 0.5606%, respectivamente). Esto demuestra que, aunque el módulo tiene baja eficiencia absoluta, su comportamiento es predecible y estable cuando el  $\Delta T$  se mantiene. En el módulo GM 250-127, la eficiencia alcanza hasta 2.644% para 1000 W/m<sup>2</sup>, casi 2.85 veces mayor que la del TEC 127-06 en las mismas condiciones. Este módulo también estabiliza su eficiencia a partir de flujos medios, evidenciando que no se requiere alto caudal para alcanzar su rendimiento óptimo. A flujos muy bajos (<0.05 kg/s), ambos módulos presentan eficiencias reducidas debido a una disipación térmica insuficiente, lo que afecta el  $\Delta T$  efectivo. Conforme aumenta el flujo, la disipación mejora, permitiendo un rendimiento eléctrico más alto y estable.

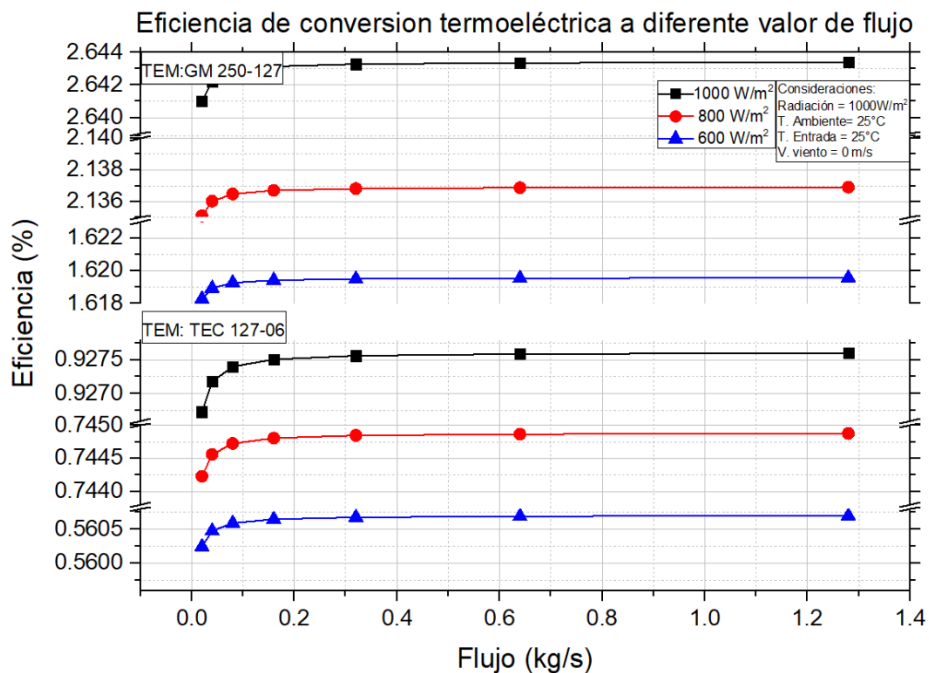


Figura 75. Eficiencia en función del flujo en diferente TEM.

La **Tabla 13** muestra la comparación detallada de la temperatura de salida del fluido entre dos configuraciones de módulos termoeléctricos, GM250 y TEC127, en función del flujo másico (kg/s) y bajo diferentes niveles de irradiancia solar (1000, 800 y 600 W/m<sup>2</sup>). Además de los valores absolutos de temperatura, se incluyen los porcentajes de diferencia relativa tomando como referencia el TEC127, así como el cociente entre ambos valores. En términos generales, se observa que, para todos los niveles de irradiancia y condiciones de flujo, las temperaturas de salida obtenidas con el módulo GM250 son ligeramente inferiores a las obtenidas con el módulo TEC127. Esta diferencia se manifiesta en valores porcentuales negativos lo que indica que, al utilizar el módulo GM250, una mayor fracción del calor disponible es efectivamente convertida o retirada, resultando en una menor temperatura residual del fluido. La magnitud de estas diferencias térmicas se reduce progresivamente con el incremento del flujo másico. A bajos flujos (por ejemplo, 0.02 kg/s), las diferencias entre los módulos son más notorias, con desviaciones de hasta -0.26% a 1000 W/m<sup>2</sup>, lo que indica que el tiempo de residencia del fluido acentúa el contraste térmico entre configuraciones. En cambio, a flujos elevados (1.28 kg/s), las diferencias se reducen a apenas -0.0048%, lo que sugiere un comportamiento térmico similar entre módulos bajo condiciones de alta extracción de calor. Este patrón se repite de forma consistente para las tres irradiancias. En todos los casos, el módulo GM250 entrega temperaturas de salida ligeramente menores que el TEC127, lo que podría atribuirse a una mayor eficiencia de conversión o mejor acoplamiento térmico. Aunque las diferencias son menores al 0.3%, el cociente GM250/TEC127 se mantiene cercano a 1 (entre 0.9973 y 0.9999), lo que confirma un comportamiento térmico muy similar, con una ligera ventaja para el GM250 en la disipación de calor.

Tabla 13. Comparativa de temperatura promedio de salida.

Radiación (W/m <sup>2</sup> )	Flujo (kg/s)	Temperatura salida		TEC127	GM250x
		GM250	TEC127	BASE	VECES
				%	x
1000 W/m <sup>2</sup>	0.02	29.4451251	29.5233871	-0.265084763	0.997349152
	0.04	27.22290146	27.26205272	-0.143610824	0.998563892
	0.08	26.11153428	26.13111489	-0.074932148	0.999250679
	0.16	25.55578788	25.56557942	-0.038299684	0.999617003
	0.32	25.27789911	25.28279518	-0.019365244	0.999806348
	0.64	25.13895084	25.14139896	-0.009737382	0.999902626
	1.28	25.06947574	25.07069982	-0.004882497	0.999951175

800 W/m <sup>2</sup>	0.02	28.57478092	28.62559449	-0.177510965	0.99822489
	0.04	26.78764692	26.81306581	-0.094800403	0.999051996
	0.08	25.89388684	25.90659927	-0.049070242	0.999509298
	0.16	25.44695917	25.45331613	-0.024974962	0.99975025
	0.32	25.22348351	25.22666218	-0.012600409	0.999873996
	0.64	25.11174274	25.11333212	-0.006328819	0.999936712
	1.28	25.05587161	25.05666631	-0.003171612	0.999968284
600 W/m <sup>2</sup>	0.02	27.6952151	27.72421432	-0.104598881	0.998954011
	0.04	26.34778907	26.36229501	-0.055025365	0.999449746
	0.08	25.67393951	25.68119405	-0.02824846	0.999717515
	0.16	25.33698095	25.34060861	-0.014315602	0.999856844
	0.32	25.16849327	25.1703072	-0.007206616	0.999927934
	0.64	25.08424733	25.08515432	-0.003615636	0.999963844
	1.28	25.04212384	25.04257734	-0.001810916	0.999981891

La **Tabla 14** compara la eficiencia térmica promedio de salida del sistema entre los módulos GM250 y TEC127 bajo distintas irradiancias (600, 800 y 1000 W/m<sup>2</sup>) y flujos máscicos. En todos los casos, el módulo TEC127 presenta valores de eficiencia ligeramente superiores, aunque las diferencias son reducidas. El cociente GM250/TEC127 varía entre 0.9820 y 0.9893, lo que indica que ambos módulos muestran comportamientos térmicos similares, especialmente a flujos elevados.

A 1000 W/m<sup>2</sup>, las diferencias relativas son más notorias, alcanzando hasta un 1.25%, debido a que una mayor irradiancia magnifica las pérdidas térmicas o diferencias de acoplamiento entre los módulos. Sin embargo, estas desviaciones siguen siendo pequeñas y no alteran significativamente la eficiencia global.

En condiciones de irradiancia media y baja (800 y 600 W/m<sup>2</sup>), el rendimiento entre módulos es aún más parecido. A 600 W/m<sup>2</sup> y alto flujo (1.28 kg/s), por ejemplo, el cociente GM250/TEC127 alcanza 0.9893, mostrando prácticamente el mismo comportamiento térmico. Esto se debe a que, en escenarios de baja carga térmica, las condiciones operativas son menos exigentes y las diferencias estructurales entre módulos se atenúan.

Tabla 14. Comparativa de eficiencia promedio de salida.

Radiación (W/m <sup>2</sup> )	Flujo (kg/s)	Temperatura salida		TEC127	GM250x
		GM250	TEC127	BASE	VECES
				%	x
1000 W/m <sup>2</sup>	0.02	71.4580945	72.716	1.25790551	0.98270112
	0.04	71.4745808	72.7332133	1.25863253	0.98269522
	0.08	71.4826754	72.7417905	1.25911517	0.98269062
	0.16	71.4866858	72.7460396	1.25935374	0.98268835
	0.32	71.4886819	72.7481543	1.25947234	0.98268723
	0.64	71.4896777	72.7492092	1.25953147	0.98268666
	1.28	71.490175	72.749736	1.25956099	0.98268638
800 W/m <sup>2</sup>	0.02	71.8341432	72.8548833	1.02074011	0.98598941
	0.04	71.8497139	72.8711906	1.02147671	0.98598243
	0.08	71.8573836	72.8792217	1.02183811	0.98597902
	0.16	71.8611898	72.8832069	1.02201711	0.98597733
	0.32	71.8630858	72.885192	1.02210618	0.98597649
	0.64	71.864032	72.8861826	1.02215061	0.98597607
	1.28	71.8645047	72.8866775	1.0221728	0.98597586
600 W/m <sup>2</sup>	0.02	72.2133643	72.9901086	0.77674434	0.98935822
	0.04	72.228035	73.0052926	0.77725752	0.98935341
	0.08	72.2352864	73.0127968	0.77751038	0.98935104
	0.16	72.2388912	73.0165271	0.77763588	0.98934986
	0.32	72.2406884	73.0183868	0.7776984	0.98934928
	0.64	72.2415857	73.0193153	0.7777296	0.98934899
	1.28	72.242034	73.0197792	0.77774519	0.98934884

La **Figura 76** muestra cómo varía la eficiencia térmica del colector en función del diferencial de temperatura, para irradiancias de 1000, 800 y 600 W/m<sup>2</sup>. Se observa una disminución no lineal de la eficiencia conforme aumenta la temperatura del fluido, lo cual es característico de colectores solares debido al aumento progresivo de las pérdidas térmicas por convección y radiación. A igualdad de diferencial térmico, la eficiencia es mayor cuanto mayor es la irradiancia. Cerca del origen, las tres curvas convergen, lo que indica que, a bajas diferencias de temperatura, el sistema es eficiente independientemente de la irradiancia. Sin embargo, a medida que aumenta  $\Delta T$ , las diferencias entre curvas se hacen más notorias, y en condiciones de baja irradiancia, la eficiencia puede caer a valores nulos o negativos a partir de 450 °C, marcando el límite térmico operativo del colector.

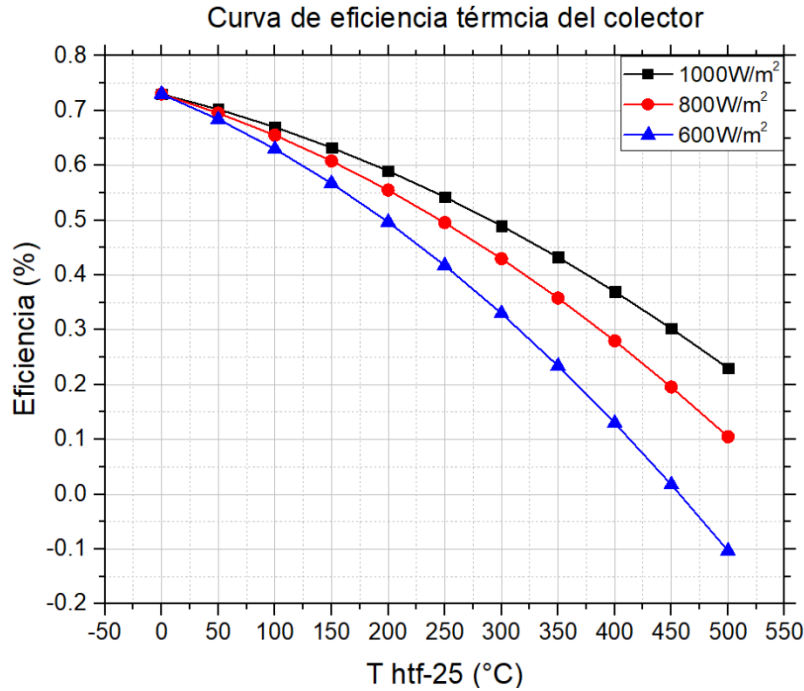


Figura 76. Curva característica del sistema.

Finalmente, se llevó a cabo una simulación correspondiente a un “día crítico” durante la estación de invierno, con el propósito de evaluar el comportamiento del sistema bajo condiciones desfavorables de radiación solar y temperatura ambiente.

La **Figura 77** muestra el desempeño horario del sistema termoeléctrico solar durante el día 357 del año, considerando variables como radiación solar, temperatura ambiente, temperatura de salida del fluido y velocidad del viento, todas en función del tiempo entre las 6:00 y 18:00 horas. La radiación solar (eje izquierdo) presenta un comportamiento típico: inicia en valores bajos ( $\sim 15 \text{ W/m}^2$  a las 7:00 h), asciende rápidamente hasta un pico de  $547 \text{ W/m}^2$  a las 12:00 h, y desciende luego hasta casi cero al final del día. La temperatura ambiente (eje derecho) crece progresivamente desde  $\sim 5 \text{ }^\circ\text{C}$  a las 7:00 h hasta alcanzar un máximo de  $\sim 22 \text{ }^\circ\text{C}$  a las 15:00 h, con una ligera disminución posterior. La temperatura de salida del fluido, se mantiene casi constante en  $\sim 27\text{--}30 \text{ }^\circ\text{C}$  entre las 9:00 y las 16:00 h, con un valor máximo de  $30.3 \text{ }^\circ\text{C}$  a las 13:00 h, justo después del pico de irradiancia, lo que sugiere que el simulador contempla cierta inercia térmica. En cuanto a la velocidad del viento, esta permanece constante en  $\sim 1.0 \text{ m/s}$  entre las 8:00 y 14:00 h, para luego aumentar a  $1.4 \text{ m/s}$  hacia las 17:00 h. Este incremento podría estar relacionado con el

descenso de la temperatura de salida a partir de las 14:00 h, ya que una mayor velocidad del viento implica más pérdidas por convección, afectando negativamente el rendimiento térmico del sistema.

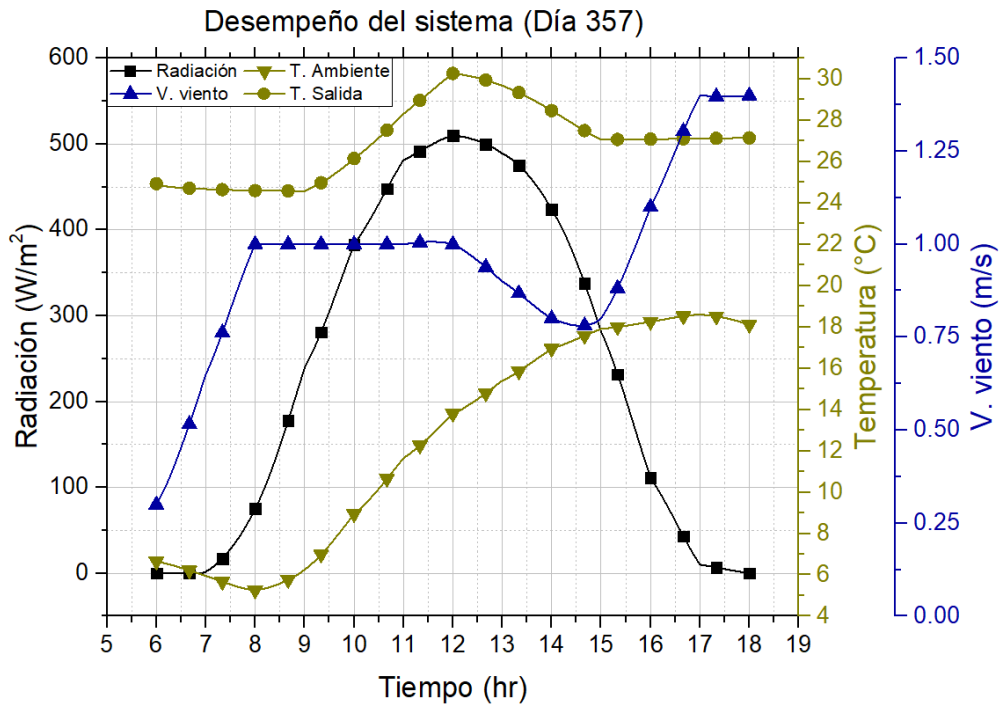


Figura 77. Evaluación del desempeño del sistema en el día 357.

La **Figura 78** muestra el comportamiento de los factores de pérdidas ópticas en un colector a lo largo del día, entre las 6:00 y las 18:00 h. Se incluyen tres tipos de pérdidas: por extremos, por desenfoco y por el ángulo del coseno. El factor por desenfoco permanece constante en 1.0 durante todo el día debido a que se está considerando un seguimiento solar perfecto por lo que no se presenta ningún tipo de desenfoco.

El factor de pérdida por extremos se mantiene en 0.0 entre las 6:00–9:00 h y después de las 15:00 h, y solo aparece entre las 10:00 y 14:00 h con un comportamiento tipo campana, alcanzando un máximo de 1.0 a las 12:00 h, lo que indica que solo al mediodía el receptor aprovecha completamente los rayos de los extremos, destacando la cantidad de colectores influye de manera directa a este factor de pérdida. Fuera de esas horas, los rayos reflejados desde los extremos del colector ya no impactan eficientemente sobre el receptor, generando pérdidas significativas.

El factor de pérdida por el coseno, asociado al ángulo de incidencia solar, muestra una forma simétrica creciente y decreciente, pasando de ~0.36 a las 6:00 h a un máximo de 1.0 a las 12:00 h, y descendiendo nuevamente hacia ~0.35 a las 18:00 h.

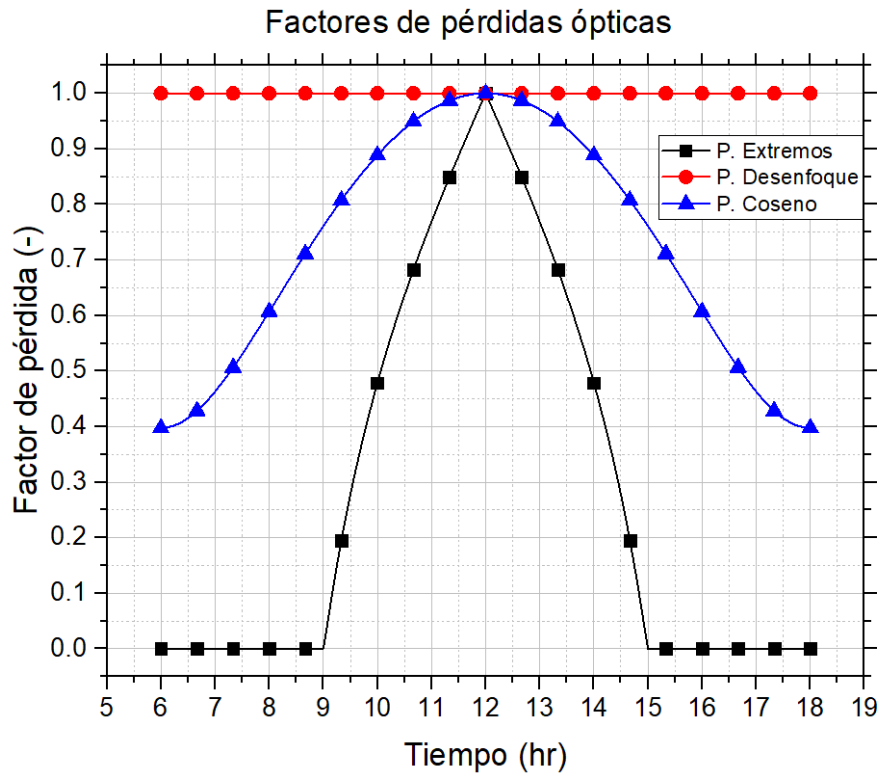


Figura 78. Factores de pérdidas de energía en el día 357.

Con estos factores haciendo efecto en el sistema se obtiene la potencia de salida del sistema y las temperaturas promedio del lado caliente y del lado frío de los módulos como se muestra en la **Figura 79**, esta gráfica muestra el comportamiento horario de la potencia de salida y las temperaturas del lado caliente y frío del sistema termoelectrico durante el día 357 del año, que corresponde al final del invierno. La potencia eléctrica generada presenta un perfil simétrico centrado en el mediodía, con un pico máximo de 1.6 W a las 12:00 h, lo que indica el momento de mayor rendimiento del sistema. Desde las 10:00 hasta las 13:00 h se mantiene por encima de 1.0 W, mientras que fuera de ese rango la potencia disminuye rápidamente hasta ser nula antes de las 9:00 h y después de las 15:00 h. La temperatura caliente alcanza un valor máximo de 47.3 °C también a las 12:00 h, aumentando desde ~24 °C a las 9:00 h y disminuyendo abruptamente después de las 13:00 h. Por otro lado, la temperatura fría se mantiene casi constante entre 27.5 y 28.5 °C a lo largo del día, con una leve variación de apenas 1 °C, lo que indica que el sistema de enfriamiento o disipación funciona de manera estable.

El diferencial térmico entre el lado caliente y el lado frío, que alcanza un máximo de ~19.8 °C, es el principal responsable del pico de potencia observado.

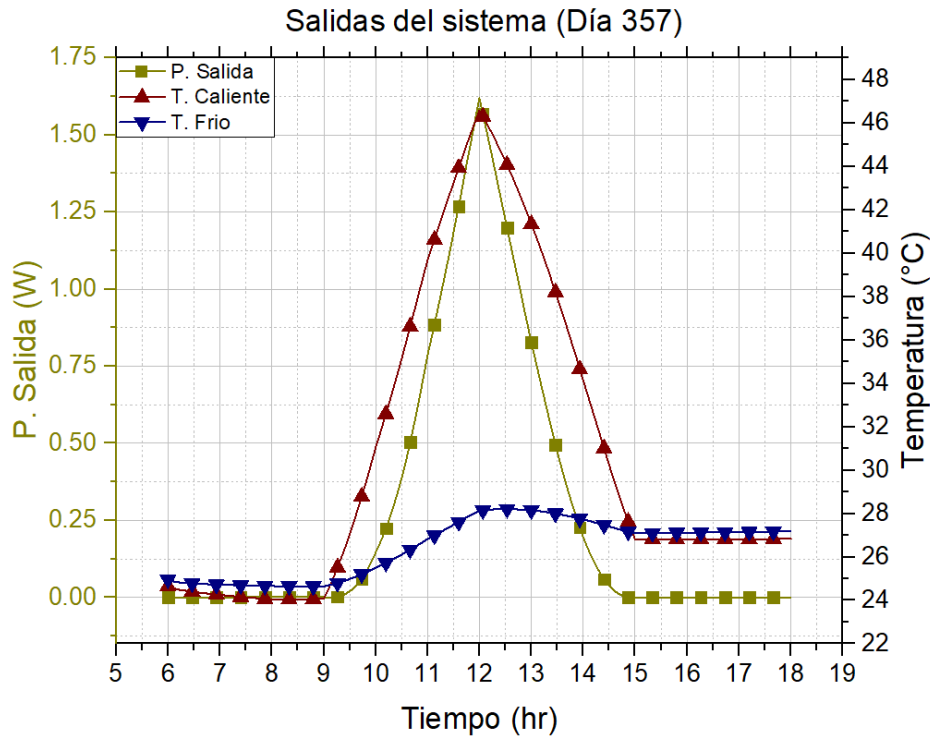


Figura 79. Salida de potencia y temperatura del sistema en el día 357.

En la Figura 80. Salida de potencia y temperatura del sistema en el día 357 (TEG). **Figura 80** correspondiente al módulo termoelectrico GM250-127, se observa el comportamiento del sistema a lo largo del día 357, destacando la potencia eléctrica de salida y las temperaturas del lado caliente y frío del módulo. Comparado con el módulo TEC127-06, el GM250-127 evidencia una diferencia clave: genera una potencia máxima considerablemente mayor, alcanzando hasta 4.7 W a las 12:00 h, mientras que el TEC127-06 en la misma franja horaria entrega menos del 1.6 W. Esta diferencia representa una mejora significativa en la densidad de potencia del sistema.

En cuanto al perfil térmico, la temperatura del lado caliente también se eleva más con el TEC 127-06, llegando a aproximadamente 1.5 °C por encima, mientras que el lado frío se mantiene en torno a 28 °C durante las horas de máxima radiación. Este diferencial de temperatura más amplio contribuye directamente a una mayor generación eléctrica, gracias al efecto Seebeck.

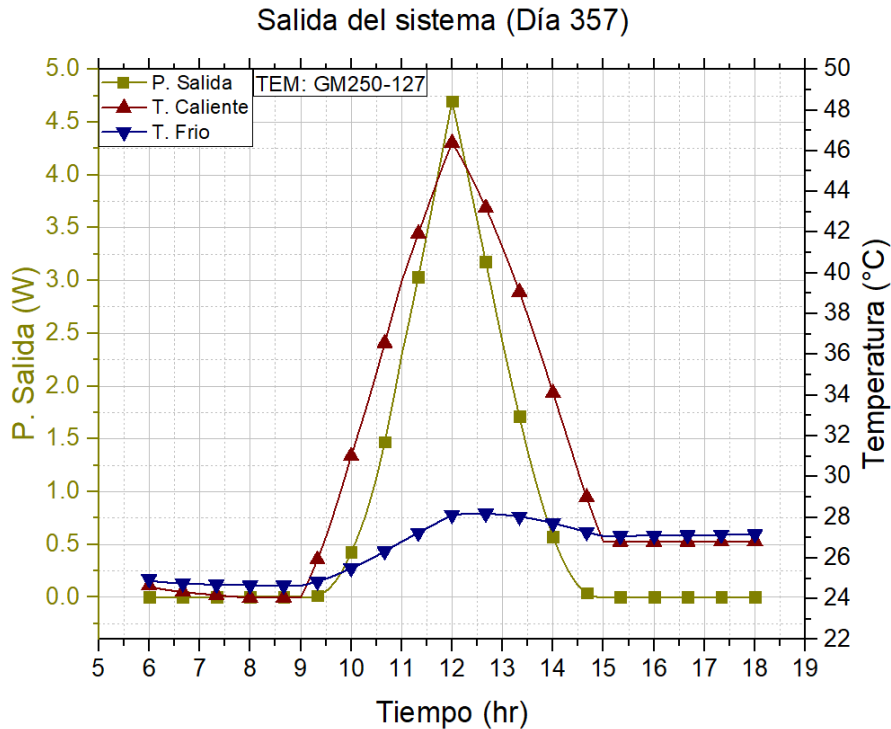


Figura 80. Salida de potencia y temperatura del sistema en el día 357 (TEG).

De la misma forma, se realizó el análisis para el día 172 del año, día crítico en el cual tiene temperaturas ambiente mayores de 38°C. En la **Figura 81** La gráfica muestra el desempeño del sistema solar térmico durante el día 172 (cercano al solsticio de verano), evaluando las variables de radiación solar, temperatura ambiente, temperatura de salida del fluido y velocidad del viento a lo largo del día, entre las 6:00 y 18:00 h. La radiación solar presenta un perfil típico, iniciando en ~100 W/m<sup>2</sup> a las 6:30, alcanzando un pico de 920 W/m<sup>2</sup> a las 13:00, y descendiendo gradualmente a 100 W/m<sup>2</sup> al final del día.

La temperatura ambiente aumenta desde 20.5 °C a las 7:00 hasta un máximo de 38.7 °C a las 17:30, lo cual representa un calentamiento progresivo sostenido durante todo el día. La temperatura de salida del fluido responde directamente a esta evolución solar: comienza en 24.8 °C, sube a 37.1 °C a las 12:30, y luego se mantiene estable en torno a 36.5–37.5 °C hasta las 17:00, cuando comienza a descender. Esto refleja una buena inercia térmica del colector, que retiene el calor incluso tras la caída de irradiancia.

La velocidad del viento inicia alta, en 2.5 m/s a las 6:30, disminuye a 0.7 m/s entre las 10:00 y 13:00, y luego vuelve a aumentar progresivamente hasta 2.9 m/s al final del día. Este comportamiento del viento es clave, ya que la menor velocidad durante el mediodía coincide con

el periodo de mayor temperatura de salida, reduciendo las pérdidas convectivas y favoreciendo el rendimiento térmico del sistema.

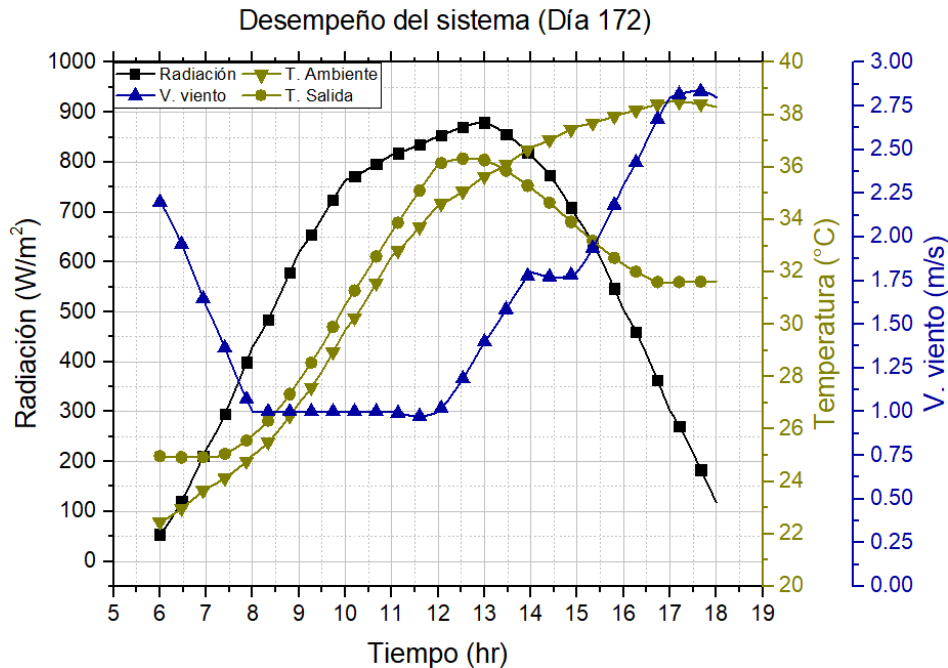


Figura 81. Salida de potencia y temperatura del sistema en el día 172.

Como se realizó anteriormente, la **Figura 82** muestra la evolución horaria de los factores de pérdidas ópticas en un colector entre las 6:00 y 18:00 h. El factor por desenfoco permanece constante en 1.0 durante todo el día, debido a que se tiene la misma consideración de un seguimiento solar preciso.

Las pérdidas por extremos presentan una curva simétrica, con valores nulos antes de las 8:00 h y después de las 16:00 h, y un pico de 1.0 a las 12:00 h, cuando el receptor aprovecha al máximo los rayos reflejados desde los bordes del colector. A diferencia de las pérdidas por los extremos durante el invierno este cuenta con más cantidad de horas de aprovechamiento solar.

El factor de pérdida por el coseno, que depende del ángulo de incidencia de la radiación, también sigue una forma parabólica, comenzando en  $\sim 0.36$  a las 6:30, alcanzando 1.0 al mediodía, y descendiendo de nuevo a  $\sim 0.37$  a las 18:00.

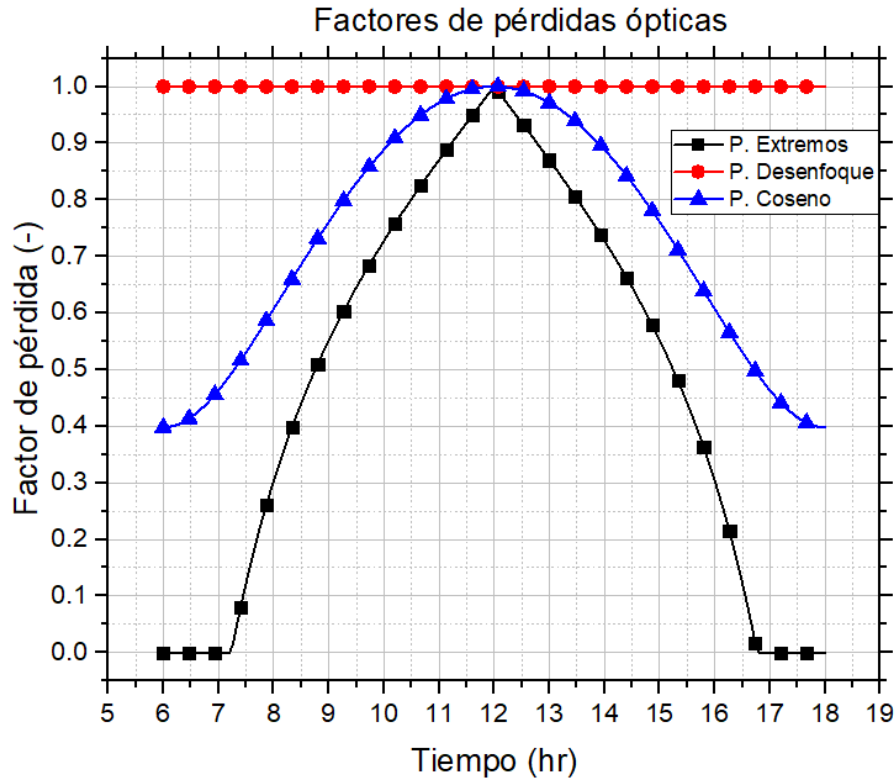


Figura 82. Factores de pérdidas de energía en el día 172.

Finalmente, la **Figura 83** muestra la evolución horaria de la potencia de salida y las temperaturas caliente y fría del sistema termoeléctrico en el día 172 del año, desde las 6:00 hasta las 18:00 h. La potencia generada presenta un comportamiento simétrico con un pico máximo de 4.6 W a las 12:00 h, en coincidencia con la mayor diferencia térmica entre los extremos del módulo. A partir de las 8:00 h comienza a aumentar aceleradamente y se mantiene por encima de 4 W entre las 11:30 y 12:30 h, para luego disminuir progresivamente hasta apagarse por completo después de las 16:30 h.

La temperatura caliente (lado caliente del módulo Peltier) también sigue una curva ascendente hasta alcanzar 66.3 °C a las 12:00 h, mientras que la temperatura fría se mantiene más estable, oscilando entre 30 y 36 °C, con un máximo de 36.2 °C a las 13:30 h. Esto genera un diferencial térmico efectivo que alcanza los 36 °C, valor óptimo para lograr un rendimiento elevado del módulo termoeléctrico.

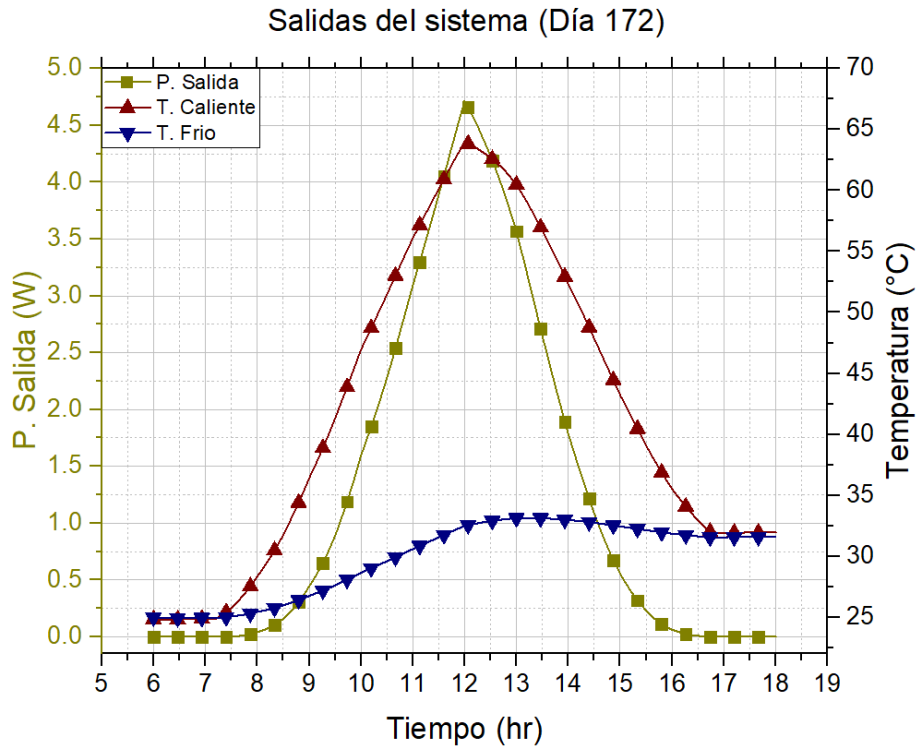
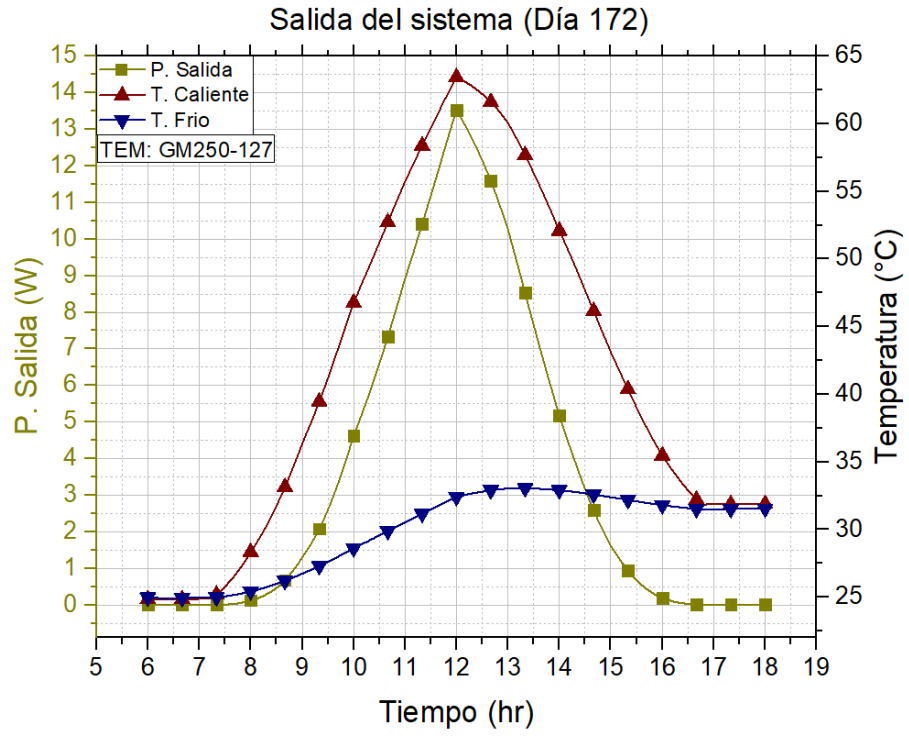


Figura 83. Salida de potencia y temperatura del sistema en el día 172.

En esta gráfica correspondiente al día 172, se observa un desempeño significativamente superior del sistema CCP-TEG con el módulo GM250-127 en comparación con el día 172 y con el módulo TEC127-06. La potencia eléctrica de salida alcanza un pico de 13.5 W alrededor del mediodía, lo cual representa un incremento notable frente al valor máximo de 4.7 W observado previamente. Este aumento responde tanto a una mayor irradiancia solar característica de la temporada como a un diferencial térmico más amplio entre las caras caliente y fría del módulo.

Durante el periodo de mayor producción, la temperatura del lado caliente supera los 62 °C, mientras que la del lado frío se mantiene controlada entre 30 °C y 33 °C, lo que permite establecer un gradiente térmico eficiente para la conversión eléctrica por efecto Seebeck. Esta diferencia es más pronunciada que la registrada en días de menor irradiancia, permitiendo una conversión más efectiva del calor en electricidad. La curva de potencia eléctrica tiene una forma amplia y simétrica, con valores útiles desde las 9:00 h hasta las 15:30 h, lo que indica una operación estable y sostenida del sistema a lo largo del tramo de máxima insolación. Comparado con el módulo TEC127-06, el GM250 entrega una mayor potencia pico, pero su temperatura es cerca al 0.2% de diferencia.



## Capítulo 5. Desarrollo del prototipo CCP-TEG

"Cualquier dispositivo que convierta calor directamente en electricidad es, por definición, elegante y eficiente."

— G. J. Snyder  
(experto en termoelectricidad)

- 5.1 *Análisis del recurso solar y dimensionamiento del sistema*
- 5.2 *Dimensionamiento del colector cilindro parabólico*
- 5.3 *Diseño conceptual*
- 5.4 *Proceso de manufactura y ensamble*
- 5.5 *Producto final y pruebas ópticas*

### 5.1 Análisis del recurso solar y dimensionamiento.

En primer lugar, se llevó a cabo un análisis detallado de la radiación solar directa utilizando datos climáticos del sitio de estudio. Con esta información, se generó un mapa de frecuencias mostrado en la **Figura 84** que permitió identificar los periodos de mayor irradiancia a lo largo del año. Este paso fue fundamental para determinar las condiciones operativas del sistema y las características necesarias del colector cilindro parabólico (CCP). Posteriormente, mediante la caracterización experimental de los módulos termoelectricos (TEG's) en un banco de pruebas donde se evaluó su desempeño bajo diferentes condiciones de potencia térmica de entrada. Los resultados experimentales indicaron mostrados en la **Tabla 15** y **Tabla 16** que, con potencias entre 15 y 30 W, los módulos son capaces de generar aproximadamente 1 V de salida como se muestra en las tablas 1 y 2. A partir de estos datos, se definió un diseño que utiliza 24 módulos termoelectricos, permitiendo alcanzar voltajes estándar de 12 V y 24 V por cada módulo dando oportunidad a crear futuras configuraciones en series y paralelos, de esta manera volviendo el sistema adecuado para diversas aplicaciones.

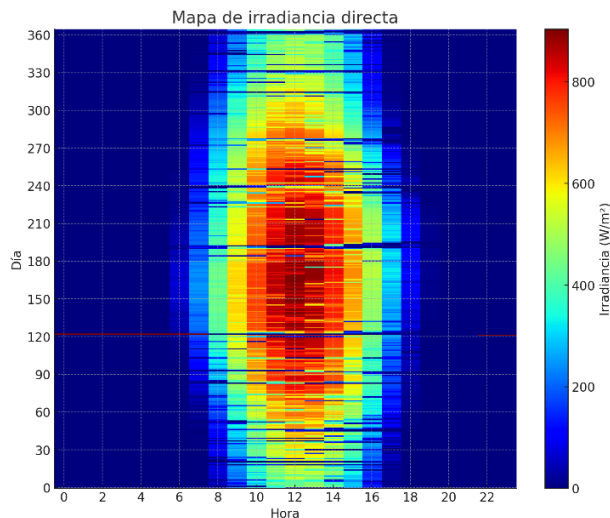


Figura 84. Frecuencia de la potencia de irradiancia en Mexicali.

Tabla 15. Concentrado de experimentos a diferente resistencia de carga con potencia de entrada de 15W.

<i>R_load</i>	<i>V_out</i>	<i>Eff</i>	Potencia
1.25	0.24	0.30725326	0.04608
1.6	0.28	0.3267233	0.049
2	0.33	0.36306293	0.05445
2.5	0.37	0.36512996	0.05476
3.33	0.45	0.40547569	0.06081081
5	0.57	0.4332751	0.06498
6.66	0.67	0.44942725	0.0674024
10	0.79	0.4161388	0.06241
20	0.96	0.30725326	0.04608
30	1.09	0.26406799	0.03960333

Tabla 16. Concentrado de experimentos a diferente resistencia de carga con potencia de entrada de 30W.

<i>R_load</i>	<i>V_out</i>	<i>Eff</i>	Potencia
1.25	0.21	0.11620553	0.03528
1.42	0.61	0.86311678	0.26204225
2	0.71	0.83020422	0.25205
2.5	0.83	0.90764163	0.27556
3.33	1.01	1.00901297	0.30633634
5	1.27	1.06251647	0.32258
6.66	1.45	1.03982441	0.31569069
10	1.73	0.98580369	0.29929
20	1.94	0.61982872	0.18818
30	2.15	0.50752086	0.15408333

## 5.2 Dimensionamiento del colector cilindro parabólico.

El dimensionamiento preliminar del colector cilindro parabólico se enfocó en estimar el área de apertura requerida para concentrar la radiación solar sobre el receptor. Este cálculo consideró los niveles de irradiancia local y las necesidades térmicas del sistema, asegurando un diferencial de temperatura adecuado para la operación eficiente de los módulos termoelectricos. Con base en el comportamiento de la irradiancia del lugar se puede observar que las horas operativas del sistema van desde las 8 hasta las 18 hrs, lapso de tiempo en donde predomina el rango de 600 a 800  $\frac{W}{m^2}$ .

Partiendo del valor de 600  $\frac{W}{m^2}$ , una longitud de 1m, los 24 módulos termoelectricos y la longitud década modulo como se muestra en la **Figura 85** se determinó el área de apertura con las ecuaciones que se muestran a continuación.

$$A_p = A_l \cdot \Delta_{PL} - \Delta_{PL}^2 \quad \dots (86)$$

$$Q_{IN} = A_p \cdot I_B \quad \dots (87)$$

Donde se determinó que se tiene un calor de entrada de 23.05 W, valor con el que se pueden alcanzar voltajes de salida menores a 1v y que en su conjunto con el total de los módulos lograrían alcanzar desde los 12 a 24v.

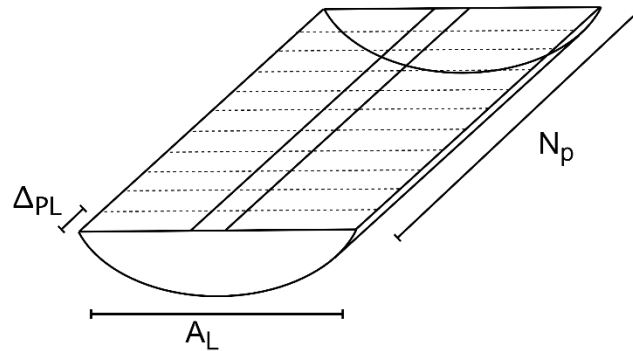


Figura 85. Esquema general para el dimensionamiento preliminar del prototipo CCP-TEG.

Además, se realizaron simulaciones ópticas en MATLAB para posteriormente analizar el trazado de rayos en TracePro y determinar la altura del punto focal en función de diferentes ángulos de borde como se muestra en la **Figura 86**. Los resultados mostraron que, a partir de un ángulo mayor de 45°, comienzan a registrarse pérdidas significativas de rayos fuera del receptor. Este análisis permitió optimizar el diseño geométrico del colector para maximizar la concentración de energía solar.

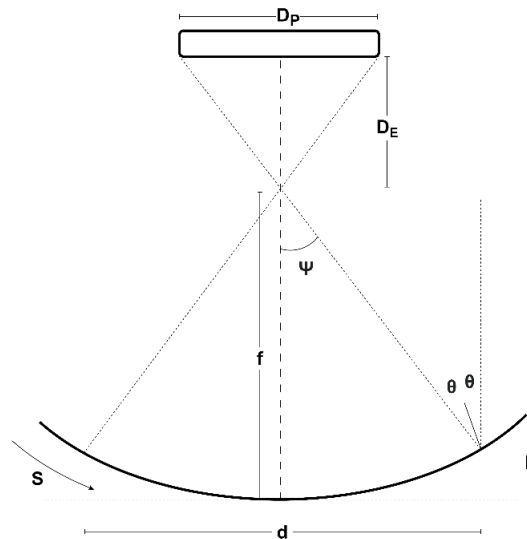


Figura 86. Análisis geométrico para la determinación de la distancia focal y el ángulo de borde.

El punto focal se define mediante la distancia de la apertura en la parábola ( $d$ ) y el ángulo de apertura ( $\psi$ ). La distancia focal es la medida desde el vértice de la parábola hasta el punto donde los rayos paralelos a su eje se concentran y se definen mediante la siguiente formula:

$$f = \frac{d}{4 \tan(\psi)} \quad \dots (88)$$

Consecuentemente se calcula la distancia en la que debe estar el receptor en función del ángulo de borde con el cual por medio de una razón trigonométrica se determina su distancia:

$$D_E = \frac{\frac{D_P}{2}}{\tan(\psi)} \quad \dots (89)$$

Además, se calcula la elevación de la parábola desde su vértice hasta su apertura máxima denominada como altura ( $h$ ) y es calculada con el fin de analizar la curvatura que tendrá la superficie y así finalmente encontrar la longitud de arco y finalmente su superficie total:

$$h = \frac{d^2}{16f} \quad \dots (90)$$

$$S = \left( \frac{d}{2} \sqrt{\left(\frac{4h}{d}\right)^2 + 1} \right) + 2f \ln \left( \frac{4h}{d} + \sqrt{\left(\frac{4h}{d}\right)^2 + 1} \right) \quad \dots (91)$$

Para el diseño del colector parabólico, se determinó que el ángulo de borde óptimo es  $45^\circ$  o menor, ya que ángulos mayores generan pérdidas significativas de los rayos solares. Este comportamiento fue identificado mediante simulaciones en TracePro, donde se evaluó el impacto de diferentes ángulos de borde sobre la trayectoria de los rayos solares como se muestra en **Figura 87**. El análisis mostró que, a medida que el ángulo de borde supera los  $45^\circ$ , una porción creciente de los rayos incidentes no es redirigida hacia el receptor, resultando en pérdidas ópticas. En contraste, ángulos iguales o menores a  $45^\circ$  permiten una concentración más eficiente de la radiación sobre el área útil del receptor, optimizando así el desempeño del sistema.

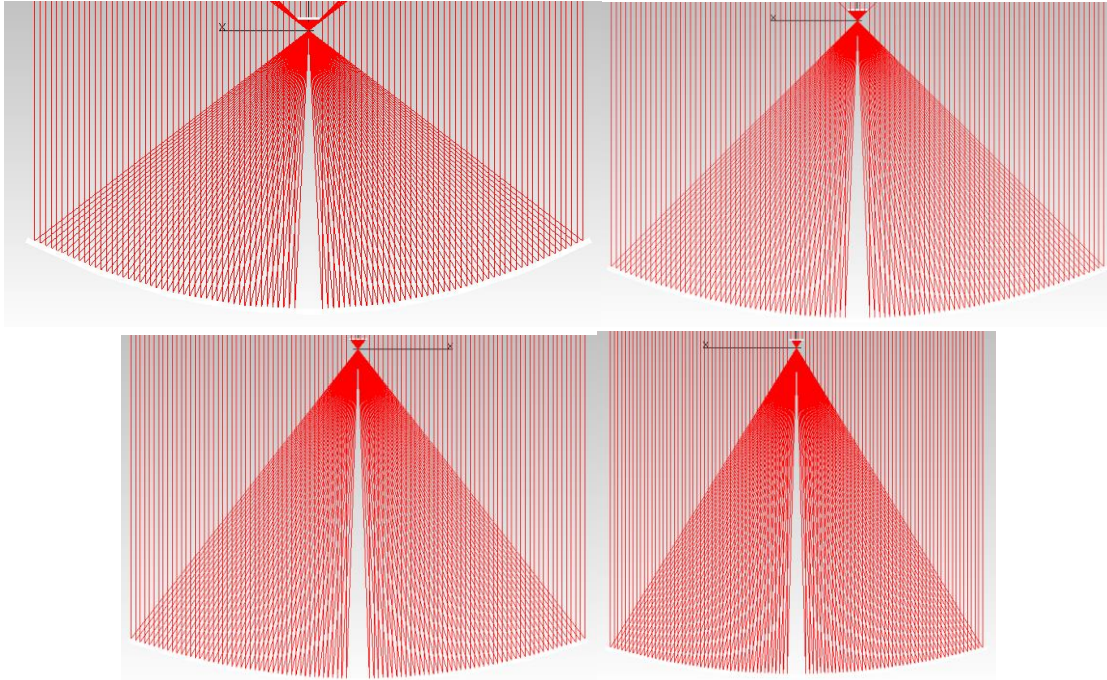


Figura 87. Análisis de trazado de rayos a diferente ángulo de borde.

### 5.3 Diseño conceptual

El prototipo, diseñado con una apertura de 1 m<sup>2</sup> (**Figura 88**), fue creado bajo un enfoque de eficiencia espacial y modularidad, ideal para entornos educativos y de laboratorio, residenciales o industriales con limitaciones de área. Su geometría parabólica, optimizada por medio de simulaciones en Matlab fue trazada en SolidWorks para crear el costillar y los elementos laterales que le dan estructura al prototipo.

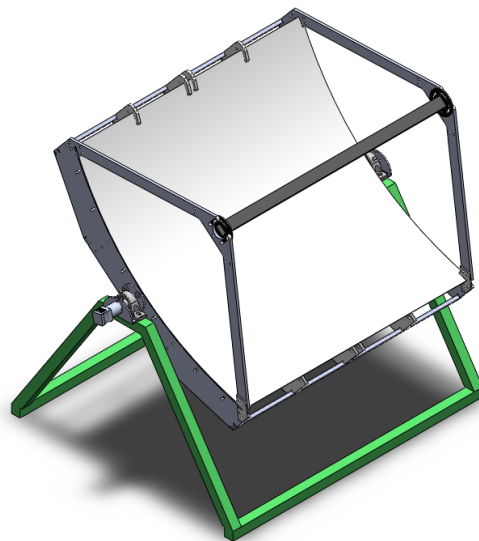
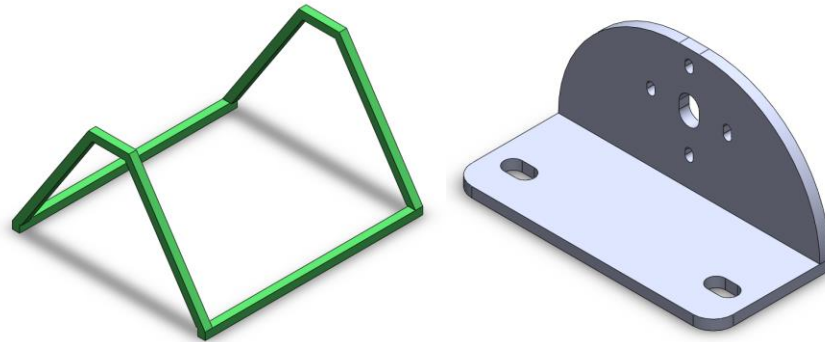
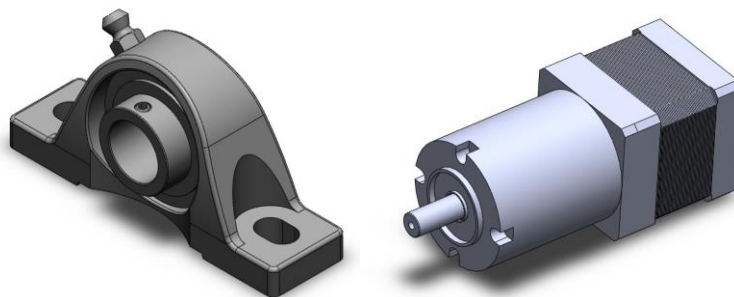


Figura 88. Vista isométrica del diseño del prototipo CCP-TEG.

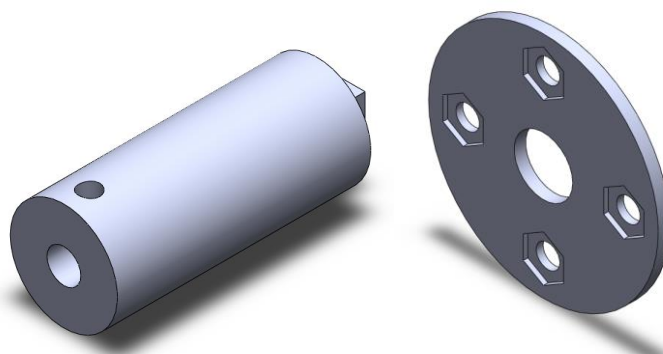
Este sistema está conformado por una base estructural, base para motor (**Figura 89**), chumacera, motor a pasos (**Figura 90**), y 2 bujes que soportan el peso del sistema de concentración de geometría parabólica. Para estos últimos elementos se realizó un diseño que comprende 2 partes, plato y eje (**Figura 91**), para realizar de manera más sencilla y sin elevar los costos de manufactura.



*Figura 89. Diseño de base estructural del prototipo CCP-TEG (izquierda) y base para motor a pasos (derecha).*

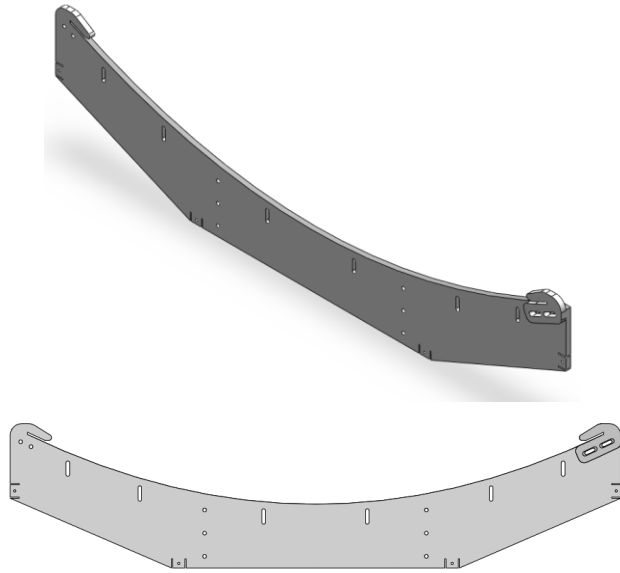


*Figura 90. Diseño de chumacera de 1 pulgada de diámetro interno (izquierda) y motor a pasos de 12v con reducción de 50/1 (derecha).*



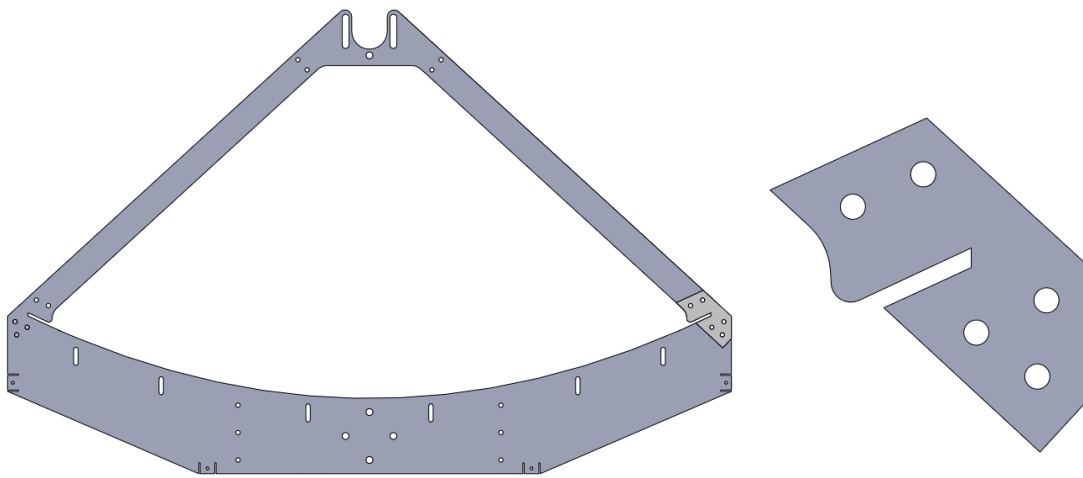
*Figura 91. Diseño de la parte "A" o eje de giro del buje (izquierda) y parte "B" o plato del buje(derecha).*

Para este sistema se decidió que contara con una sección de 3 costillas y 2 elementos laterales que le darían estructura al prototipo además de contar con perforaciones para colocar elementos de sujeción al elemento reflectivo (**Figura 92**).



*Figura 92. Diseño de la costilla del prototipo CCP-TEG con perforaciones para sujeciones.*

Bajo el mismo diseño de costilla se creó el elemento lateral que cuenta con una pieza móvil la cual puede ser retirada para poder ensamblar la lámina reflectiva de una manera más fácil y sin que genere un daño en su superficie. Además, este diseño cuenta con rieles en la parte superior para poder realizar ajustes en la altura focal y de esta manera facilitar la experimentación (**Figura 93**).



*Figura 93. Diseño del elemento lateral del prototipo CCP-TEG con perforaciones para sujeciones (izquierda) y elemento móvil y de tensión para la lámina (derecha)*

El sistema cuenta con elementos que facilitan la manipulación de su comportamiento para futuros análisis como lo es el disco de giro con el cual se puede manipular el ángulo de incidencia y además cuenta con elementos adicionales que ayudan a su fácil desplazamiento como lo es el elemento de acople para ruedas con freno (**Figura 94**).

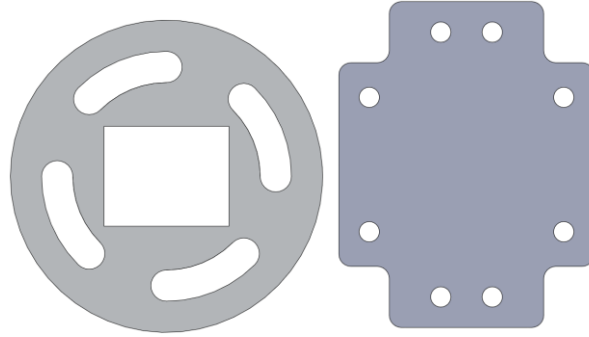


Figura 94. Diseño del elemento de giro para manipulación del ángulo de incidencia del prototipo CCP-TEG (izquierda) y elemento de acoplamiento para ruedas con freno (derecha)

## 5.4 Proceso de manufactura y ensamble

Para el proceso de creación del prototipo se decidió manufacturar la máxima cantidad de elementos posibles de manera propia para reducir los costos. Con esta premisa se analizaron los materiales disponibles para realizar las partes más significativas del prototipo, donde se decidió crear el prototipo en aluminio debido que cuenta con la relación adecuada entre ligereza, rigidez y manejabilidad, por ello se realizaron los archivos en formato .DXF de todos los elementos que se necesitarían maquinar para realizar el costillar y los elementos laterales (**Figura 95**).

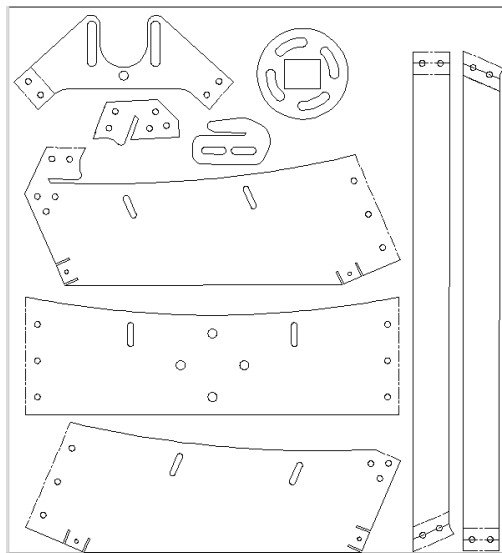


Figura 95. Optimización de materiales para la segmentación de las costillas y elementos laterales en formato .DXF.

Debido a las restricciones del tamaño de cama de la máquina CNC se decidió realizar una segmentación de los elementos a maquinar. De esta manera se realizó una optimización de materiales utilizando placas de aluminio de 550\*600\*3mm en donde cada placa contaría con todos los elementos que conforman el elemento lateral y costillas del prototipo (**Figura 96**).



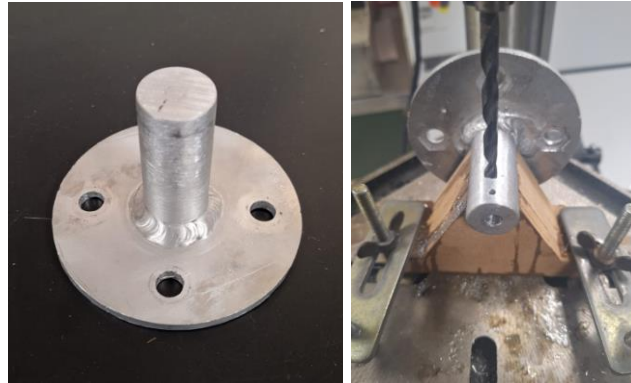
*Figura 96. Manufactura de elementos del prototipo CCP-TEG.*

Los elementos que no se pudieron realizar de manera propia y que se mandaron manufacturar por medio de apoyo externo fueron la base estructural y los bujes. El proceso de manufactura de la base se muestra desde que se recibió, se realizó lijado y proceso de pintado como se muestra la **Figura 97.**



*Figura 97. Detallado de base estructural del prototipo CCP-TEG.*

Para la manufactura del buje se acudio a un taller en el cual se realizó la soldadura del plato al eje, una vez soldado se realizo el proceso de perforado para dejar el espacio para introducir la flecha del motor y asi mismo el pasador con el cual ajustaria el motor como se muestra en la **Figura 98**.



*Figura 98. Manufactura del buje del prototipo CCP-TEG.*

Posteriormente se hizo el ensamble de la base de motor, chumacera, buje y motor a pasos como se muestra en la **Figura 99** en la cual primero se realizaron pruebas con un prototipo de buje para comprobar su funcionamiento.



*Figura 99. Ensamble de base estructural, base de motor, chumacera buje y motor a pasos del prototipo CCP-TEG.*

Una vez realizados los cortes de cada una de las partes de las costillas y elementos laterales se hizo la unión de las piezas cuidando la distancia y la forma de la línea de la parábola para evitar deformidades y que la parábola perdiera su efecto de concentración puntual. El ensamble se realizó con tornillería quedando como se muestra en la **Figura 100**. Posteriormente se realizó el montaje de los elementos laterales y costillas en la base del prototipo y ajustándolas con tornillería milimétrica para de esta manera una vez ajustada toda la estructura se procediera a deslizar la superficie reflectiva por el cuerpo del colector y cerrándola con los elementos de ajuste como se muestra en la **Figura 101** y **Figura 102**.

Con la parte del receptor terminada, se realizó el ajuste en el absorbedor modificado al cual se le realizó un elemento tensor mecánico de tipo “clip” para dejar fijo la superficie receptora, módulos termoeléctricos y ducto. Este elemento tensor se realizó con alambre y un elemento para realizar su doble como se muestra en la **Figura 103**.

Además, para asegurar que el prototipo fuera fácil de transportar, se le colocaron unas ruedas con freno, las cuales, al no ser del tamaño exacto, se le diseñó una plataforma de acoplamiento mostrado en la **Figura 104**.



*Figura 100. Piezas de elementos laterales y costillar del prototipo CCP-TEG.*



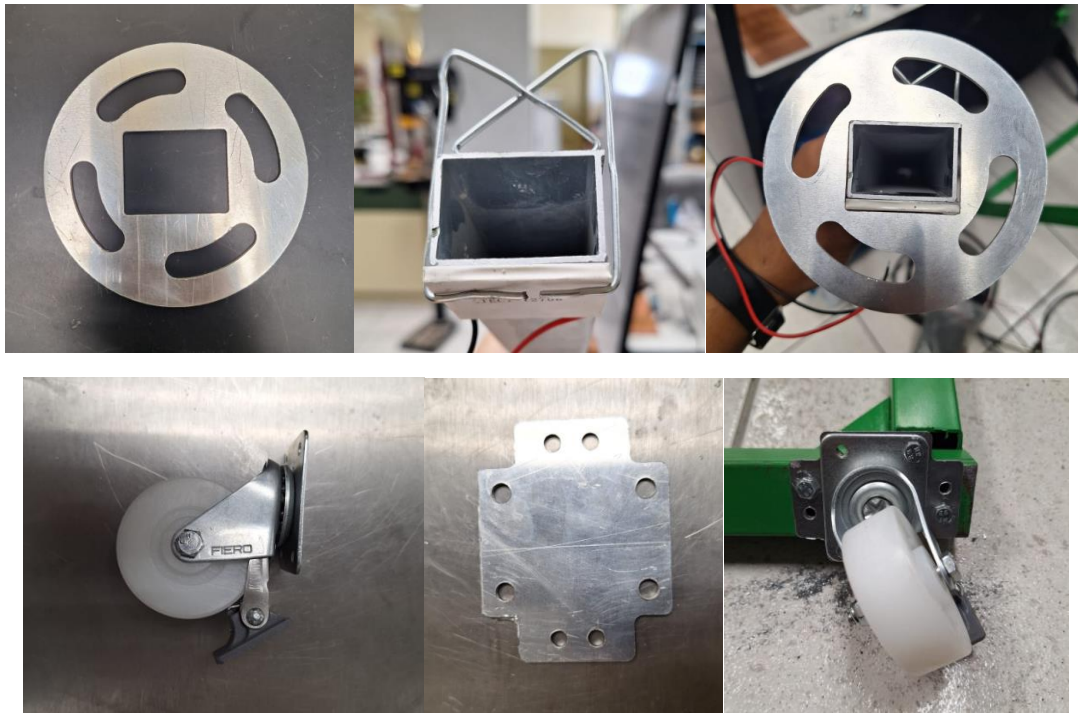
*Figura 101. Ensamble del costillar y elementos laterales del prototipo CCP-TEG.*



*Figura 102. Ensamble del lamina reflectiva y absorbedor del prototipo CCP-TEG.*



*Figura 103. Elemento adicional para doblar clips de sujeción de Peltier en el absorbedor del prototipo CCP-TEG.*



*Figura 104. Elementos adicional mayor movilidad del sistema.*

## 5.5 Producto final y pruebas ópticas

Para finalizar el prototipo se realizaron pruebas ópticas dentro de laboratorio por medio de un prototipo de lasers el cual funciona con una vateria de 12v. Este sistema permitio observar como es que impactan los rayos en el absorbedor a diferentes posiciones del rayo incidente en el colector como se muestra en la **Figura 105**.



*Figura 105. Producto final y pruebas ópticas en laboratorio.*

---

## Capítulo 6. Conclusiones y recomendaciones

"El primer principio de la investigación científica es aceptar la ignorancia como punto de partida. Este trabajo no concluye; señala caminos."

— Richard Feynman

### 6.1 Conclusiones

### 6.2 Recomendaciones y trabajos futuros

## 6.1 Conclusiones

La integración de módulos termoelectricos a un colector cilindro parabólico permite una cogeneración eficiente de energía térmica y eléctrica, aumentando el aprovechamiento solar en un solo sistema compacto.

Al modelar el módulo termoelectrico como un generador, hemos explorado su capacidad para convertir diferencias de temperatura en electricidad aprovechable. Nuestros hallazgos muestran que el modelo matemático propuesto tiene un error general promedio menor del 5% tomando en cuenta el  $\pm 15\%$  de error de los parámetros eléctricos que reportan los fabricantes, lo que indica un acercamiento correcto a un próximo simulador de modulo termoelectrico más completo para su modo de generación.

Se pudo proponer algunos de los materiales termoelectricos usados en cada módulo comercial, sin embargo, al no tener el material ni los valores de los coeficientes se dificulto el obtener errores mínimos promedios menores al 10%, en la totalidad de las simulaciones, a diferencia de la comparativa realizada con el autor donde se colocaron los valores exactos de los parámetros termoelectricos obteniendo un error mínimo de 4.123%, lo cual indica pequeñas variaciones entre modelados.

El sistema alcanzó una eficiencia térmica global de hasta 73.38%, con eficiencias individuales superiores al 72.7% en condiciones estándar (1000 W/m<sup>2</sup>), demostrando buen desempeño incluso a altas temperaturas operativas.

El módulo GM250-127 superó consistentemente al TEC127-06, duplicando la potencia eléctrica generada (hasta 13.5 W vs. 6.8 W) y alcanzando mayores eficiencias termoelectricas (2.64% vs. 0.93%).

---

El diferencial de temperatura alcanzado fue clave: se logró mantener el lado caliente por encima de 60 °C mientras el lado frío se controló entre 28–34 °C, estableciendo condiciones favorables para conversión eléctrica.

## 6.2 Recomendaciones y trabajos futuros

- Ampliación del banco de pruebas para módulos termoeléctricos en su modo de enfriamiento y evaluar el rendimiento de los módulos bajo condiciones extremas.
- Investigación el impacto de diferentes materiales aislantes y conductores térmicos y configuraciones en la eficiencia del enfriamiento.
- Simulación y experimentación del sistema con módulos termoeléctricos de alto rendimiento para aplicaciones domésticas.
- Exploración del uso de módulos termoeléctricos como micro generadores modulares en procesos industriales.
- Exploración del efecto Peltier para procesos de humidificación deshumidificación para extracción de agua en localidades aisladas además de aplicaciones de refrigeración conservación de alimentos.
- Exploración de los beneficios de crear un prototipo experimental modular y sus posibles usos en el área de la enseñanza.
- Incorporar seguimiento solar automático para mantener el ángulo de incidencia óptimo y maximizar la captación energética para el prototipo CCP-TEG.
- Analizar el comportamiento anual del sistema con perfiles de irradiancia y demanda variable, evaluando la estabilidad energética a lo largo del tiempo.
- Evaluar integración en microrredes rurales, considerando el sistema CCP-TEG como fuente híbrida con beneficios en zonas aisladas.
- Desarrollar control inteligente adaptativo, para la gestión automática del flujo de fluido y la operación de los módulos según condiciones ambientales y demanda energética.

## Referencias

- [1] M. R. Becerra, H. Mance, X. B. Rey, y C. G. Arbeláez, «Cambio climático: lo que está en juego». 2015.
- [2] F. Reyes-Caballero, F. H. Fernández-Morales, y J. E. Duarte, «Panorama energético», *Rev. Investig. Desarro. E Innov.*, vol. 7, n.º 1, 2016, doi: 10.19053/20278306.v7.n1.2016.5605.
- [3] «Energía solar térmica en procesos industriales», Interempresas. Accedido: 7 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.interempresas.net/Autoconsumo/Articulos/358591-Energia-solar-termica-en-procesos-industriales.html>
- [4] A. Solís, «México tiene un millón de habitantes sin acceso a electricidad», Bloomberg Línea. Accedido: 3 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.bloomberglinea.com/2022/05/18/mexico-tiene-un-millon-de-habitantes-sin-acceso-a-electricidad/>
- [5] J. A. V. Pereña y H. O. O. Navarro, «Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026», 2012.
- [6] M. J. Brooks, I. Mills, y T. M. Harms, «Performance of a parabolic trough solar collector», *J. Energy South. Afr.*, vol. 17, n.º 3, pp. 71-80, 2006, doi: 10.17159/2413-3051/2006/v17i3a3291.
- [7] S. A. Kalogirou, «Solar thermal collectors and applications», *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 30, n.º 3. pp. 231-295, 2004. doi: 10.1016/j.pecs.2004.02.001.
- [8] A. L. León, «Diseño y evaluación de vivienda energéticamente sustentable». Instituto de ingeniería, 2008.
- [9] F. L. Chávez, «Sistema de generación de vapor tipo expansión súbita activado con energía solar y acoplado directamente a una unidad de enfriamiento por absorción avanzada». 2013.
- [10] J. Tervo y A. J. Manninen, *State-of-the-art of Thermoelectric Materials-Processing, Properties and Applications HXPERT View project Nickel-Base Alloy Welding Forum View project*. 2009. [En línea]. Disponible en: <http://www.vtt.fi/publications/index.jsp>
- [11] S. Patidar, «Applications of Thermoelectric Energy: A Review», *Int. J. Res. Appl. Sci. Eng. Technol.*, vol. 6, n.º 5, pp. 1992-1996, may 2018, doi: 10.22214/ijraset.2018.5325.
- [12] R. Aridi, J. Faraj, S. Ali, T. Lemenand, y M. Khaled, «Thermoelectric Power Generators: State-of-the-Art, Heat Recovery Method, and Challenges», *Electricity*, vol. 2, n.º 3, pp. 359-386, sep. 2021, doi: 10.3390/electricity2030022.
- [13] G. Neeli, D. K. Behara, y M. K. Kumar, «State of the Art Review on Thermoelectric Materials», *Int. J. Sci. Res.*, vol. 5, pp. 2319-7064, 2013, doi: 10.21275/ART20162476.
- [14] B. A. James, A. S. T. Eldho, y K. John, «Design of a portable device to store and disinfect masks of SARS-CoV-2 virus using Peltier modules», *Mater. Today Proc.*, vol. 58, pp. 324-329, ene. 2022, doi: 10.1016/j.matpr.2022.02.212.
- [15] G. M. Swamy, S. Yalagi, S. in M. T. Engineering, y A. Professor, «A Thermoelectric Generator Systems Forwaste Heat Recovery- A Review». 2015. [En línea]. Disponible en: [www.ijert.org](http://www.ijert.org)
- [16] P. H. Bigg, F. H. Burch, F. H. Bnt, B. H. J. Goldsmd, R. W. Douglas, y F. InstP, «The use of semiconductors in thermoelectric refrigeration», *J. Electyodep. Tech*, vol. 2, n.º 2. Soc, p. 1678, 1951.
- [17] C. R. Ramírez, G. M. Lizarazo, y E. V. Duarte, «CAMPO DE LA REFRIGERACIÓN Y SUS PRINCIPALES APLICACIONES 1 THERMOELECTRICITY: USE OF PELTIER CELLS IN THE REFRIGERATION FIELD AND ITS MAIN USES TERMOELECTRICIDADE: USO DAS CELAS PELTIER NO CAMPO DA REFERIGERAÇÃO E SEUS PRINCIPAIS APLICATIVOS». 2017.
- [18] I. Uwarowa y M. Jaworski, «Potential use of thermoelectric generators for small satellites missions Investigation of the melting and solidification process of PCM immersed in the open-cell metal foam View project». 2016. [En línea]. Disponible en: <https://www.researchgate.net/publication/316357338>
- [19] D. Beretta *et al.*, «Thermoelectrics: From history, a window to the future», *Materials Science and Engineering R: Reports*, vol. 138. Elsevier Ltd, octubre de 2019. doi: 10.1016/j.mser.2018.09.001.
- [20] J. T. Jarman, E. E. Khalil, y E. Khalaf, «Energy Analyses of Thermoelectric Renewable Energy Sources», *Open J. Energy Effic.*, vol. 02, n.º 04, pp. 143-153, 2013, doi: 10.4236/ojee.2013.24019.
- [21] G. N. Skouras, «DESIGN AND ANALYSIS OF A PARABOLIC TROUGH SOLAR CONCENTRATOR». 2018.
- [22] M. Günther, M. Joemann, S. Csambor, R. A. Guizani, D. Krüger, y T. Hirsch, «Advanced CSP Teaching Materials Parabolic Trough Technology». 2011.
- [23] L. Guillermo y V. Escobar, «Colector de Canal Parabólico para la Generación Directa de Vapor para Calor de Proceso». 2007.
- [24] P. M. R. Madrid y J. M. Antón, «Estudio y revisión crítica de diseño de la planta solar termoeléctrica NOVA 1». 2016.

- [25] T. M. Pavlović, I. S. Radonjić, D. D. Milosavljević, y L. S. Pantić, «A review of concentrating solar power plants in the world and their potential use in Serbia», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, n.º 6, pp. 3891-3902, ago. 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.03.042.
- [26] P. Nema, R. K. Nema, y S. Rangnekar, «A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, n.º 8. pp. 2096-2103, octubre de 2009. doi: 10.1016/j.rser.2008.10.006.
- [27] S. Shanmugam, M. Eswaramoorthy, y A. R. Veerappan, «Mathematical modeling of thermoelectric generator driven by solar parabolic dish collector», *Appl. Sol. Energy Engl. Transl. Geliotekhnika*, vol. 47, n.º 1, pp. 31-35, mar. 2011, doi: 10.3103/S0003701X11010154.
- [28] F. Calise y L. Vanoli, «Parabolic trough photovoltaic/thermal collectors: Design and simulation model», *Energies*, vol. 5, n.º 10, pp. 4186-4208, 2012, doi: 10.3390/en5104186.
- [29] L. Miao, M. Zhang, S. Tanemura, T. Tanaka, Y. P. Kang, y G. Xu, «Feasibility study on the use of a solar thermoelectric cogenerator comprising a thermoelectric module and evacuated tubular collector with parabolic trough concentrator», *J. Electron. Mater.*, vol. 41, n.º 6, pp. 1759-1765, jun. 2012, doi: 10.1007/s11664-012-2076-8.
- [30] S. Thongsan, B. Prasit, T. Suriwong, Y. Mensin, y W. Wansungnern, «Development of solar collector combined with thermoelectric module for solar drying technology», en *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2017, pp. 1196-1201. doi: 10.1016/j.egypro.2017.10.388.
- [31] P. Pounraj *et al.*, «Experimental investigation on Peltier based hybrid PV/T active solar still for enhancing the overall performance», *Energy Convers. Manag.*, vol. 168, pp. 371-381, jul. 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.05.011.
- [32] P. J. C. C. Raygoza, «Desalinización de agua en zonas áridas costeras. con tecnología que utiliza energía solar en forma pasiva». 2021.
- [33] R. Felsberger, A. Buchroithner, B. Gerl, y H. Wegleiter, «Conversion and testing of a solar thermal parabolic trough collector for CPV-T application», *Energies*, vol. 13, n.º 22, nov. 2020, doi: 10.3390/en13226142.
- [34] P. Agarwal *et al.*, «EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF SOLAR STILL OPERATED WITH PARAFFIN WAX, PELTIER MODULE AND PARABOLIC TROUGH COLLECTOR FOR DESALINATION OF BRACKISH WATER», *JETIR2106011 Journal of Emerging Technologies and Innovative Research*, vol. 8. JETIR, 2021. [En línea]. Disponible en: [www.jetir.org](http://www.jetir.org)86
- [35] J. Ider *et al.*, «Concentrated Solar Power with Thermoelectric Generator—An Approach Using the Cross-Entropy Optimization Method», *Energies*, vol. 15, n.º 13, p. 4774, jun. 2022, doi: 10.3390/en15134774.
- [36] J. i M. Juaristi y Vitoria-Gasteiz, «Estimación de la Radiación Solar a partir de modelos digitales de elevaciones. Propuesta metodológica". 1996.
- [37] «Radiation and Climate». 2002.
- [38] J. Pelkowski, «El Albedo terrestre», *Cienc. Tierra*, vol. XXXI, 2007.
- [39] A. H. R. Puente y D. I. R. Almeida, «Sistema de control para unidad de enfriamiento activado con energía solar-biomasa». 2010.
- [40] «Global Solar Atlas». Accedido: 7 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://globalsolaratlas.info/global-pv-potential-study>
- [41] S. A. Kalogirou, «Environmental Characteristics», en *Solar Energy Engineering*, Elsevier, 2009, pp. 49-762. doi: 10.1016/b978-0-12-374501-9.00002-9.
- [42] R. L. Zavala, «Estudio de sistemas avanzados de desalinización por absorción activados con energía solar térmica». 2019.
- [43] Y. Krishna, M. Faizal, R. Saidur, K. C. Ng, y N. Aslfattahi, «State-of-the-art heat transfer fluids for parabolic trough collector», *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 152. Elsevier Ltd, mayo de 2020. doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2020.119541.
- [44] J. H. Velázquez, «Diseño y construcción de un seguidor solar para aplicaciones en solarimetría Design and construction of a solar tracker for solarimetry applications», vol. 5. 2018.
- [45] J. L. Ordóñez, «Espectro electromagnético y espectro radioeléctrico».
- [46] keliandpartners, «Understanding Electromagnetic Radiation and Spectrum», Keli and Partners. Accedido: 20 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://keliandpartners.co.za/electromagnetic-radiation-and-spectrum/>
- [47] N. Aeronautics y S. Administration, «The Electromagnetic Spectrum». 2013. [En línea]. Disponible en: [https://imagine.gsfc.nasa.gov/science/toolbox/emspectrum1.html#:~:text=The%20electromagnetic%20\(EM\)%20spectrum%20is,two%20types%20of%20electromagnetic%20radiation.](https://imagine.gsfc.nasa.gov/science/toolbox/emspectrum1.html#:~:text=The%20electromagnetic%20(EM)%20spectrum%20is,two%20types%20of%20electromagnetic%20radiation.)
- [48] M. L. Hawkins, «A generalization of Snell's Law». 1990.

- [49] X. Li, Z. Zhu, y K. Behnia, «A Monomaterial Nernst Thermopile with Hermaphroditic Legs», *Adv. Mater.*, vol. 33, n.º 20, may 2021, doi: 10.1002/adma.202100751.
- [50] V. Leonov, «Simulation of maximum power in the wearable thermoelectric generator with a small thermopile», en *Microsystem Technologies*, abr. 2011, pp. 495-504. doi: 10.1007/s00542-011-1262-6.
- [51] D. Zhao y G. Tan, «A review of thermoelectric cooling: Materials, modeling and applications», *Applied Thermal Engineering*, vol. 66, n.º 1-2. pp. 15-24, mayo de 2014. doi: 10.1016/j.applthermaleng.2014.01.074.
- [52] E. R. Delgadillo, «Diseno e implementacion del sistema de climatizacion para un automovil Honda Civic por efecto Peltier». 2017.
- [53] H. Adachi, K. I. Uchida, E. Saitoh, y S. Maekawa, «Theory of the spin Seebeck effect», *Rep. Prog. Phys.*, vol. 76, n.º 3, mar. 2013, doi: 10.1088/0034-4885/76/3/036501.
- [54] Y. Amagai, T. Shimazaki, K. Okawa, H. Fujiki, T. Kawae, y N. H. Kaneko, «Precise measurement of absolute Seebeck coefficient from Thomson effect using ac-dc technique», *AIP Adv.*, vol. 9, n.º 6, jun. 2019, doi: 10.1063/1.5095485.
- [55] A. Gemma *et al.*, «Full thermoelectric characterization of a single molecule», *Nat. Commun.*, vol. 14, n.º 1, dic. 2023, doi: 10.1038/s41467-023-39368-7.
- [56] F. C. Widdis, «THE THEORY OF PELTIER-AND THOMSON-EFFECT ERRORS IN THERMAL A.C.-D.C. TRANSFER DEVICES».
- [57] V. A. Drebuschak, «Introduction THE PELTIER EFFECT», *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, vol. 91. pp. 311-315, 2008.
- [58] Y. G. Gurevich y J. E. Velazquez-Perez, «PELTIER EFFECT IN SEMICONDUCTORS». 2014.
- [59] M. Zebajadi, K. Esfarjani, y A. Shakouri, «Nonlinear Peltier effect in semiconductors», *Appl. Phys. Lett.*, vol. 91, n.º 12, 2007, doi: 10.1063/1.2785154.
- [60] M. Galffy, C. Hohn, y A. Freimuth, «Annalen der Physik Peltier-effect in the mixed state of (Bi, Pb),Sr,Ca,Cu,OB», *Ann. Physik*, vol. 3. pp. 215-224, 1994.
- [61] M. Freunek, M. Müller, T. Ugan, W. Walker, y L. M. Reindl, «New physical model for thermoelectric generators», en *Journal of Electronic Materials*, jul. 2009, pp. 1214-1220. doi: 10.1007/s11664-009-0665-y.
- [62] L. C. Ding, A. Akbarzadeh, y L. Tan, «A review of power generation with thermoelectric system and its alternative with solar ponds», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81. Elsevier Ltd, pp. 799-812, 2018. doi: 10.1016/j.rser.2017.08.010.
- [63] J. A. Trotter, I. S. Williams, C. R. Barnes, C. Lécuyer, y R. S. Nicoll, «Enhancement of Thermoelectric Efficiency in PbTe by Distortion of the Electronic Density of States», *Science*, vol. 321, n.º 5888, pp. 550-554, jul. 2008, doi: 10.1126/science.1155814.
- [64] H. Jouhara *et al.*, «Thermoelectric generator (TEG) technologies and applications», *International Journal of Thermofluids*, vol. 9. Elsevier B.V., febrero de 2021. doi: 10.1016/j.ijft.2021.100063.
- [65] A. V. Giraldo, «Las Skutteruditas como materiales termoelectricos», 2017.
- [66] Z. Wu, S. Zhang, Z. Liu, E. Mu, y Z. Hu, «Thermoelectric converter: Strategies from materials to device application», *Nano Energy*, vol. 91. Elsevier Ltd, enero de 2022. doi: 10.1016/j.nanoen.2021.106692.
- [67] D. Kraemer *et al.*, «High-performance flat-panel solar thermoelectric generators with high thermal concentration», *Nat. Mater.*, vol. 10, n.º 7, pp. 532-538, 2011, doi: 10.1038/nmat3013.
- [68] S. A. Omer y D. G. Infield, «Design optimization of thermoelectric devices for solar power generation», *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 53. pp. 67-82, 1998.
- [69] J. M. Clemens, «The Seebeck coefficient», *Electronics Cooling*. julio de 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.electronics-cooling.com/2006/11/the-seebeck-coefficient/>
- [70] G. M. Moreno, «Estrategias de control con Arduino», G4r1. Accedido: 8 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://garikoitz.info/blog/2017/12/estrategias-de-control-con-arduino/>
- [71] «Teoría del control - Wikiwand». Accedido: 8 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.wikiwand.com/es/articles/Teor%C3%ADa%20del%20control>
- [72] D. Pacheco Bautista, E. Cortés Rito, y F. Aguilar Acevedo, «Diseño de un controlador de carga de tres etapas para sistemas fotovoltaicos usando lógica difusa», *Ingeniare Rev. Chil. Ing.*, vol. 27, n.º 4, pp. 540-550, dic. 2019, doi: 10.4067/S0718-33052019000400540.
- [73] A. V. Arasu y T. Sornakumar, «DESIGN, DEVELOPMENT AND PERFORMANCE STUDIES OF EMBEDDED ELECTRONIC CONTROLLED ONE AXIS SOLAR TRACKING SYSTEM», *Asian Journal of Control*, vol. 9, n.º 2. p. 163, 2007.
- [74] E. Kanimba y Z. Tian, *Modeling of a Thermoelectric Generator Device*.
- [75] S. Bhakta y B. Kundu, «A Review of Thermoelectric Generators in Automobile Waste Heat Recovery Systems for Improving Energy Utilization», *Energies*, vol. 17, n.º 5, p. 1016, feb. 2024, doi: 10.3390/en17051016.

- 
- [76] A. Attar, H. S. Lee, y G. J. Snyder, «Optimum load resistance for a thermoelectric generator system», *Energy Convers. Manag.*, vol. 226, dic. 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113490.
- [77] T. Ouyang, M. Zhang, P. Qin, y J. Tang, «Evaluation and optimization of power cycle-thermoelectricity hybrid system driven by waste heat», *Sustain. Energy Technol. Assess.*, vol. 53, oct. 2022, doi: 10.1016/j.seta.2022.102446.
- [78] C. E. Kinsella, S. M. O'Shaughnessy, M. J. Deasy, M. Duffy, y A. J. Robinson, «Battery charging considerations in small scale electricity generation from a thermoelectric module», *Appl. Energy*, vol. 114, pp. 80-90, 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.09.025.

## Anexos

"Los grandes proyectos se construyen con detalles que rara vez se ven, pero nunca se olvidan."

— Anónimo técnico

*Anexo 1. Banco de pruebas TEM*

*Anexo 2. Código del banco de pruebas TEM*

*Anexo 3. Código de simulación del sistema CCP-TEG*

*Anexo 4. Fotografías y diagramas*

### Anexo 1. Banco de pruebas TEM

"Toda ciencia comienza con la observación, pero no termina en ella."

— Marie Curie

*Diseño y construcción*

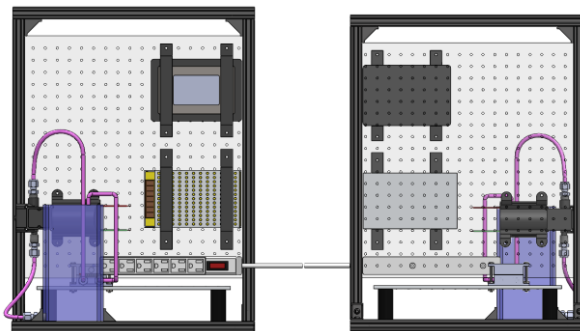
*Caracterización del equipo*

*Montaje e instalación*

*Caracterización del equipo*

#### Diseño y construcción

El banco de pruebas propuesto para la validación del modelo térmico como se muestra en la **Figura 106** Figura 83 se compone de varios subsistemas clave. El sistema de adquisición de datos permite monitorear y registrar variables como temperatura y potencia, enviando los datos a una unidad de almacenamiento para su posterior análisis. El sistema hidráulico gestiona el flujo del fluido térmico a través de una bomba y circuito de mangueras, asegurando una transferencia de calor uniforme al módulo termoelectrico. El calentador basado en potencia eléctrica proporciona una fuente de calor controlada que simula las condiciones térmicas esperadas por acto de la radiación, permitiendo pruebas en distintos escenarios. La fuente de alimentación suministra energía eléctrica a los componentes del banco, manteniendo la estabilidad de las mediciones. Por último, se tiene un juego de resistencias para ajusta el circuito, permitiendo evaluar el comportamiento del voltaje y encontrar su punto de máxima potencia (MPPT).



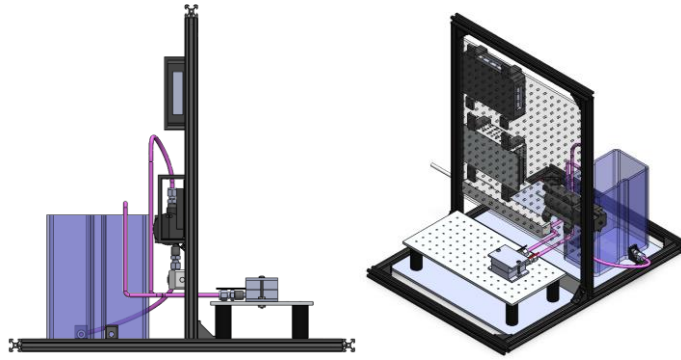


Figura 106. Propuesta del banco de pruebas para módulos termoeléctricos.

## Caracterización de equipo

Se utilizó el dispositivo de calibración de instrumentos de medición de temperatura AMETEK (Figura 107) para calibrar los sensores involucrados en el banco de pruebas. Se calibraron dos sensores MAX6675, uno para medir la temperatura alta (TH) y otro para la temperatura baja (TC), así como un sensor DS18B20, encargado de medir la temperatura del sumidero. La calibración se realizó en un rango de 20 a 140 grados Celsius, permitiendo obtener la caracterización y la curva de comportamiento de cada sensor en dicho rango mostrado en la Figura 108.



Figura 107. Calibración de sensores de temperatura en dispositivo AMETEK.

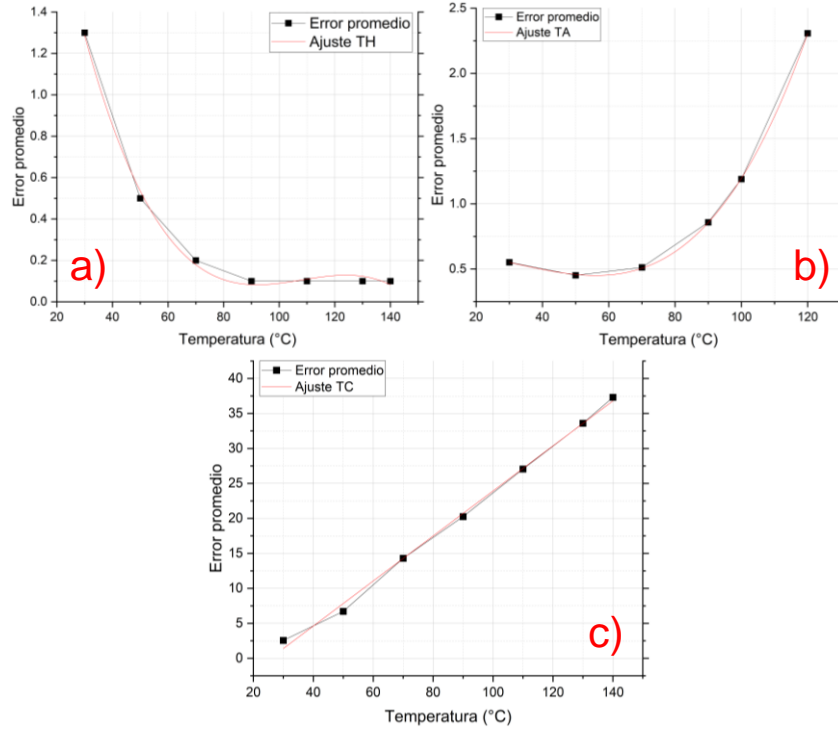


Figura 108.(a) Calibración del sensor de temperatura MAX6675 para mediciones TH, (b) Calibración del sensor de temperatura DS18B20 para mediciones TA, (c) Calibración del sensor de temperatura MAX6675 para mediciones TC.

Se obtuvieron las ecuaciones de corrección para cada sensor de temperatura utilizados en el estudio, las cuales permiten ajustar las lecturas obtenidas y mejorar la precisión de las mediciones. Las ecuaciones son las siguientes:

Para la temperatura del bloque (termopar 1, TH):

$$T_H = T + (-0.000003 \cdot T_1^3) + (0.0009 \cdot T_1^2) - (0.0974 \cdot T_1) + 3.4561 \quad \dots (92)$$

Para la temperatura ambiente (DS18B20):

$$T_A = T_{AMB} + (-0.000003 \cdot T_{AMB}^3) - (0.0003 \cdot T_{AMB}^2) + (0.0055 \cdot T_{AMB}) + 0.5938 \quad \dots (93)$$

Para la temperatura del sensor nuevo (termopar 2):

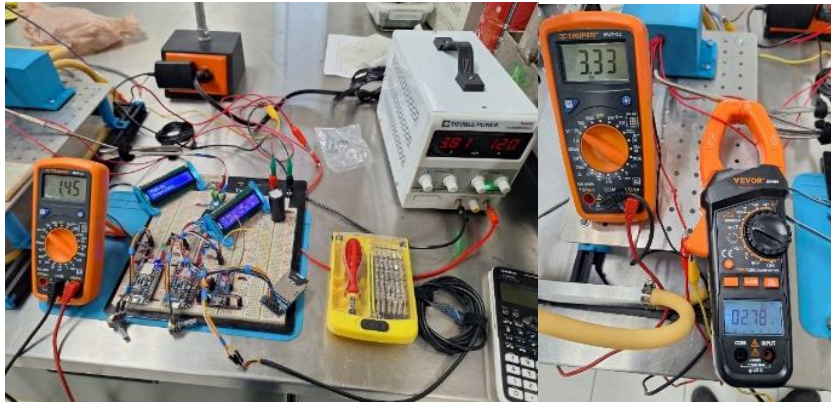
$$T_C = T_2 + (0.3218 \cdot T_2) - 8.2516 \quad \dots (94)$$

Estas ecuaciones permiten obtener valores de temperatura más precisos el microcontrolador de bajo, lo que es fundamental para el análisis y la validación del modelo térmico en el banco de pruebas.

## Montaje e instalación

Pruebas de arranque estabilización y paro

Además, se realizó una experimentación preliminar mostrada en la **Figura 109** de la celda utilizando el banco de pruebas ya ensamblado. Para ello, se alimentó la resistencia eléctrica, proporcionando la fuente de calor, y se activó la bomba de agua, haciendo circular el fluido refrigerante compuesto por 4 litros de agua a través del sumidero. Durante esta prueba, se observó que el comportamiento del sistema se volvía inestable con el tiempo. En un primer periodo, de 0 a 500 segundos, el sistema mostró un estado de transición, mientras que entre los 500 y 1500 segundos se alcanzó un comportamiento casi estable. Sin embargo, pasados los 2000 segundos y hasta los 3600 segundos, las mediciones volvieron a mostrar inestabilidad, lo que indicó que el sistema no mantenía un equilibrio térmico constante durante un tiempo prolongado.



*Figura 109. Experimentación preliminar de la celda TEC-127-06.*

## Caracterización del sistema

Se realizaron experimentos utilizando la resistencia eléctrica a potencias de 15, 30, 45 y 60 W, lo que permitió generar el calentamiento necesario en el sistema. Durante estos ensayos, se llevaron a cabo mediciones del voltaje a circuito abierto, obteniendo los siguientes valores: 1.26 V para 15 W, 2.66 V para 30 W, 3.73 V para 45 W y 5.08 V para 60 W como se muestra en la **Figura 110**. A partir de estos datos, se determinó la resistencia de carga al variar los valores de resistencia entre 1.25 y 30 ohmios. Este procedimiento permitió obtener mediciones del voltaje, la eficiencia y la potencia, dependiendo del valor de resistencia y de la potencia de entrada [75]. Los resultados de estos experimentos se presentan en las siguientes tablas (**Tabla 17**, **Tabla 18**, **Tabla 19**, **Tabla 20**), que muestran claramente la relación entre la resistencia de carga, el voltaje y la potencia generada, contribuyendo así a la validación del modelo térmico del sistema [76].

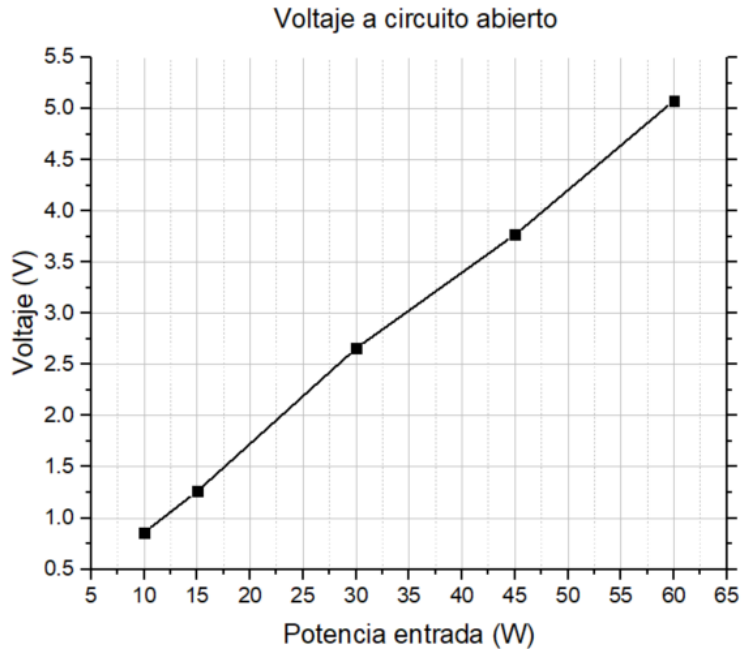


Figura 110. Voltaje a circuito abierto de celda Peltier analizada a diferentes potencias de entrada.

Tabla 17. Concentrado de experimentos a diferente resistencia de carga con potencia de entrada de 15W.

<i>Rload</i>	<i>Vout</i>	<i>Eficiencia</i>	<i>Potencia</i>
1.25	0.24	0.30725326	0.04608
1.6	0.28	0.3267233	0.049
2	0.33	0.36306293	0.05445
2.5	0.37	0.36512996	0.05476
3.33	0.45	0.40547569	0.06081081
5	0.57	0.4332751	0.06498
6.66	0.67	0.44942725	0.0674024
10	0.79	0.4161388	0.06241
20	0.96	0.30725326	0.04608
30	1.09	0.26406799	0.03960333

Tabla 18. Concentrado de experimentos a diferente resistencia de carga con potencia de entrada de 30W.

<i>Rload</i>	<i>Vout</i>	<i>Eficiencia</i>	<i>Potencia</i>
1.25	0.21	0.11620553	0.03528
1.42	0.61	0.86311678	0.26204225
2	0.71	0.83020422	0.25205
2.5	0.83	0.90764163	0.27556
3.33	1.01	1.00901297	0.30633634
5	1.27	1.06251647	0.32258
6.66	1.45	1.03982441	0.31569069
10	1.73	0.98580369	0.29929
20	1.94	0.61982872	0.18818
30	2.15	0.50752086	0.15408333

Tabla 19. Concentrado de experimentos a diferente resistencia de carga con potencia de entrada de 45W.

<i>Rload</i>	<i>Vout</i>	<i>Eficiencia</i>	<i>Potencia</i>
1.25	0.65	0.74748333	0.338
1.42	0.75	0.87603002	0.39612676
2	1	1.10574456	0.5
2.5	1.1	1.07036074	0.484
3.33	1.35	1.21034202	0.5472973
5	1.7	1.27824072	0.578
6.66	1.98	1.30179009	0.58864865
10	2.36	1.23171098	0.55696
20	2.8	0.86690374	0.392
30	3.08	0.69930235	0.31621333

Tabla 20. Concentrado de experimentos a diferente resistencia de carga con potencia de entrada de 60W.

<i>Rload</i>	<i>Vout</i>	<i>Eficiencia</i>	<i>Potencia</i>
1.25	0.88	0.98134009	0.61952
1.6	1.05	1.0914977	0.6890625
2	1.2	1.14050372	0.72
2.5	1.4	1.24188183	0.784
3.33	1.72	1.40726819	0.88840841
5	2.21	1.54731506	0.97682
6.66	2.6	1.60781723	1.01501502
10	3.04	1.46389989	0.92416
20	3.77	1.12568509	0.710645
30	4.17	0.91815302	0.57963

Con base en los valores obtenidos durante los experimentos, se pudo determinar la relación que existe entre la resistencia de carga y la potencia de salida del sistema [77]. Al analizar los datos recopilados, se identificó un comportamiento característico que permite establecer la resistencia en el punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés) como se muestra en la **Figura 111**.

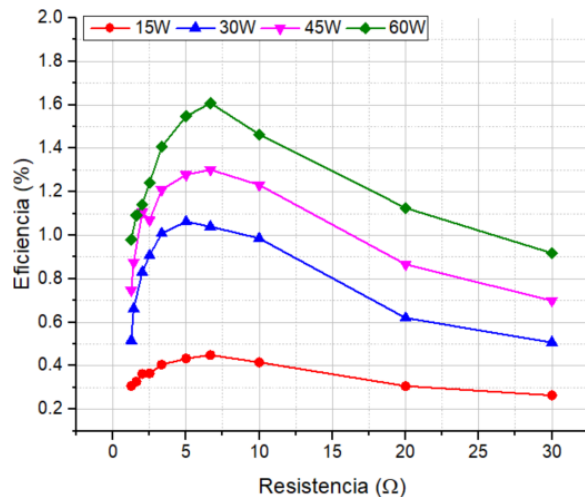


Figura 111. Comportamiento de la eficiencia en función de la resistencia de carga.

Con base en las gráficas de la **Figura 112** obtenidas durante los experimentos, se pudo analizar el comportamiento de las temperaturas TH (alta), TC (baja) y TA (ambiente) a diferentes potencias de entrada. Este análisis reveló patrones y tendencias que permiten entender cómo varían las temperaturas en función de la potencia suministrada al sistema. A partir de esta información, se realizó un ajuste en el modelo matemático para que se alinee de manera más precisa con los valores reales observados [78].

Sin embargo, es importante señalar que, a pesar de estos ajustes, aún es necesario llevar a cabo un análisis más profundo y cuantificar las pérdidas térmicas en el sistema. Esta evaluación permitirá identificar áreas de mejora y optimización en el rendimiento del simulador termoelectrico.

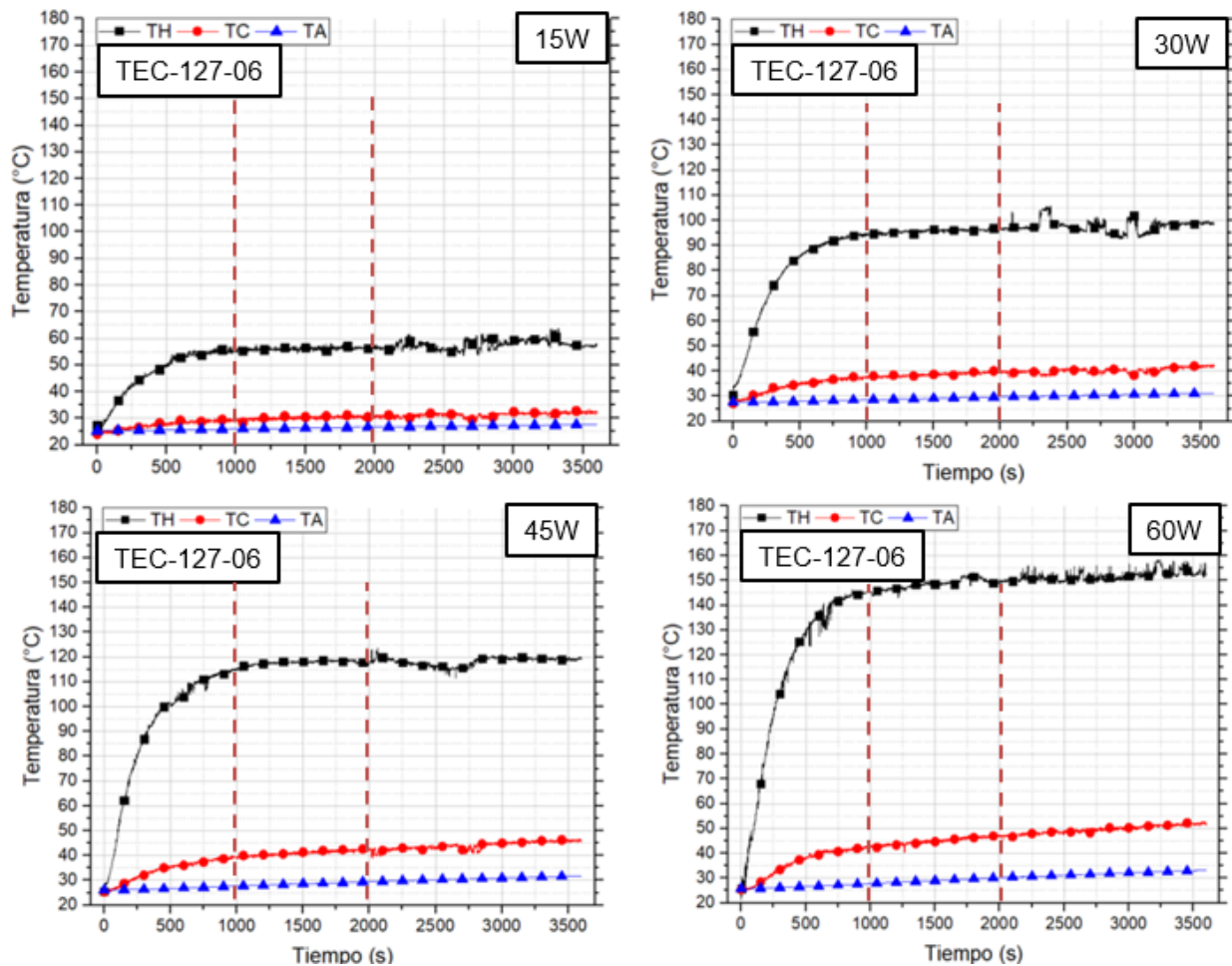


Figura 112. Valores de temperatura experimentales a diferentes potencias de entrada.

## Anexo 2. Código de banco de pruebas para módulos TEM

### CODIGO DE CONTROL DEL CALENTADOR ESP32

```
//#include <OneWire.h>
//#include <DallasTemperature.h>
#include <LiquidCrystal_I2C.h>
const int LEDpin = 02; // Pin donde se conectará el PWM (GPIO 5)
const int SSRpin = 0; // Pin para el SSR (ajustado a un pin compatible con PWM)
// const int oneWireBus = 2; // GPIO donde está conectado el DS18B20
const int potPin = A0; // Pin del potenciómetro
const int upDUTY = 13; // Pin para el botón de incremento de DUTY
const int downDUTY = 15; // Pin para el botón de decremento de DUTY
int upState = 0;
int downState = 0;
int frequency = 1; // Frecuencia de encendido/apagado en Hz (1 Hz = 1 ciclo por segundo)
int dutyCycle = 0; // Ciclo de trabajo en porcentaje (50% para encendido/apagado simétrico)
int ledstate = 0;
unsigned long previousTime = 0; // Variable para almacenar el tiempo anterior
const int interval = 5000; // Intervalo de tiempo en milisegundos
//OneWire oneWire(oneWireBus);
//DallasTemperature sensors(&oneWire);
LiquidCrystal_I2C lcd(0x27, 16, 2);
void setup() {
    pinMode(SSRpin, OUTPUT); // Define el pin del SSR como salida
    pinMode(upDUTY, INPUT); // Define el pin del botón de incremento como entrada
    pinMode(downDUTY, INPUT); // Define el pin del botón de decremento como entrada
    pinMode(LEDpin, OUTPUT); // Define el pin del SSR como salida
    Serial.begin(9600); // Inicializa la comunicación serial
    lcd.init();
    lcd.backlight();
    lcd.print("INICIANDO...");
    delay(1000);
    lcd.clear();
}
void loop() {
    //sensors.requestTemperatures(); // Solicita la temperatura de los sensores
    //float temperatureC = sensors.getTempCByIndex(0); // Obtiene la temperatura en grados
    Celsius
    float potValue = analogRead(potPin); // Leer el valor del potenciómetro
    frequency = map(potValue, 0, 1023, 0, 60); // Mapear el valor del potenciómetro a un rango
    de frecuencias (por ejemplo, 1 Hz a 60 Hz)

    // Calcular el período en milisegundos para 1 Hz (1000 ms = 1 segundo)
    int period = 1000 / frequency;
    upState = digitalRead(upDUTY);
    downState = digitalRead(downDUTY);
    if (upState == HIGH && downState == LOW && dutyCycle < 100) {
        dutyCycle++;
    } else if (downState == HIGH && upState == LOW && dutyCycle > 0) {
        dutyCycle--;
    }
    // Calcular el tiempo de encendido y apagado según el ciclo de trabajo
    int onTime = period * dutyCycle / 100;
    int offTime = period - onTime;
    if(dutyCycle == 100){
        digitalWrite(LEDpin, HIGH);
        digitalWrite(SSRpin, HIGH);
        ledstate = digitalRead(LEDpin); // Leer el estado justo después de cambiarlo a HIGH
        Serial.println(ledstate);
    }else{
```

```

// Encender el pin durante el tiempo de encendido
digitalWrite(LEDpin, HIGH);
digitalWrite(SSRpin, HIGH);
ledstate = digitalRead(LEDpin); // Leer el estado justo después de cambiarlo a HIGH
Serial.println(ledstate);
delay(onTime);
// Apagar el pin durante el tiempo de apagado
digitalWrite(LEDpin, LOW);
digitalWrite(SSRpin, LOW);
ledstate = digitalRead(LEDpin); // Leer el estado justo después de cambiarlo a LOW
Serial.println(ledstate);
delay(offTime);
}
// Muestra información del PWM en el LCD
lcd.setCursor(0, 0);
lcd.print("PWM:");
lcd.print(dutyCycle);
lcd.print("%");
// Muestra información de Temp en LCD
/*lcd.setCursor(8, 0);
lcd.print("TH:");
lcd.print(temperatureC);
lcd.write(byte(223)); // Escribe el símbolo de grado
lcd.print("C");*/
lcd.setCursor(0, 1);
lcd.print("Freq:");
lcd.print(frequency);
lcd.print("Hz");
unsigned long time = millis();
// Verifica si ha pasado el intervalo y si el módulo es cero
if ((time - previousTime) >= interval) {
    previousTime += interval; // Actualiza el tiempo anterior
    lcd.clear(); // Resetea el LCD
}
}
}

```

## **CODIGO DE CONTROL DE LOS SENSORES DE TEMPERATURA Y SD ARDUINO NANO**

```

#include <SPI.h>
#include <SD.h>
#include <OneWire.h>
#include <DallasTemperature.h>
#include "MAX6675.h"
#include <LiquidCrystal_I2C.h>
// Configuración del LCD
int lcdColumns = 16;
int lcdRows = 2;
LiquidCrystal_I2C lcd(0x27, lcdColumns, lcdRows);
// Pines del sensor DS18B20
const int chipSelect = 4;
#define ONE_WIRE_BUS 3
OneWire oneWire(ONE_WIRE_BUS);
DallasTemperature sensors(&oneWire);
// Pines del primer sensor MAX6675
const int dataPin1 = 7; //SO
const int clockPin1 = 6; //SCK
const int selectPin1 = 5; //CS
MAX6675 thermoCouple1(selectPin1, dataPin1, clockPin1);
const int dataPin2 = 10; //SO
const int clockPin2 = 8; //SCK
const int selectPin2 = 9; //CS

```

```

MAX6675 thermoCouple2(selectPin2, dataPin2, clockPin2);
const unsigned long interval = 1000; // Intervalo de 1 segundo
unsigned long previousMillis = 0;
unsigned long secondsElapsed = 0; // Variable para contar los segundos transcurridos
float temperatureH = 0;
float temperatureA = 0;
float temperatureC = 0;
bool displayAlt = false; // Alterna entre las dos pantallas
void setup() {
  Serial.begin(9600);
  sensors.begin();
  // Inicializa los sensores MAX6675
  thermoCouple1.begin();
  thermoCouple1.setSPISpeed(4000000);
  thermoCouple2.begin();
  thermoCouple2.setSPISpeed(4000000);
  // Inicializa la pantalla LCD
  lcd.init();
  lcd.backlight();
  lcd.begin(16, 2);
  lcd.print("Iniciando...");
  // Inicializa la tarjeta SD
  Serial.println("Initializing SD card...");
  if (!SD.begin(chipSelect)) {
    Serial.println("Card failed, or not present");
    lcd.setCursor(0, 1);
    lcd.print("SD: Error");
    return;
  }
  Serial.println("Card initialized.");
  lcd.setCursor(0, 1);
  lcd.print("SD: OK");
}
void loop() {
  unsigned long currentMillis = millis();
  if (currentMillis - previousMillis >= interval) {
    previousMillis = currentMillis;
    secondsElapsed++; // Incrementa los segundos transcurridos
    // Leer la temperatura ambiente
    sensors.requestTemperatures();
    float tamb = sensors.getTempCByIndex(0);
    // Leer la temperatura del primer sensor MAX6675 (bloque)
    int status1 = thermoCouple1.read();
    float temperature1 = thermoCouple1.getTemperature();
    // Leer la temperatura del segundo sensor MAX6675 (nuevo sensor)
    int status2 = thermoCouple2.read();
    float temperature2 = thermoCouple2.getTemperature();
    if (status1 == 4 || status2 == 4) {
      Serial.println("Revisar termopar");
    } else if (status1 == 129 || status2 == 129) {
      Serial.println("Sin comunicacion con los sensores");
    }
    // Aplicar corrección para la temperatura del bloque (termopar 1)
    float temperatureH = temperature1 + (-0.000003 * pow(temperature1, 3))
      + (0.0009 * pow(temperature1, 2)) - (0.0974 * temperature1) + 3.4561;
    // Aplicar corrección para la temperatura ambiente
    float temperatureA = tamb + (-0.000003 * pow(tamb, 3)) - (0.0003 * pow(tamb, 2)) + (0.0055
* tamb) + 0.5938;

    // Aplicar corrección para la temperatura del sensor nuevo (termopar 2)
    float temperatureC = temperature2 + (0.3218 * temperature2) - 8.2516;

```

```

// Alternar entre las dos pantallas

displayAlt = !displayAlt;
if (displayAlt) {
  // Mostrar las primeras 4 variables: T_b, T_c, segundos, y estado de la SD
  lcd.clear();
  lcd.setCursor(0, 0);
  lcd.print("TH:");
  lcd.print(temperature1); // Temperatura del bloque
  lcd.setCursor(0, 1);
  lcd.print("TC:");
  lcd.print(temperature2); // Temperatura del segundo sensor
  lcd.setCursor(9, 0);
  lcd.print("S:");
  lcd.print(secondsElapsed); // Tiempo transcurrido
  lcd.setCursor(10, 1);
  lcd.print("SD OK"); // Estado de la SD
} else {
  // Mostrar solo la temperatura ambiente
  lcd.clear();
  lcd.setCursor(0, 0);
  lcd.print("TA:");
  lcd.print(tamb ); // Temperatura ambiente
  lcd.setCursor(9, 0);
  lcd.print("S:");
  lcd.print(secondsElapsed); // Tiempo transcurrido
}
// Guarda los datos en la tarjeta SD
File dataFile = SD.open("temData.csv", FILE_WRITE);
if (dataFile) {
  dataFile.print(secondsElapsed);
  dataFile.print(", ");
  dataFile.print(temperatureA);
  dataFile.print(", ");
  dataFile.print(temperatureH);
  dataFile.print(", ");
  dataFile.println(temperatureC); // Guardar la temperatura del segundo sensor
  dataFile.close();
  Serial.println("Data saved to SD card.");
} else {
  Serial.println("Error opening temData.csv");
}
}
}

```

## Anexo 3. Código de simulación del sistema CCP-TEG

### CODIGO DE ANALISIS DE TRANSFERENCIA DE CALOR

```
function[T_out_vector, Q_util_vector, P_out_vector, V_out_vector, Tinter1_vector,
Tinter2_vector, ntermica_vector, ncarnot_vector, npeltier_vector,
Q_conv_vector,Q_rad_vector,T_a_vector] = BalanceReceptor(T_sky, T_amb, Q_solar, v_air,
T_in,No_Coletores,Q_in)
% Definir constantes físicas y propiedades del material
L_abs = 0.04; H_abs = 0.04; W_abs = 0.0005; k_abs = 205; A_abs = L_abs * H_abs;
epsilon = 0.25; sigma = 5.67e-8;

L_pel = 0.04; H_pel = 0.04; W_pel = 0.004; k_pel = 2; A_pel = L_pel * H_pel;
L_per = 0.04; H_per = 0.04; W_per = 0.002; k_per = 235; A_per = L_per * H_per;

% Variables climáticas y propiedades del aire
rho_air = 1.2; mu_air = 1.8e-5; cp_air = 1005; k_air = 0.026;
Pr_air = (cp_air * mu_air) / k_air;

% Número de módulos y condiciones iniciales
num_modulos = 24* No_Coletores;
% T_in = 25 + 273.15; % Convertir a Kelvin
% T_amb = 25 + 273.15;
% T_sky = 5+273.15;
% v_air =2;
% Q_solar = 30;

mass_flow_rate = Q_in;
cp_water = 4187;

% Inicializar matrices de resultados
T_a_vector = zeros(1, num_modulos);
T_out_vector = zeros(1, num_modulos);
Q_util_vector = zeros(1, num_modulos);
Q_conv_vector = zeros(1, num_modulos);
Q_rad_vector = zeros(1, num_modulos);
P_out_vector = zeros(1, num_modulos);
V_out_vector = zeros(1, num_modulos);
Tinter1_vector = zeros(1, num_modulos);
Tinter2_vector = zeros(1, num_modulos);
ncarnot_vector = zeros(1, num_modulos);
npeltier_vector = zeros(1,num_modulos);
ntermica_vector = zeros(1,num_modulos);

% Precalculando coeficiente de convección
Re_air = (rho_air * v_air * L_per) / mu_air;
Nu_air = 0.193 * (Re_air^0.618) * (Pr_air^0.33);
h_conv = (Nu_air * k_air) / L_pel;

% Bucle de cálculo para cada módulo
for i = 1:num_modulos
    % Resolver temperatura T_a usando fsolve en lugar de Newton-Raphson manual
    options = optimoptions('fsolve', 'Display', 'off', 'TolFun', 1e-4);
    T_a = fsolve(@(T) balanceEnergetico(T, A_abs, epsilon, sigma, T_sky, h_conv, T_amb,
Q_solar, ...
                    k_abs, W_abs, k_pel, W_pel, k_per, W_per, T_in,
                    A_pel, ...
                    A_per, mass_flow_rate, cp_water), T_in + 10,
options);
    T_a_vector(i) = T_a;

    % Calcular energía, temperatura de salida y potencia eléctrica
```

```

    [~, Q_util, T_out, P_out, V_out, Tinter_1, Tinter_2, ntermica, ncarnot, npeltier, Q_conv,
    Q_rad] = balanceEnergetico(T_a, A_abs, epsilon, sigma, T_sky, h_conv, T_amb, ...
                                Q_solar, k_abs, W_abs, k_pel, W_pel, k_per,
    W_per, ...
                                T_in, A_pel, A_per, mass_flow_rate,
    cp_water);

    Q_util_vector(i) = Q_util;
    Q_conv_vector(i) = Q_conv;
    Q_rad_vector(i) = Q_rad;
    T_out_vector(i) = T_out;
    P_out_vector(i) = P_out;
    V_out_vector(i) = V_out;
    Tinter1_vector(i) = Tinter_1;
    Tinter2_vector(i) = Tinter_2;
    ncarnot_vector(i) = ncarnot;
    npeltier_vector(i) = npeltier;
    ntermica_vector(i) = ntermica;
    % Actualizar la temperatura de entrada para el siguiente módulo
    T_in = T_out;
end

% Guardar el primer valor de T_a
T_a_first = T_a_vector(1);
resultados = [(1:num_modulos)', T_a_vector', T_out_vector', Q_util_vector', P_out_vector'];
assignin('base', 'resultados_matriz', resultados);

%% FUNCIÓN BALANCE ENERGÉTICO
function [F, Q_util, T_out, P_out, V_out, Tinter_1, Tinter_2, ntermica, ncarnot, npeltier,
Q_conv, Q_rad ] = balanceEnergetico(T_a, A_abs, epsilon, sigma, T_sky, h_conv, T_amb, Q_solar,
...
                                k_abs, W_abs, k_pel, W_pel, k_per,
W_per, T_in, A_pel, A_per, ...
                                mass_flow_rate, cp_water)
    [Tinter_1, Tinter_2] = solveConduction(T_a, T_in, k_abs, A_abs, W_abs, k_pel, A_pel,
W_pel, k_per, A_per, W_per);

    Q_util = (k_pel * A_pel) * ((Tinter_1 - Tinter_2) / W_pel);
    Q_rad = (epsilon * sigma * A_abs * ((T_a^4) - (T_sky^4)));
    Q_conv = h_conv * A_abs * (T_a - T_amb);

    [P_out, V_out, ncarnot, npeltier] = calculateThermoelectricPower(Tinter_1, Tinter_2,
Q_solar);
    T_out = T_in + (Q_util / (mass_flow_rate * cp_water));
    ntermica = (Q_util/Q_solar)*100;

    F = Q_solar - Q_conv - Q_rad - Q_util - P_out;
end

%% FUNCIÓN PARA RESOLVER TEMPERATURAS INTERMEDIAS
function [Tinter_1, Tinter_2] = solveConduction(T_a, T_in, k_abs, A_abs, W_abs, k_pel, A_pel,
W_pel, k_per, A_per, W_per)
    function F = conductionEquations(vars)
        Tinter_1 = vars(1);
        Tinter_2 = vars(2);

        Q_cond_1 = (k_abs * A_abs) * ((T_a - Tinter_1) / W_abs);
        Q_cond_2 = (k_pel * A_pel) * ((Tinter_1 - Tinter_2) / W_pel);
        Q_cond_3 = (k_per * A_per) * ((Tinter_2 - T_in) / W_per);

```

```

        F(1) = Q_cond_1 - Q_cond_2;
        F(2) = Q_cond_2 - Q_cond_3;
    end

    T0 = [T_a - 10, T_a - 10];
    options = optimoptions('fsolve', 'Display', 'off');
    sol = fsolve(@conductionEquations, T0, options);

    Tinter_1 = sol(1);
    Tinter_2 = sol(2);

end

%% FUNCIÓN PARA CALCULAR POTENCIA ELÉCTRICA DEL MÓDULO TERMOELÉCTRICO
function [P_out, V_out, ncarnot, npeltier] = calculateThermoelectricPower(Tinter_1,
Tinter_2, Q_solar)
alpha_total = (200e-6 - (-180e-6)) * 127;
DELTA_T = Tinter_1 - Tinter_2;
Voc = alpha_total * DELTA_T;
R_total = (1 / 1.0e6 * 127) + (1 / 1.2e6 * 127);
I = Voc / (R_total + 2.18 + 6.66);
V_out = I * 6.66;
P_out = V_out * I;
ncarnot = 1-(Tinter_2/Tinter_1);
npeltier = (P_out/Q_solar)*100;
end

end

CODIGO DE SIMULACION DEL SISTEMA COMPLETO
%% SIMULADOR DE LA TRAYECTORIA APARENTE DEL SOL
clc; clear; close all; format short g; % Limpia la pantalla de comandos, Eliminacion de todos
las variables remanentes, Se cierran todas las pantallas desplegadas, % Cambia el formato en
el que muestran las operaciones

    " Bienvenido al Simulador sistema CCP-TEG "

tic; % Comienzo del conteo del tiempo que tarda en ejecutar el codigo
completo

%-----FECHA Y LUGAR DE ANALISIS-----
latt = 32; % Latitud de la ubicacion geografica a evaluar
Hrsi = 6; % Hora inicial en formato 24 hrs + fracciones de hora
Hrsf = 18; % Hora final en formato 24 hrs + fracciones de hora
Dayi = 357; % Primer dia a Evaluar;dÃa juliano.Equinoxios[81,263]
SolsV[172,355]
Dayf = 357; % Ultimo dÃa a evaluar
sample_time = 5*60/3600; % Tiempo de muestreo para el movimiento del motor CAMBIAR A 3600
PARA EL MUESTREO 300/3600
CaseVmotor = 1; % 1 = 24v, 2=20v, 3=15v, 4=10v, 5=5v
No_Coletores = 4; % Definicion de la cantidad de colectores en

%-----ARCHIVO CLIMATOLOGICO-----
Mx_Solar = xlsread('Radiaciones.xlsx', 'A3:H8762'); % Se toma el excel con los datos
DNI_dir = 3; % Address del vector DNI para tomar del archivo climatologico
TEMP_amb = 5; % Address del vector de temperatura ambiente
VEL_air = 7; % Address del vector de velocidad de viento
%-----INCREMENTOS Y CONTADORES-----
incr_hrs = 4*60/3600; % Incremento de horas en fraccion de horas
contA = 1; % Contador para el vector de los parametros en funcion del tiempo

```

```

contB = 1; % Contador para el vector de las sumatorias de los parametros
Day = Dayi; % Contador de día
Hrs = Hrsi; % Contador de horas
incr_day = 1; % Incrementos de tiempo del suimulador
E_solar = 0; % Variable para almacenar radiacion

%-----CONTADOR DE PASOS/STEP DE MOTOR-----
contEO = 0; % Contador de veces que se mueve el motor
EO_motor = 0; % Contador de los grados con los que se debe mover el motor en EO
EO_step = 0; % Contador de los grados con los que se mueve el motor en EO
EO_OP = 0; % Contador de condiciones de movimeinto del motor en EO
contNS = 0; % Contador de veces que se mueve el motor
NS_motor = 0; % Contador de los grados con los que se debe mover el motor en NS
NS_step = 0; % Contador de los grados con los que se mueve el motor en EO
NS_OP = 0; % Contador de condiciones de movimeinto del motor en EO
iyz_step=0; % Contador de la referencia yz
ixz_step=0; % Contador de la referencia xz
ixz_motor=0; % Contador de la referencia xz del motor

%-----PARAMETROS Y DIMENSIONES DEL CCP-TEG-----
L = 1; % Longitud del colector en metros
%-----PARAMETROS Y DIMENSIONES DE TERMOTANQUE-----
% Parámetros iniciales
M_capacidad = 800; % Capacidad máxima del tanque en kg
M_inicial = 0; % Masa inicial del agua en el tanque en kg
T_inicial = 25+273.15 ; % Temperatura inicial del agua en el tanque en °C
Q_in = 0.02; % Flujo de entrada de agua en kg/s
T_in = 25+273.15; % Temperatura del agua que entra al tanque en °C
CP = 4187; % Calor específico del agua en kJ/(kg°C)
perdida_factor = 0.00001; % Factor de pérdida térmica
%dt = incr_hrs*3600; % Incremento de tiempo en segundos
dt = incr_hrs*3600; % Incremento de tiempo en segundos

% Inicialización de variables
t_total = 0; % Tiempo total de simulación (en segundos)
M_total = M_inicial; % Masa total inicial en el tanque
T_tanque = T_inicial; % Temperatura inicial en el tanque

% Pre-alocación de vectores para eficiencia
num_pasos = ceil((Hrs1 - Hrsi)/incr_hrs) * (Day1 - Dayi + 1);
tiempo = zeros(1, num_pasos);
masa = zeros(1, num_pasos);
temperatura = zeros(1, num_pasos);
cont_termo = 1; % Contador específico para el termotanque

% Datos del Concentrador Cilindro Parabolico
p = 0.5; % Distancia focal (m)
Drecep = 0.026; % Diámetro del receptor (m)
ya = -0.5; % Extremo izquierdo de la apertura (m)
yb = 0.5; % Extremo derecho de la apertura (m)
[factor_focal_vec, Theta_i_vec] = Barrido_Enfoque(p, Drecep, ya, yb);
% -----CONTADORES Y BANDERAS-----
SUMcont = 0;
SUMIb = 0;
SUMTamb = 0;
SUMPcos = 0;
SUMPext = 0;
SUMPdes = 0;
SUMTout = 0;
SUMEmotor = 0;
SUMEthath = 0;

```

```

SUMQutil = 0;
EmotorProm = 0;

%-----COMIENZO DEL CICLO DE DIAS DE SIMULACION-----
while ( Day <= Day1)
%% Geometria Solar-----
[A_Hsun,A_Az] = Reloj_Solar(Hrs,Day,latt);

% --- Vector Solar -----
Z_ref = sind(A_Hsun);           % Arriba
Y_ref = cosd(A_Hsun)*cosd(A_Az); % Norte (negativo, Sur (positivo)
X_ref = cosd(A_Hsun)*sind(A_Az); % Este (negativo) , Oeste (positivo)

A_NS = 0;
A_EO = 0;
if ((Y_ref <= 0) && (Z_ref >= 0))
    A_NS = 180;end
if ((X_ref <= 0) && (Z_ref >= 0))
    A_EO = 180;end

    N_S_ref = atand(Z_ref/Y_ref) + A_NS; % proyeccion del Vector Solar en el plano ZY
    E_O_ref = atand(Z_ref/X_ref) + A_EO; % proyeccion del Vector Solar en el plano ZX

% Recurso solar disponible del archivo climatologico -----
Mx_day = Day*24 - 24;
Mx_Hrs = Hrs + Mx_day;
    %vectores para la interpolacion
Hrs_vec2 = round(Mx_Hrs + 0.5);
Hrs_vec1 = Hrs_vec2-1;
Hrs_vec1T = Hrs_vec2-2;
Hrs_vec2T = Hrs_vec2+1;

Solar_vec2 = Mx_Solar(Hrs_vec2,DNI_dir);
Solar_vec1 = Mx_Solar(Hrs_vec1,DNI_dir);
Solar_vec1T = Mx_Solar(Hrs_vec1T,DNI_dir);
Solar_vec2T = Mx_Solar(Hrs_vec2T,DNI_dir);

Tamb_vec2 = Mx_Solar(Hrs_vec2,TEMP_amb);
Tamb_vec1 = Mx_Solar(Hrs_vec1,TEMP_amb);
Tamb_vec1T = Mx_Solar(Hrs_vec1T,TEMP_amb);
Tamb_vec2T = Mx_Solar(Hrs_vec2T,TEMP_amb);

Vair_vec2 = Mx_Solar(Hrs_vec2,VEL_air);
Vair_vec1 = Mx_Solar(Hrs_vec1,VEL_air);
Vair_vec1T = Mx_Solar(Hrs_vec1T,VEL_air);
Vair_vec2T = Mx_Solar(Hrs_vec2T,VEL_air);

AA = [Hrs_vec1T-Mx_day,Hrs_vec1-Mx_day, Hrs_vec2-Mx_day,Hrs_vec2T-Mx_day];
BB = [Solar_vec1,Solar_vec1,Solar_vec2,Solar_vec2T];
CC = [Tamb_vec1,Tamb_vec1,Tamb_vec2,Tamb_vec2T];
DD = [Vair_vec1,Vair_vec1,Vair_vec2,Vair_vec2T];

cons_sol = polyfit(AA,BB,3);           %funcion lineal
Solar_Fct = cons_sol(1)*Hrs^3 + cons_sol(2)*Hrs^2 + cons_sol(3)*Hrs +cons_sol(4); %+
cons_sol(5);           %Irradiancia disponible W/m2
cons_temp = polyfit(AA,CC,3);         %funcion lineal
TambX = cons_temp(1)*Hrs^3 + cons_temp(2)*Hrs^2 + cons_temp(3)*Hrs +cons_temp(4); %+
cons_temp(5);
cons_air = polyfit(AA,DD,3);         %funcion lineal
V_air = cons_air(1)*Hrs^3 + cons_air(2)*Hrs^2 + cons_air(3)*Hrs +cons_air(4); %+ cons_temp(5);

```



```

ixz_step = ixz;

end
% -- movimiento de los motores -----
if (NS_step - NS_motor > diff)           % -- NS_motor hacia ADELANTE
NS_OP = 1;
contNS = contNS+1; end
if (NS_step - NS_motor < -diff)         % -- NS_motor hacia ATRAS
NS_OP = -1;
contNS = contNS+1; end
if (abs(NS_step - NS_motor) <= diff) % -- NS_motor STOP
NS_OP = 0; end

if (EO_step - EO_motor > diff )         % -- EO_motor hacia ADELANTE
EO_OP = 1;
contEO = contEO+1; end
if (EO_step - EO_motor < -diff)         % -- EO_motor hacia ATRAS
EO_OP = -1;
contEO= contEO+1;end
if (abs(EO_step - EO_motor) <= diff) % -- EO_motor STOP
EO_OP = 0; end

NS_motor = NS_motor + (NS_pos*NS_OP);
EO_motor = EO_motor + (EO_pos*EO_OP);

%-----(_Consideraciones CCP_)-----
Pa = p+Drecep;           % Altura total del colector
x1 = L;                  % Longitud del ancho del colector
Ap1 = (L)*(x1);         % Formula para pbtener el area de apertura S/P
Ac = (L)*(Drecep);      % Formula para obtener el area del absorbedor
fc = Ap1/Ac;            % Formula para obtener el factor de concentracion

%-----(_Perdidas por los extremos_)-----
-----
if(A_Hsun < 0)
Pext1= 0;
else
if ((L*No_Coletores) <= Pa*tand(ixz) || X_ref == 0) % Condicional para angulos menores al
angulo imax
Pext1= 0;           % Variable Pext1 = 0
else
Pext1= (((L*No_Coletores)-Pa*tand(ixz))/(L*No_Coletores)); % Variable calculada perdidas
en los extremos
end
end

iyz_motor= abs(iyz-NS_motor);

if(ixz_motor > 90)
Pcos = 0;
else
Pcos = cosd(iyz_motor);           % Perdidas coseno basada en el angulo de incidencia
end

% NS_xyz = [0, cosd(NS_motor), sind(NS_motor)];
NS_xyz = [0,Y_ref,Z_ref];
EO_xyz = [cos(EO_motor), 0, sin(EO_motor)];

% Vector Sun_xyz

```

```

Sun_xyz = [X_ref, Y_ref, Z_ref];

% Cálculo del ángulo  $\Theta_i$ 
Theta_i = acosd(dot(NS_xyz, Sun_xyz) / (norm(NS_xyz) * norm(Sun_xyz)));
Theta_i_EO = acosd(dot(EO_xyz, Sun_xyz) / (norm(EO_xyz) * norm(Sun_xyz)));

% Cálculo de P(Cos)
P_Cos = cosd(Theta_i);
P_Cos_EO = cos(Theta_i_EO);

%-----(_Perdidas por desenfoque)-----
---
NS_mag = norm(NS_xyz);
diffd = abs(NS_mag - NS_motor);
if( diffd < 0)
    diffd = 0;
end
Pdes = 0;
if(abs(diffd) <= 4.9 && A_Hsun > 0)
    Vec_theta_i = Theta_i_vec * 1000;           % subrutina
    Vec_Fac_foc = factor_focal_vec;           % subrutina

    th_i_calculada = diffd;                   % cambio de variable
    casilla_mitad = 1 + length(Vec_theta_i)/2;
    th_i_casilla_2 = round(th_i_calculada*1000 + casilla_mitad + 0.5);
    th_i_casilla_1 = th_i_casilla_2 - 1;

    th_i_valor_2 = Theta_i_vec(th_i_casilla_2);
    th_i_valor_1 = Theta_i_vec(th_i_casilla_1);
    Fac_foc_casilla_2 = Vec_Fac_foc(th_i_casilla_2);
    Fac_foc_casilla_1 = Vec_Fac_foc(th_i_casilla_1);

    AA_theta_i = [th_i_valor_1, th_i_valor_2];
    BB_Fac_foc = [Fac_foc_casilla_1, Fac_foc_casilla_2];
    Constantes_Fac_foc = polyfit(AA_theta_i, BB_Fac_foc, 1);
    Fac_calculada = Constantes_Fac_foc(1, 1)*th_i_calculada + Constantes_Fac_foc(1, 2);
    Pdes = Fac_calculada;
end
if (Pdes < 0)
    Pdes = 0;
end
Pdes = 1;
T_sky = tamb + 273.15 - 5;
T_amb = tamb + 273.15;
% Q_solar = 38;
% V_air = 1;
v_air = V_air; %1.5;
T_in = T_tanque;
Ib_losses = Pdes * Pext1 * P_Cos;
AL = 1;
L_pel = 0.04;
Ap = AL * L_pel - (L_pel^2);
Q_solar = Ap * Ib * Ib_losses * 0.8; %
Q_solar_col = 1 * Ib; %
%-----MODELADOR TERMODINAMICO-ELECTRICO-----
[T_out_vector, Q_util_vector, P_out_vector, V_out_vector, Tinter1_vector, Tinter2_vector,
ntermica_vector, ncarnot_vector, npeltier_vector, Q_conv_vector, Q_rad_vector, T_a_vector] =
BalanceReceptor(T_sky, T_amb, Q_solar, v_air, T_in, No_Coletores, Q_in);
%-----CALCULO DE LA EFICIENCIA TERMICA-----

```

```

% Ta = T_a_vector(24)-273.15;
Ta = T_out_vector(24*No_Coletores);
Ts = mean(T_a_vector);
% Q_util_col = mean(Q_util_vector);
Q_conv =mean(Q_conv_vector);
Q_rad = mean(Q_rad_vector);
deltaT = Ta - T_in; % Salto térmico
Q_util_col = (Q_in*4187*deltaT);
% Sumar todo el calor útil de todos los módulos
% Q_util = sum(Q_util_vector); % En watts
% Q_util_col = Q_util_vector;
Tcalculada = Ta;
P_out = sum(P_out_vector);
V_out = mean(V_out_vector);
Tinter_1 = mean(Tinter1_vector);
Tinter_2 = mean(Tinter2_vector);
npeltier = (P_out/(Q_solar*24*No_Coletores))*100;
if npeltier < 0
    npeltier = 0;
end
% Tout = T_out;
eta_th = (Q_util_col/(Q_solar_col))*100;
if eta_th < 0
    eta_th = 0;
end

%-----CALCULO DE PARAMETROS DE TERMOTANQUE-----
T_ambiente = T_amb + 273.15; % Temperatura ambiente en °C

if M_total < M_capacidad
    % Calcular masa que entra en este intervalo

    delta_M = Q_in * dt; % flujo másico

    if M_total + delta_M > M_capacidad
        delta_M = M_capacidad - M_total; % evitar desbordar
    end

    % Mezcla térmica (conservación de energía)
    T_tanque = ((M_total*CP*T_tanque) + (delta_M*CP*Ta)) / ((M_total + delta_M)*CP);
    M_total = M_total + delta_M;
end

% Pérdidas de calor por interacción con el ambiente
T_tanque = T_tanque - perdida_factor * (T_tanque - T_ambiente);

% Almacenamiento de resultados
tiempo(cont_termo) = t_total/3600; % Guardar en horas
masa(cont_termo) = M_total;
temperatura(cont_termo) = T_tanque - 273.15; % Convertir a °C

% Actualizar tiempo del termotanque
t_total = t_total + dt;
cont_termo = cont_termo + 1;

%-----(_Consumo del motor_)-----
Emotor = (abs(EO_OP) * Vmotor * Imotor);%/(3600); %Energía del motor
%-----
[Day, Hrs, Ib, A_Hsun, A_Az];
contA_VEC(contA,1) = contA;

```

```

Day_VEC(contA,1) = Day;
Hrs_VEC(contA,1) = Hrs;
Ib_VEC(contA,1) = Ib;
V_air_VEC(contA,1) = v_air;
Ib_losses_VEC(contA,1)= Ib_losses;
A_Hsun_VEC(contA,1) = A_Hsun;
A_Az_VEC(contA,1) = A_Az;
Z_refVEC(contA,1) = Z_ref;
X_refVEC(contA,1) = X_ref;
Y_refVEC(contA,1) = Y_ref;
N_S_refVEC(contA,1) = N_S_ref;
E_O_refVEC (contA,1)= E_O_ref;
Energia_solar_VEC(contA,1)= Ib*incr_hrs;
Pext1_VEC(contA,1)=Pext1;
Pdes_VEC(contA,1)=Pdes;
iyz_VEC(contA,1)= iyz;
iyz_stepVEC(contA,1)=iyz_step;
ixz_VEC(contA,1)=ixz;
ixz_stepVEC(contA,1)=ixz_step;
ixz_motorVEC(contA,1)=ixz_motor;
diffd_VEC(contA,1)=diffd;
ti_VEC(contA,1)= T_in;
NS_motorVEC(contA,1)= NS_motor;
NS_stepVEC(contA,1)=NS_step;
EO_motorVEC(contA,1)=EO_motor;
EO_stepVEC(contA,1)=EO_step;
contNS_VEC(contA,1)=contNS;
contEO_VEC(contA,1)=contEO;
Emotor_VEC(contA,1)=Emotor;
tamb_VEC(contA,1) = tamb;
T_amb_VEC(contA,1) = T_amb;
T_sky_VEC(contA,1) = T_sky;
Ts_VEC(contA,1) = Ts;
Tcalculada_VEC(contA,1) = Tcalculada;
T_tanque_VEC(contA,1) = T_tanque;
T_total_VEC(contA,1) = M_total;
Q_solar_VEC(contA,1) = Q_solar;
Q_solar_col_VEC(contA,1) = Q_solar_col;
Q_util_col_VEC(contA,1) = Q_util_col;
Q_rad_VEC(contA,1) = Q_rad;
Q_conv_VEC(contA,1) = Q_conv;
P_Cos_VEC(contA,1) = P_Cos;
P_Cos_EO_VEC(contA,1) = P_Cos_EO;
Theta_i_VEC(contA,1) = Theta_i;
Tinter_2_VEC(contA,1) = Tinter_2;
Tinter_1_VEC(contA,1) = Tinter_1;
P_out_VEC(contA,1) = P_out;
V_out_VEC(contA,1) = V_out;
eta_th_VEC(contA,1) = eta_th;
deltaT_VEC(contA,1) = deltaT;
npeltier_VEC(contA,1) = npeltier;

%-----MATRIX-----
P_out_MATRIX(contA,:) = P_out_vector;
T_out_MATRIX(contA,:) = T_out_vector;
ntermica_MATRIX(contA,:) = ntermica_vector;
ncarnot_MATRIX(contA,:) = ncarnot_vector;
npeltier_MATRIX(contA,:) = npeltier_vector;
Q_Solar_util_MATRIX(contA,:) = Q_util_vector;

% T_a_first_VEC(contA,1) = T_a_first;

```

```

% C_cargada_VEC(contA,1) = C_cargada;

SUMcont = SUMcont + 1;

SUMIb = SUMIb + Ib;
SUMTamb = SUMTamb + tamb;
% SUMQutil = SUMQutil + Q_util;
SUMPcos = SUMPcos + Pcos;
SUMPext = SUMPext + Pext1;
SUMPdes = SUMPdes + Pdes;
% SUMTout = SUMTout + T_out;
SUMEmotor = SUMEmotor + Emotor;
% SUMEthath = SUMEthath + eta_th;

SEmotor(contA,1)=SUMEmotor;
SIb(contA,1)= SUMIb;

contA = contA + 1;

Hrs = Hrs + incr_hrs;

if( Hrs >= Hrs1)
    Hrs = Hrs1;
    Day
    Day = Day + incr_day;
    seg = SUMcont;

    AcontEO(contB,1) = contEO;
    IbPromVEC(contB,1) = SUMIb/seg;
    TambPromVEC(contB,1) = SUMTamb/seg;
    % QutilPromVEC(contB,1) = SUMQutil/seg;
    PcosPromVEC(contB,1) = SUMPcos/seg;
    PextProm(contB,1) = SUMPext/seg;
    PdesProm(contB,1) = SUMPdes/seg;
    % ToutProm(contB,1) = SUMTout/seg;
    EmotorProm(contB,1) = (SUMEmotor/3600)/1000;
    % EthaProm(contB,1) = SUMEthath/seg;

    contB = contB + 1;
    SUMcont=0;
    SUMIb = 0;
    SUMTamb = 0;
    SUMQutil = 0;
    SUMPcos = 0;
    SUMPext = 0;
    SUMPdes = 0;
    SUMTout = 0;
    SUMEmotor = 0;
    SUMEthath = 0;
    contEO = 0;
    NS_motor = NS_motor;    %NS_motor = 0;
end

end

sumita = sum(Energia_solar_VEC);
%-----Funcion de promedios-----
esc = Ib_VEC*incr_hrs;
sum = sum(esc);
kh = sum/1000;
%-----

```

```

info1=[Hrs_VEC,E_O_refVEC,A_Az_VEC];

RES =
[Hrs_VEC,Ib_VEC,P_Cos_VEC,Pext1_VEC,Pdes_VEC,T_amb_VEC,T_sky_VEC,V_air_VEC,Tcalculada_VEC,T_tanque_VEC,eta_th_VEC,npeltier_VEC];
eff_term = [Hrs_VEC,Q_util_col_VEC,Ib_VEC,Ib_losses_VEC,eta_th_VEC];

toc;

%-----Radiacion/Horas-----
figure(1)
% Eje y izquierdo para las temperaturas y otras variables
yyaxis left
plot(Hrs_VEC, Tcalculada_VEC-273.15, '-r', 'DisplayName', 'Temperatura de salida',
'LineWidth', 1)
hold on
plot(Hrs_VEC, T_amb_VEC-273.15, '-g', 'DisplayName', 'Temperatura ambiente', 'LineWidth', 1)
% hold on
% plot(Hrs_VEC, T_tanque_VEC, '-m', 'DisplayName', 'Temperatura del tanque', 'LineWidth', 0.5)
ylabel("Temperaturas del sistema")
xlabel("Horas del día")
% Eje y derecho para la radiación
yyaxis right
plot(Hrs_VEC, Ib_VEC, 'b--o', 'DisplayName', 'Radiación', 'LineWidth', 1, 'MarkerSize', 1)
hold on
plot(Hrs_VEC, Q_solar_VEC*10, '-b', 'DisplayName', 'Calor de entrada', 'LineWidth', 1)
ylabel("Radiación (W/m^2)") % Ajusta la unidad de radiación según corresponda
title("Temperatura y Radiación en el Sistema")
grid on
grid minor
hold off
% Agregar la leyenda
legend

figure(2)
yyaxis left
plot(Hrs_VEC, Pext1_VEC, '-', 'Color', [0 0.4470 0.7410], 'LineWidth', 1.5) % azul, sólida
hold on
plot(Hrs_VEC, Pdes_VEC, '-', 'Color', [0.8500 0.3250 0.0980], 'LineWidth', 1.5) % naranja,
punteada
plot(Hrs_VEC, P_Cos_VEC, '-', 'Color', [0.4660 0.6740 0.1880], 'LineWidth', 1.5) % verde,
guion-punto
ylabel("Factor (-)")
ax = gca;
ax.YColor = 'k'; % eje izquierdo en negro
yyaxis right
plot(Hrs_VEC, V_air_VEC, ':', 'Color', [0.4940 0.1840 0.5560], 'LineWidth', 1.5) % morado,
punteada fina
ylabel("Velocidad de viento (m/s)")
ax.YColor = 'k'; % eje derecho en negro
xlabel("Hrs del día")
title("Factores de pérdida de energía")
grid on
grid minor
legend('Pext','Pdes','Pcos','Vair')

figure(3)
yyaxis left
plot(Hrs_VEC, P_out_VEC, '--', 'Color', [0.8500 0.3250 0.0980], 'LineWidth', 1.5) % naranja
punteada
ylabel("Potencia")

```

---

```

ax = gca;
ax.YColor = 'k'; % eje izquierdo en negro

yyaxis right
plot(Hrs_VEC, Tinter_1_VEC-273.15, '-', 'Color', [1 0 0], 'LineWidth', 1.5) % rojo sólido
hold on
plot(Hrs_VEC, Tinter_2_VEC-273.15, '-', 'Color', [0 0.4470 0.7410], 'LineWidth', 1.5) % azul
sólido
ylabel("Temperatura")
ax.YColor = 'k'; % eje derecho en negro

xlabel("Hrs del día")
title("Análisis del módulo")
grid on
grid minor
legend('Potencia', 'T Hot', 'T Cold')
%-----

figure(4);
subplot(2,1,1);
plot(tiempo, masa, 'LineWidth', 2);
xlabel('Tiempo (s)');
ylabel('Masa total (kg)');
title('Cambio de la masa en el tanque');

subplot(2,1,2);
plot(tiempo, temperatura, 'LineWidth', 2);
xlabel('Tiempo (s)');
ylabel('Temperatura del tanque (°C)');
title('Cambio de la temperatura en el tanque');

figure(6)
plot(Hrs_VEC, npeltier_VEC)
xlabel('Tiempo (horas)') % Nombre del eje X
ylabel('Eficiencia peltier') % Nombre del eje Y
title('Eficiencia de conversion energetica peltier');

```

## Anexo 4. Fotografías y diagramas.

