Universidad Nacional de Salta
Facultad de Ciencias Exactas
Departamento de Física



MODELO FÍSICO, VALIDACIÓN INDIRECTA Y SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN COLECTOR FOTOVOLTAICO - TÉRMICO (PVT) CON CIRCULACIÓN DE AGUA EN SALTA CAPITAL

Tesis de Licenciatura de Física

González, Ana Laura

Dr. Gonzalo José Durán
Director

4 de Julio de 2025

En primer lugar, y por siempre,
a mi Mamá, que jamas me dejo sola,
ni en las buenas ni en las malas
A mis amigos, los pilares de mi vida
en todo momento
A mi familia, a mis Tios, de sangre y
de corazón, ellos me vieron crecer
A Gonzalo, que creyó en mi, y en mis
capacidades desde el primer momento
A tantos docentes que me marcaron la vida
con sus conocimientos, y sus experiencias
A mi Dami
y a Dios, por haberme colmado de bendiciones
en cada momento de mi vida
A LA FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS,
MI HOGAR

"Si he podido ver más lejos es
porque me subido a hombros de gigantes"
Issac Newton

Índice de contenidos

Índice de contenidos 1

Nomenclatura 5

Índice de figuras 7

Objetivos 11

0.1. Objetivos Generales . . . 11
0.2. Objetivos Específicos . . . 11

1. Marco Teórico 13

1.1. Introducción . . . 13
1.2. Reseña Histórica . . . 15
1.2.1. Eficiencia y Refrigeración de los Módulos Fotovoltaicos . . . 15
1.2.2. Geometrías de Construcción . . . 16
1.2.3. Aplicaciones . . . 17
1.2.4. Modelos Eléctrico-Térmicos . . . 18
1.2.5. Energía Solar en Argentina . . . 18
1.2.6. Desarrollo Energético Solar en Salta . . . 20
1.3. Conceptos Generales para el Análisis del Sistema PVT . . . 22
1.3.1. Características del Comportamiento Eléctrico en Sistemas PVT 23
1.3.2. Bases del Comportamiento Térmico en Sistemas PVT . . . 25
1.3.3. Convección interna . . . 27
1.3.4. Convección Interna en Tubos de Área Circular . . . 29
1.4. Entornos Computacionales . . . 30
1.4.1. Simusol . . . 32
1.4.2. Funcionamiento Operativo de Simusol . . . 33

2. Modelo Físico del sistema PVT 35

2.1. Modelos considerados . . . 36
2.1.1. Modelo Eléctrico . . . 36
2.1.2. Modelo térmico . . . 37

2.1.3. Colectores solares de placa plana y eficiencia térmica 40
2.2. Eficiencia en Sistemas PVT: El punto optimo de la combinación 42
2.3. Implementación del modelo Físico 44
2.3.1. Modelo térmico implementado en Simusol 44
2.3.2. Circuito térmico completo 46
2.3.3. Modelo eléctrico implementado en Simusol 48
2.3.4. Resolución numérica del modelo 50
2.4. Limitaciones del modelo 51

3. Validación Indirecta del Modelo Propuesto 53
3.0.1. Criterios para la selección de artículos científicos para la validación 53
3.0.2. Justificación de la elección de estos criterios 54
3.0.3. Artículos de Validación 55
3.0.4. Extracción de datos 57
3.1. Validación Indirecta: Análisis de los resultados 58
3.2. Validacion con *Testing of two different types of photovoltaic–thermal (PVT) modules with heat flow pattern under tropical climatic conditions* 59
3.2.1. Análisis de la temperatura de entrada 59
3.2.2. Análisis de Temperatura de salida del fluido 62
3.2.3. Análisis de la Temperatura de celda 64
3.3. Validación con *Systematic testing of hybrid PV-thermal (PVT) solar collectors in steady-state and dynamic outdoor conditions* 66
3.3.1. Junio: Análisis de la Potencia Térmica 67
3.3.2. Junio: Análisis de la Potencia Eléctrica 70
3.3.3. Noviembre: Análisis de la diferencia de temperatura entrada-salida 73
3.4. Validación con *Simulation CFD and experimental investigation of PVT water system under natural Malaysian weather conditions* 77
3.4.1. Análisis de la Temperatura de Celda 77
3.4.2. Análisis de la Potencia Eléctrica 81
3.5. Conclusiones generales de la validación 82
3.5.1. Sobre el desempeño general del modelo 83
3.5.2. Sobre los aspectos térmicos 83
3.5.3. Sobre los aspectos eléctricos 84
3.5.4. Conclusión global 84

4. Aplicación del modelo validado para la predicción del desempeño del sistema PVT en condiciones locales 85
4.1. Descripción del sistema propuesto 86
4.1.1. Panel fotovoltaico 87

4.1.2. Colector adosado 88
4.1.3. Descripción del fluido y del sistema de almacenamiento 88
4.2. Selección de parámetros óptimos para el prototipo 89
4.2.1. Cálculo de inclinación óptima 89
4.2.2. Análisis del flujo másico y su impacto en el desempeño del sistema 90
4.2.3. Conclusiones generales del análisis mensual 99

5. Discusión y Conclusiones **103**
5.1. Configuración operativa recomendada a parametros fijos 103
5.2. Recomendaciones para el diseño y operación del sistema con variación de parámetros 104
5.2.1. 1. Implementación de una inclinación ajustable estacional 104
5.2.2. 2. Control adaptativo del flujo másico en función de las condiciones climáticas 105
5.2.3. 3. Incorporación de sensores térmicos y estrategias de seguridad 105
5.3. Reflexiones sobre el software utilizado 105
5.4. Aportes del trabajo y perspectivas futuras 106

A. Material Complementario **107**
A.1. Material relacionado al Capítulo 3: Validaciones 107
A.1.1. Simulaciones utilizadas para la validación del modelo térmico . . 107
A.2. Material relacionado al Capítulo 4: Modelo propuesto y simulación en Salta 108
A.2.1. Archivo de simulación del modelo PVT propuesto 108
A.2.2. Archivo climático TMY 108
A.2.3. Cálculos solares y definición de ángulos 108
A.3. Acceso a materiales digitales 108

Bibliografía **109**

Nomenclatura

Variables

- q: Calor [W]
- k: Conductividad térmica del material [W/m·K]
- esp: Espesor del componente [m]
- T: Temperatura [K o °C]
- h: Coeficiente de transferencia de calor [W/m^2·K]
- α: Absortividad [adimensional]
- τ: Transmitancia [adimensional]
- η: Eficiencia [adimensional]
- G: Irradiancia solar incidente [W/m^2]
- U: Coeficiente global de transferencia térmica [W/m^2·K]
- I: Corriente eléctrica [A]
- V: Voltaje eléctrico [V]
- R: Resistencia eléctrica []
- n: Factor de idealidad del diodo [adimensional]
- a: Coeficiente de corrección de temperatura en el modelo del diodo [adimensional]

Subíndices

Térmicos:

- cond: Conducción

- conv: Convección
- rad: Radiación
- cub: Cubierta
- cel: Celda fotovoltaica
- viento: Intercambio con viento
- cielo: Intercambio con cielo
- inter1: Cara interior de la cubierta
- amb: Ambiente
- agua: Fluido de refrigeración (agua)
- aire: Aire contenido en el colector
- duc1, duc2: Caras internas y externas del ducto
- fondo1, fondo2: Caras internas del fondo del colector
- fondo,ext: Cara externa del fondo del colector
- PC: Panel-colector

Ópticos:

- ARC: Recubrimiento antirreflectante
- 1: Primera capa entre cubierta y celda

Eléctricos (modelo de De Soto):

- L: Corriente de luz (photogenerated)
- D: Corriente del diodo
- 0: Corriente de saturación del diodo
- s: Serie (resistencia interna)
- sh: Shunt o paralelo
- c: Celda
- el: Eléctrico
- ref: Condiciones de referencia (STC)

Índice de figuras

1.1. Curvas I-V , P-V típicas de un panel. (Duffie Beckman 5ta Edición) . . 24

2.1. Circuito electrico equivalente al panel 36
2.2. Modelo Termico por capas. Sin refrigerante a izquirda. Capa de refrigerante a la derecha. Spertino et. al. 2016 38
2.3. Esquema térmico del colector PVT desarrollado en Simusol. A la derecha se indica la correspondencia con las capas físicas del sistema 45
2.4. Enter Caption 46
2.5. Modelo completo aplicado en Simusol con sus tres volúmenes de control. Se representa el flujo de agua desde el ingreso hasta la salida, mostrando las distintas etapas de transferencia energética. A la derecha, se incluye el tanque de almacenamiento. **Nota.** Elaboración propia a partir del modelo desarrollado en Simusol. 47
2.6. **Modelo de circuito equivalente de una celda fotovoltaica.** El modelo incluye la corriente generada por efecto fotovoltaico, la corriente de recombinación a través del diodo, y las pérdidas representadas mediante resistencias en serie y paralelo. 49

3.1. Comparación entre los resultados simulados y los datos experimentales para la **Temperatura de entrada** en función del tiempo, según el estudio de **Dubey y Tay (2013)**. 60
3.2. Gráfico de paridad para la **Temperatura de entrada** simulada frente a los valores experimentales reportados por **Dubey y Tay (2013)**. . . 60
3.3. Análisis de residuos para la **Temperatura de entrada** entre la simulación y los datos experimentales de **Dubey y Tay (2013)**. 61
3.4. Comparación entre los resultados simulados y los datos experimentales para la **temperatura de salida** en función del tiempo, según el estudio de **Dubey y Tay (2013)**. 62
3.5. Gráfico de paridad para la **temperatura de salida** simulada frente a los valores experimentales reportados por **Dubey y Tay (2013)**. . . . 63

3.6. Análisis de residuos para la **temperatura de salida** entre la simulación y los datos experimentales de **Dubey y Tay (2013)**. 64
3.7. Comparación entre los resultados simulados y los datos experimentales para la **temperatura de celda** en función del tiempo, según el estudio de **Dubey y Tay (2013)**. 65
3.8. Gráfico de paridad para la **temperatura de celda** simulada frente a los valores experimentales reportados por **Dubey y Tay (2013)**. . . . 65
3.9. Análisis de residuos para la **temperatura de celda** entre la simulación y los datos experimentales de **Dubey y Tay (2013)**. 66
3.10. Comparación entre los resultados simulados y los datos experimentales para la **potencia térmica** en función del tiempo, según el estudio de **Guarracino et al. (2021)**. 67
3.11. Gráfico de paridad para la **potencia térmica** simulada frente a los valores experimentales reportados por **Guarracino et al. (2021)**. . . 68
3.12. Análisis de residuos para la **potencia térmica** entre la simulación y los datos experimentales de **Guarracino et al. (2021)**. 69
3.13. Gráfico de paridad entre los valores simulados y los datos experimentales depurados de **potencia térmica**, tras la exclusión de puntos atípicos. . 70
3.14. Distribución de residuos entre los datos simulados y experimentales depurados de **potencia térmica**, tras la exclusión de puntos atípicos. . . 71
3.15. Comparación entre los resultados simulados y los datos experimentales para la **potencia eléctrica** en función del tiempo, según el estudio de **Guarracino et al. (2021)**. 71
3.16. Gráfico de paridad para la **potencia eléctrica** simulada frente a los valores experimentales reportados por **Guarracino et al. (2021)**. . . 72
3.17. Análisis de residuos para la **potencia eléctrica** entre la simulación y los datos experimentales de **Guarracino et al. (2021)**. 73
3.18. Comparación entre los resultados simulados y los datos experimentales para la **diferencia de temperatura entrada-salida** en función del tiempo, según el estudio de **Guarracino et al. (2021)**. 74
3.19. Gráfico de paridad para la **diferencia de temperatura entrada-salida** simulada frente a los valores experimentales reportados por **Guarracino et al. (2021)**. 74
3.20. Análisis de residuos para la **diferencia de temperatura entrada-salida** entre la simulación y los datos experimentales de **Guarracino et al. (2021)**. 75
3.21. Gráfico de paridad entre los valores simulados y los datos experimentales depurados de **diferencia de temperatura entrada-salida**, tras la exclusión de puntos atípicos. 76

3.22. Distribución de residuos entre los datos simulados y experimentales depurados de **diferencia de temperatura entrada-salida**, tras la exclusión de puntos atípicos. 76
3.23. Comparación entre los resultados simulados y los datos experimentales para la **temperatura de celda** en función del tiempo, según el estudio de **Misha et. al (2020)**. 78
3.24. Gráfico de paridad para la **temperatura de celda** simulada frente a los valores experimentales reportados por **Misha et. al (2020)**. 78
3.25. Análisis de residuos para la **temperatura de celda** entre la simulación y los datos experimentales de **Misha et. al (2020)**. 79
3.26. Gráfico de paridad entre los valores simulados y los datos experimentales depurados de **temperatura de celda**, tras la exclusión de puntos atípicos. 80
3.27. Distribución de residuos entre los datos simulados y experimentales depurados de **temperatura de celda**, tras la exclusión de puntos atípicos. 80
3.28. Comparación entre los resultados simulados y los datos experimentales para la **potencia eléctrica** en función del tiempo, según el estudio de **Misha et. al (2020)**. 81
3.29. Gráfico de paridad para la **potencia eléctrica** simulada frente a los valores experimentales reportados por **Misha et. al (2020)**. 82
3.30. Análisis de residuos para la **potencia eléctrica** entre la simulación y los datos experimentales de **Misha et. al (2020)**. 83

4.1. Esquema del dispositivo híbrido PVT propuesto. 86
4.2. Irradiación solar global anual sobre plano inclinado en función del ángulo de inclinación del colector. 90
4.3. Diferencia de temperatura entre entrada y salida en función del flujo másico para los días 21 de Marzo y 21 de Junio. 92
4.4. Diferencia de temperatura entre entrada y salida en función del flujo másico para los días 21 de Septiembre y 21 de Diciembre 93
4.5. Temperatura de celda en función del flujo másico para los días 21 de Marzo y 21 de Junio 94
4.6. Temperatura de celda en función del flujo másico para los días 21 de Septiembre y 21 de Diciembre 94
4.7. Eficiencia térmica en función del flujo másico para los días 21 de Marzo y 21 de Junio. 95
4.8. Eficiencia térmica en función del flujo másico para los días 21 de Septiembre y 21 de Diciembre. 95
4.9. Eficiencia eléctrica en función del flujo másico para los días 21 de Marzo y 21 de Junio. 97

4.10. Eficiencia eléctrica en función del flujo másico para los días 21 de Septiembre y 21 de Diciembre 97
4.11. Comparación de eficiencias térmica y eléctrica en función del flujo másico para los días 21 de Marzo y 21 de Junio. 98
4.12. Comparación de eficiencias térmica y eléctrica en función del flujo másico para los días 21 de Septiembre y 21 de Diciembre 98

Objetivos

0.1. Objetivos Generales

Se busca contribuir al avance del conocimiento científico mediante el desarrollo de una propuesta que contemple un colector solar mejorado. Este colector estaría destinado a integrarse en viviendas sociales, con la finalidad de proporcionar tanto agua caliente sanitaria como electricidad a dichas viviendas. A su vez, se pretende estudiar el comportamiento de un sistema PVT (fotovoltaico-térmico) refrigerado por agua en comparación con un panel fotovoltaico tradicional, enfocándose en aspectos como su desempeño, eficiencia y adaptabilidad a contextos específicos. Asimismo, se aspira a adaptar los modelos de colectores PVT/Agua y avanzar hacia la construcción de prototipos que reflejen el funcionamiento propuesto.

0.2. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos de este trabajo se estructuran en torno al desarrollo, simulación, validación y aplicación de un modelo físico-matemático de un sistema fotovoltaico-térmico (PVT) refrigerado por agua. A continuación, se detallan los propósitos concretos de cada etapa:

1. Formular un modelo físico que describa el comportamiento termoeléctrico de un sistema PVT refrigerado por agua, incorporando de manera consistente las ecuaciones físicas fundamentales que rigen la conversión fotovoltaica y la transferencia de calor. Este modelo incluirá tanto el circuito eléctrico un circuito termico y sus respectivos balances energéticos en el sistema, asegurando su aplicabilidad en un rango representativo de condiciones de operación.

2. Desarrollar una implementación computacional del modelo físico planteado, mediante el uso de una herramienta de simulación numérica que permita resolver las ecuaciones bajo distintas condiciones de irradiancia y temperatura. Este modelo computacional tendrá como objetivo representar el funcionamiento térmico y eléctrico del sistema en condiciones estacionarias y transitorias, proporcionando

resultados detallados del desempeño del sistema ante variaciones en la irradiancia, temperatura ambiente y flujo másico del fluido refrigerante.

3. Validar el modelo computacional mediante la comparación y el contraste de los resultados obtenidos en la simulación con datos experimentales reportados en la literatura científica. Esta etapa incluirá el análisis de la evolución temporal de las eficiencias térmica y eléctrica, La validación buscará garantizar la capacidad predictiva del modelo y su concordancia con observaciones empíricas en diversos escenarios.

4. Aplicar el modelo validado para analizar el comportamiento anual del sistema PVT en la ciudad de Salta, Argentina, considerando las condiciones climatológicas locales. A partir de esta simulación, se propondrá una configuración óptima del sistema para aplicaciones residenciales, evaluando especialmente:

    - La inclinación óptima del plano del colector, con el fin de maximizar la captación de irradiancia a lo largo del año.
    - El caudal másico óptimo del fluido de trabajo, de modo de maximizar la eficiencia térmica y eléctrica del sistema sin comprometer su estabilidad ni incurrir en un consumo energético excesivo para el bombeo.

En conjunto, estos objetivos permitirán construir un marco de análisis para el diseño, simulación y evaluación de sistemas PVT híbridos en condiciones reales, contribuyendo al conocimiento aplicado en eficiencia energética y aprovechamiento de recursos solares en la ciudad de Salta Capital

Capítulo 1

Marco Teórico

1.1. Introducción

El rápido crecimiento de la población mundial ha intensificado la necesidad de gestionar de manera eficiente los recursos del planeta, particularmente las fuentes de energía. Tras años de sobreexplotación, las fuentes tradicionales de energía se encuentran en peligro de agotarse, lo que nos plantea el desafío de optimizar su uso y, en muchos casos, reinventar los métodos de generación. En este contexto, la energía solar emerge como una de las opciones más prometedoras, al ser una fuente limpia, prácticamente inagotable y de larga duración, considerando la escala de vida humana en la Tierra.

La energía solar puede ser captada y utilizada de diversas maneras. Sin embargo, no todas las regiones del planeta reciben la misma cantidad de radiación solar debido a factores como la inclinación terrestre y la latitud. Algunas zonas, especialmente aquellas cercanas a los trópicos, presentan condiciones más favorables en comparación con regiones ubicadas en latitudes más altas. Este es el caso del Noroeste Argentino (NOA), una región que reúne múltiples características que la hacen especialmente apta para el desarrollo de tecnologías solares. Entre ellas se destacan su elevada heliofanía anual, la baja humedad relativa, aire poco contaminado o con baja concentración de impurezas y la presencia de cielos despejados durante gran parte del año, factores que favorecen una alta disponibilidad de radiación solar directa. Por otro lado, muchas zonas del NOA presentan altitudes elevadas, lo que reduce la masa de aire que debe atravesar la radiación solar, disminuyendo así su atenuación. Esta combinación de factores permite alcanzar niveles de radiación solar promedio diarios que oscilan entre 5 y 6 kWh/m^2,

En particular, la provincia de Salta, ubicada en esta región, ofrece condiciones óptimas para el aprovechamiento del recurso solar. Su capital se encuentra en las coordenadas 24.7821° S y 65.4232° W, a una altitud de 1.187 metros sobre el nivel del mar. Estas características hacen que la zona sea especialmente atractiva para proyec-

tos de generación solar térmica, fotovoltaica y combinada, tanto a pequeña como a gran escala.

En los últimos años, Salta ha experimentado un auge en la instalación de sistemas solares, tanto a gran escala como en instalaciones residenciales e industriales. Proyectos como el Parque Solar Altiplano 200 en Cafayate son un claro ejemplo del esfuerzo por diversificar la matriz energética de la región, reduciendo la dependencia de fuentes de energía no renovables. A nivel doméstico y comercial, los sistemas fotovoltaicos, en adelante PV (por las siglas de *photovoltaic* en inglés) han permitido a los usuarios cubrir parte o la totalidad de sus necesidades eléctricas mediante el aprovechamiento de la energía solar. Sin embargo, un desafío clave en la operación de estos sistemas es la eficiencia, la cual se ve afectada directamente por la temperatura de los paneles.

A medida que los paneles solares absorben radiación solar, también acumulan calor, lo que reduce su rendimiento. Esto sucede debido a fenómenos físicos como la disminución de la conductividad eléctrica en los materiales semiconductores de las celdas fotovoltaicas cuando se calientan, lo que disminuye la corriente eléctrica generada. Además, el calor excesivo puede acelerar el deterioro de los materiales de los paneles. Para mitigar este problema, se han implementado diversas estrategias de refrigeración. Entre las más comunes están los sistemas de enfriamiento por agua o aire, los cuales ayudan a mantener una temperatura óptima de operación y, por ende, mejoran la eficiencia de conversión eléctrica.

Una solución más avanzada a este problema radica en la integración de sistemas híbridos fotovoltaico-térmicos, en adelante PVT (por las siglas de Photovoltaic Thermal en inglés). Estos sistemas no solo permiten mejorar la eficiencia eléctrica de los paneles mediante refrigeración, sino que también aprovechan el calor extraído para aplicaciones térmicas, como la calefacción de agua o aire. La tecnología PVT combina celdas solares fotovoltaicas, que generan electricidad, con colectores térmicos que capturan el calor solar, logrando así un uso más completo de la energía solar disponible.

En el ámbito residencial, la implementación de sistemas PVT es particularmente atractiva, ya que no solo contribuye a la producción de electricidad limpia, sino que también puede proporcionar calefacción y agua caliente sanitaria, reduciendo el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero. Esto puede llevar a importantes ahorros económicos en los hogares al disminuir los costos energéticos.

El análisis conjunto de la energía térmica y eléctrica generada por los sistemas PVT resulta esencial para maximizar su aprovechamiento. Un enfoque integral en el diseño, operación e instalación de estos sistemas implica tener en cuenta tanto el comportamiento térmico como el eléctrico, y cómo se afectan entre sí. Esto incluye considerar el tipo de refrigeración, los materiales, el caudal de fluido, las condiciones climáticas, la orientación e inclinación del sistema, así como el perfil de consumo. Tener en cuenta

todos estos factores permite obtener el mejor rendimiento posible, lo que refuerza la relevancia de estos sistemas tanto desde el punto de vista ambiental como económico, especialmente en regiones con altos niveles de radiación solar como la provincia de Salta.

El Inenco, Instituto de Investigación en Energías No Convencionales del CONICET UNSA es pionero en el estudio de aplicaciones de la energía solar, tanto térmica como fotovoltaica, campos en los que se viene trabajando hace más de 40 años. Buena parte de la investigación realizada por el instituto tiene como principal destinatario a la población del NOA y como tal se cuenta con numerosos antecedentes de éxito en la implementación de sistemas fotovoltaicos aislados y sistemas de agua caliente sanitaria aplicadas en comunidades aisladas, muy comunes por la geografía de la región. Es de interés para el instituto contar los estudios y con un dispositivo tecnológico que sea capaz de entregar agua caliente sanitaria y electricidad que pueda ser aplicado tanto en viviendas sociales como en viviendas aisladas y en posibles aplicaciones industriales. Esta propuesta de trabajo viene a colaborar en dicho tema de investigación.

La realización de esta tesis colabora con la ejecución del Proyecto de Unidad Ejecutora PUE INENCO “Innovaciones Tecnológicas En Energía Y Ambiente En Concordancia Con Los Objetivos De Desarrollo Sostenible Y La Agenda 2030” que prevé entre sus líneas de investigación el desarrollo de una propuesta de colector híbrido capaz de ser integrado a envolventes de viviendas sociales a fin de colaborar con los usos energéticos prioritarios, este es provisión de electricidad y agua caliente sanitaria.

1.2. Reseña Histórica

El desarrollo de tecnologías fotovoltaico-térmicas (PVT) comenzó en la década de 1970, cuando se plantearon los primeros estudios para combinar la generación de electricidad mediante celdas fotovoltaicas con la captación de la energía térmica residual.Estos primeros ensayos sentaron las bases para el desarrollo futuro de esta tecnología, enfrentando desafíos como la integración de los componentes eléctricos y térmicos y la optimización del rendimiento conjunto. El uso y desarrollo de esta tecnología se justifica por sus beneficios ambientales, lo que respalda su estudio, construcción y aplicación no solo desde el punto de vista tecnológico, sino también ecológico [1].

1.2.1. Eficiencia y Refrigeración de los Módulos Fotovoltaicos

En los módulos PV tradicionales, solo una fracción de la radiación solar se convierte en electricidad. El resto de la energía se disipa como calor, lo que aumenta la temperatura de las celdas solares y reduce su eficiencia [2], [3], [4], [5]. Este fenómeno es especialmente pronunciado en celdas de silicio cristalino, donde por cada grado Celsius

de aumento en la temperatura de operación, la eficiencia del panel disminuye entre un 0,4 % y un 0,5 % [6, 7]. La eficiencia de conversión eléctrica se ve así afectada negativamente por el calor acumulado, lo que ha llevado a la investigación de soluciones para mejorar la disipación térmica de los paneles.

En este contexto, los sistemas de refrigeración de los paneles PV han sido ampliamente estudiados, dividiéndose en dos grandes categorías: refrigeración pasiva y refrigeración activa. En el enfoque de la refrigeración pasiva no requiere energía adicional para su funcionamiento y depende de medios naturales y soluciones de diseño específicas del sistema para facilitar la disipación del calor. Entre las técnicas conocidas, se puede estudiar la inmersión del módulo PV en medio dieléctrico, el enfriamiento por agua sumergida,el flujo de aire inducido por flotabilidad, la utilización de disipadores de calor, utilización de materiales de cambio de fase PCM (Phase change materials, por sus siglas en inglés), el uso de ventilador de turbina de techo impulsado por el viento, la técnica de enfriamiento evaporatorio, el enfriamiento por mecha de algodón, y la expansión del gas almacenado a agua rociada. Los metodos de refrigeración activa emplea mecanismos que requieren energía para su funcionamiento, y entre los métodos mas utilizados se pueden encontrar el rociado de agua en la superficie superior del panel, el enfriamiento por impacto por chorro y paso de aire o agua en la superficie posterior a través de canales o conductos.[8]

Los fluidos más utilizados son el aire y el agua. En sistemas de refrigeración por aire, se utilizan ventiladores para mejorar la transferencia de calor. Sin embargo, los sistemas de refrigeración por agua han demostrado ser más eficientes debido a la mayor capacidad térmica del agua, la cual permite reducir significativamente la temperatura de los paneles y aprovechar el calor extraído para aplicaciones térmicas adicionales [9]. [10]

En lo que implica a la refrigeración activa, distintos diseños para el paso de un fluido capaz de extraer el calor disipado de los paneles se han generado. Estos diseños dependen de su finalidad, disponibilidad y capacidad de fabricación y adaptación del panel proveniente de fábrica que se ha adquirido. Es necesario el uso de energía adicional para la aplicación de bombas y/o ventiladores que le otorguen al fluido una velocidad óptima para favorecer la extracción de calor.

1.2.2. Geometrías de Construcción

Las geometrías de construcción de los sistemas PVT tienen un impacto directo en la eficiencia del intercambio térmico y, por ende, en el rendimiento general del sistema. La geometría de los colectores térmicos puede variar considerablemente, desde simples estructuras planas hasta configuraciones más complejas con tubos, aletas o serpentines.[11]

Uno de los diseños más comunes es el Panel de placa plana con tubos adosados, el cual consiste en unir tubos de material conductor, como cobre o aluminio, a la parte posterior de los paneles fotovoltaicos. El fluido refrigerante circula a través de los tubos, extrayendo el calor acumulado. Este diseño es sencillo, pero su eficiencia térmica es moderada debido a la limitada superficie de contacto entre los tubos y el panel [9]. De manera similar, el uso de serpentines o matrices de tubos utiliza una mayor densidad de tubos en una disposición en forma de serpentina o malla. Esta configuración permite una mayor superficie de contacto entre el fluido refrigerante y el panel, lo que mejora la eficiencia de la extracción de calor. Los estudios han mostrado que la disposición de los serpentines puede reducir la temperatura de los paneles en un 20 %, incrementando la eficiencia fotovoltaica en un 10 % [12].

Diseños populares para el paso de aire, son los canales de paso simple, doble y paralelo, los cuales comúnmente suelen usarse en métodos de refrigeración activa, incluyendo ventiladores impulsados por la misma generación eléctrica del panel, o bombas de agua los cuales al aumentar el flujo de fluido, logran una mayor extracción de calor por convección desde el panel.[13], [14]

Por otro lado, un campo poco explorado con respecto a la refrigeración de paneles, es el uso de paneles inundados. En esta configuración, el fluido refrigerante circula directamente en contacto con la parte trasera del panel, eliminando los elementos intermedios como los tubos. Esto maximiza el intercambio térmico y puede resultar en una mayor reducción de temperatura. Rosa-Clo et. al. [15] estudia este método de refrigeración para una aplicación en energía, dando una máxima eficiencia eléctrica y no encontrando problemas con el funcionamiento del mismo, teniendo en cuenta una estructura y un buen sistema de aislación hacia la caja de conversión.

1.2.3. Aplicaciones

Los sistemas PVT ofrecen una gama de aplicaciones que permiten un uso más eficiente de la energía solar en comparación con los sistemas fotovoltaicos convencionales [16], [17]. Estas aplicaciones son especialmente relevantes en sectores que requieren tanto energía térmica como eléctrica, como por ejemplo la Calefacción de hogares y en calentamiento agua sanitaria para edificios residenciales e industriales, donde, al integrar la producción de electricidad y calor en un solo sistema, se optimiza el uso del espacio y se reduce la necesidad de instalaciones adicionales, lo que es crucial en áreas urbanas con limitaciones de espacio [18] [19]

Por otro lado, en el sector agrícola, el uso de sistemas PVT ha sido de gran utilidad para el secado solar de productos como granos, frutas y vegetales. El calor residual de los paneles se aprovecha para calentar el aire que circula en los secadores solares, acelerando el proceso de secado mientras se genera electricidad para las operaciones

de campo. Se encuentra que la eficiencia térmica promedio, la eficiencia eléctrica y la eficiencia térmica general para el colector de aire PVT son 26,68 %, 11,26 % y 56,30 % respectivamente a una tasa de flujo másico de aire de 0,01 kg/s.[20], [21],

1.2.4. Modelos Eléctrico-Térmicos

El análisis de los sistemas PVT/Agua ha requerido el desarrollo de modelos físicos que describan tanto el comportamiento eléctrico como el térmico de los paneles. Por el lado eléctrico, mientras que el modelo KING ha demostrado tener una gran precisión a la hora de comparar las mediciones reales con las respuestas otorgadas por el modelo [22], De Soto et al. [23] proponen el modelo de los cinco parámetros, que utiliza datos proporcionados por el fabricante de un panel PV para predecir la curva corriente-voltaje en función de la irradiación solar y la temperatura de la celda, logrando a diferencia del primero encontrar un conjunto sencillo de ecuaciones que modelen el comportamiento eléctrico del panel.

Por el lado térmico, Spertino et. al [24] desarrolla un modelo térmico que representa la transferencia de calor por conducción, convección y radiación que sufre su panel de manera interna y con la interacción con el ambiente, mientras que Tiwari et. al. [25] propone un modelo térmico para cuatro configuraciones distintas de sistemas PVT, incluyendo colectores sin vidrio y con vidrio, con y sin tedlar.

Ambas facetas del sistema necesitan ser incluidas para el estudio de estos sistemas fotovoltaico térmicos, ya que ambas están relacionadas entre sí por la temperatura de celda, y por lo tanto se deben resolver las ecuaciones correspondientes de manera simultánea para poder describir a todo el aparato.

1.2.5. Energía Solar en Argentina

Argentina ha asumido compromisos internacionales en materia ambiental, como el Acuerdo de París de 2015, y ha sancionado normativas nacionales para la mitigación del cambio climático, entre ellas la Ley 27.520 sobre presupuestos mínimos de adaptación y mitigación al cambio climático global. Estos marcos normativos apuntan a una transición energética que reduzca la dependencia de fuentes fósiles y promueva el uso de energías limpias. En este contexto, la energía solar fotovoltaica se presenta como una de las principales tecnologías con potencial para crecer dentro de la matriz energética nacional, dada la abundancia del recurso solar en buena parte del territorio argentino.

La historia de la energía solar en el país comenzó en la década de 1970 con la creación de la Red Solarmétrica Nacional, impulsada por la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), con el objetivo de medir y caracterizar el recurso solar en distintas regiones. Sin embargo, el desarrollo del sector se vio condicionado durante años por la falta de continuidad en las políticas públicas, restricciones presupuestarias

y un contexto económico inestable. La Ley 25.019, sancionada en 1998 para promover las fuentes renovables, estableció incentivos fiscales y obligaciones de compra, pero no logró impulsar significativamente el sector debido a la competencia con la generación térmica subsidiada.

Posteriormente, la Ley 26.190 de 2006 y su modificatoria, la Ley 27.191 de 2015, introdujeron metas más ambiciosas para la participación de las energías renovables en la matriz nacional, fijando como objetivo un 20 % de cobertura para el año 2025. A esto se sumó la Ley 27.424 de 2017, que reguló la generación distribuida (GD) a partir de fuentes renovables, permitiendo a usuarios residenciales y comerciales inyectar excedentes a la red eléctrica. Estas políticas fueron acompañadas por programas específicos como GENREN y RenovAr, a través de los cuales se licitaron numerosos proyectos de gran escala.

En el marco del programa RenovAr, entre 2016 y 2019 se adjudicaron decenas de proyectos de energía solar distribuidos en diferentes provincias del país. Si bien no todos los proyectos fueron ejecutados, algunos parques de gran escala sí lograron conectarse a la red nacional y están actualmente en operación. Entre ellos se destacan el Parque Solar Cauchari (Jujuy), con una capacidad instalada de 300 MW, el Parque Solar Altiplano 200 (Salta) con 208 MW, Guañizuil II A (San Juan) con 117 MW, el Parque Solar Cafayate (Salta) con 80 MW y el Parque Solar Zonda I (San Juan), inaugurado en 2023, que constituye el primer parque solar estatal, con 3 MW en su etapa inicial y planes de expansión. A ellos se suma el Parque Solar Pampa del Infierno (Chaco), uno de los ingresos más recientes, con 130 MW de potencia instalada.

De acuerdo con datos de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima), en el año 2003 la potencia total instalada de fuentes renovables en Argentina era de apenas 381 MW. Para 2024, esa cifra aumentó a 6672 MW, de los cuales 1673 MW corresponden a energía solar fotovoltaica. En cuanto a la generación, la energía solar produjo 3941 GWh en 2024, lo que representa un crecimiento del 21 % respecto al año anterior. Este valor equivale al 17,2 % de toda la generación renovable del país. Estos datos reflejan un avance sostenido en el desarrollo de la energía solar, tanto en términos de capacidad instalada como de generación efectiva.

La generación distribuida, si bien representa una fracción menor de la capacidad total, también ha mostrado crecimiento, especialmente en provincias como Buenos Aires, Córdoba, Mendoza, Río Negro y San Luis, donde se han implementado sistemas conectados a red con beneficios tarifarios. No obstante, su expansión continúa dependiendo del acceso al financiamiento, incentivos fiscales y estabilidad en el marco regulatorio.

En este escenario, la energía solar en Argentina no solo se consolida como una fuente complementaria dentro del sistema eléctrico nacional, sino también como una herramienta clave para alcanzar objetivos ambientales. La disponibilidad del recurso

solar, combinada con la reducción sostenida de los costos tecnológicos, permite prever un rol cada vez más relevante para esta tecnología en los próximos años.

Existen muchas regiones en el país donde la obtención de energía eléctrica, como el agua sanitaria de red, es de difícil acceso, por lo cual la implementación de estos sistemas integrados es un beneficio importante para aquellas comunidades que habiten en estas zonas. Una de las regiones con mayor densidad de población en zonas montañosas y semidesérticas, con un excelente potencial solar, es el NOA, específicamente, en las provincias de Salta y Jujuy [26]

1.2.6. Desarrollo Energético Solar en Salta

En la provincia de Salta se ha impulsado el desarrollo y la adopción de la energía solar mediante legislación, proyectos de investigación aplicada, generación distribuida y herramientas de apoyo a la toma de decisiones. Uno de los principales instrumentos normativos es la Ley 7.824 de Balance Neto, sancionada en 2014, que establece el marco regulatorio para la conexión de sistemas de microgeneración renovable a la red eléctrica. Esta ley permite a usuarios residenciales y comerciales inyectar el excedente de energía eléctrica generada a partir de fuentes renovables, como la solar fotovoltaica, con un tope de 30 kW para residencias y 100 kW para industrias, y un cupo inicial de 1 MW de potencia total instalada. En 2017, mediante la Resolución Nº 164 de la Secretaría de Energía de la provincia, se amplió el cupo total permitido a 4 MW. En 2022, los proyectos bajo esta modalidad alcanzaron los 1,45 MW, ocupando aproximadamente el 35 % del cupo disponible.

En cuanto a instalaciones particulares, se resaltan las instalaciones en los campus universitarios de la ciudad. La Universidad Católica de Salta (UCASAL) implementó un sistema de 194 kW de potencia instalada en paneles fotovoltaicos, integrados arquitectónicamente a los techos de sus edificios. Este sistema se conecta a la red eléctrica interna del campus y constituye una de las mayores instalaciones solares universitarias del país. Por su parte, la Universidad Nacional de Salta (UNSa) avanza con la implementación de un parque solar propio, compuesto por 105 paneles con un voltaje de 14 V cada uno, y una potencia unitaria proyectada de 1500 W. En conjunto, el sistema aporta 150,000 W (150 kW) de potencia que se inyectan a la red interna durante todo el día. El parque fotovoltaico de la UNSa funciona además como soporte práctico para actividades de docencia e investigación en energías renovables.

Para facilitar la toma de decisiones y planificar la instalación de tecnologías solares, la provincia desarrolló el Sistema de Información Solar de Salta (SISol), una plataforma de consulta web desarrollada en el marco de convenios entre el CONICET, el INENCO y la Secretaría de Energía de Salta. SISol permite la visualización geo-referenciada de datos de radiación solar y temperatura, incluyendo promedios diarios, mensuales

y anuales, y dispone de módulos de evaluación técnico-financiera para la instalación de paneles solares fotovoltaicos y térmicos. La herramienta está construida sobre tecnologías abiertas como GEOSERVER, utiliza la API de Google Maps, y cuenta con librerías como VueJS, JQuery y Bootstrap para su interfaz. Su desarrollo siguió la metodología ágil Crystal Clear.

A su vez, el INENCO ha desarrollado software específico para el análisis y diseño de sistemas solares, con enfoque local. Uno de ellos es GEOSOL, que permite calcular la posición solar, duración del día y estimar radiación directa, difusa y global en cualquier superficie orientada. Otro es SIMEDIF, utilizado para estimar la temperatura horaria en el interior de edificios, temperaturas de superficiales, y demanda energética auxiliar de calefacción y refrigeración. El programa PREDISE, por su parte, permite realizar análisis en estado estacionario de temperatura media, carga térmica, fracción solar aprovechada y explorar alternativas de diseño pasivo en edificios, considerando materiales, orientación y aislación térmica.

El INENCO cuenta y contaba con varios proyectos de investigación y desarrollo enfocados en el uso de la energía solar en contextos locales. Uno de ellos por ejemplo es la investigación de Echazú et al. [27] sobre técnicas de refrigeración por paneles inundados, aplicada al bombeo solar en zonas cálidas; esta técnica se probó con paneles fotovoltaicos sumergidos en agua, mejorando tanto la eficiencia térmica como eléctrica del sistema. Por su parte, Durán y Condori [28] desarrollaron un modelo físico de un colector PVT con circulación de agua, que en simulaciones diarias mostró un incremento de hasta 15 % en potencia eléctrica frente a sistemas sin refrigeración activa [29]. Entre sus líneas de investigación se destacan diversos proyectos enfocados en la utilización del recurso solar. Uno de ellos estudia el diseño de sistemas solares combinados para calefacción mediante piso radiante y acumulación de agua caliente, optimizando la convección natural y el comportamiento térmico en ambientes interiores. Otro proyecto se enfoca en viviendas sociales, incorporando sistemas solares de calentamiento de aire, acumulación térmica, intercambiadores aire-aire y soluciones pasivas que mejoran la eficiencia energética. También se ha desarrollado una línea de investigación centrada en edificaciones rurales energéticamente autónomas, abastecidas con energía solar, para contextos sin conexión a la red. A esto se suma un programa de transferencia tecnológica que contempla el diseño e instalación de sistemas fotovoltaicos para iluminación, bombeo y acceso a servicios básicos en zonas aisladas, con bancos de ensayo y controladores inteligentes desarrollados localmente.

En el marco del desarrollo solar descentralizado en zonas de difícil acceso, la provincia de Salta impulsa el proyecto “13 Localidades”, que contempla la instalación y puesta en funcionamiento de trece micro-redes híbridas en pueblos de la región del altiplano. Estas redes están diseñadas a partir de sistemas PV y bancos de baterías, con respaldo convencional, y tienen como objetivo reemplazar gradualmente la gene-

ración térmica basada en gasoil, altamente costosa y contaminante. Las tres primeras localidades donde se inició la implementación (Cobres, Amblayo y Santa Rosa de los Pastos Grandes) constituyen el inicio del cambio estructural en la provisión energética de áreas remotas de la provincia. Para ello, se replicó el modelo aplicado previamente en Jujuy, que ya mostró viabilidad técnica y social en entornos de alta irradiación.

Se proyecta que todas las localidades de la Puna salteña operen bajo generación solar híbrida hacia finales de 2023, lo que permitirá reducir las emisiones de CO_2 y el consumo de combustibles fósiles, además de mejorar la estabilidad y previsibilidad de los costos energéticos en entornos rurales.

Este tipo de desarrollo se articula con los objetivos de largo plazo de la provincia en materia de generación distribuida, y se vincula con proyectos de mayor escala como el Parque Solar Altiplano 200, ubicado en San Antonio de los Cobres. Este parque constituye una de las principales inversiones en infraestructura fotovoltaica del país, y actualmente es la segunda planta solar más grande de Latinoamérica. Junto con otras instalaciones de gran escala en el norte argentino, como el Parque Cauchari en Jujuy, forma parte del conjunto de plantas solares destinadas a inyectar energía limpia al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). La provincia de Salta busca, de este modo, consolidarse como nodo estratégico de producción de energía renovable a escala regional, aprovechando su ubicación en una de las zonas con mayor irradiación solar del planeta.

En conjunto, estos desarrollos tecnológicos e institucionales reflejan una estrategia integral de la provincia de Salta para el aprovechamiento de la energía solar, combinando legislación, instalaciones concretas, plataformas de información pública y producción científica-tecnológica aplicada a las necesidades locales.

1.3. Conceptos Generales para el Análisis del Sistema PVT

Los sistemas fotovoltaico-térmicos (PVT) están diseñados para capturar y aprovechar la energía solar, permitiendo la producción simultánea de electricidad y calor. Este tipo de sistemas, que combina paneles fotovoltaicos con colectores térmicos, permite un mayor aprovechamiento de la radiación solar al generar energía eléctrica y, a la vez, recuperar calor a través de un sistema de enfriamiento.

Para comprender de mejor manera el comportamiento de estos sistemas, es necesario refrescar algunos conceptos importantes relacionados con ambos aspectos y cómo es la relación entre ambos.

1.3.1. Características del Comportamiento Eléctrico en Sistemas PVT

El rendimiento eléctrico de un sistema PVT depende en gran medida de la irradiancia solar y de las condiciones ambientales, así como de las propiedades del material y de la estructura del panel. La energía eléctrica producida está directamente relacionada con la cantidad de irradiancia que incide sobre la superficie del panel, que se descompone en componentes directas, difusas y reflejadas:

$$G = G_b + G_d + G_r \tag{1.1}$$

donde G es la irradiancia solar total en el plano del panel, G_b es la radiación directa, G_d es la radiación difusa y G_r es la radiación reflejada. La energía total incidente en el sistema es entonces:

$$Q_{\text{solar}} = G \cdot A_{\text{panel}} \tag{1.2}$$

Funcionamiento interno de la celda fotovoltaica. Cada celda solar se compone típicamente de un material semiconductor (como el silicio) dopado para formar una unión tipo p-n. Esta unión establece un campo eléctrico interno en la zona de deplexión. Cuando la radiación solar incide sobre la celda, los fotones con energía suficiente son absorbidos por el semiconductor, generando pares electrón-hueco. El campo eléctrico interno separa estos portadores de carga: los electrones son dirigidos hacia la región tipo n y los huecos hacia la región tipo p, generando así una corriente eléctrica cuando se conecta una carga externa. Este fenómeno es conocido como *efecto fotoeléctrico*.

Cuando la radiación solar incide sobre una celda fotovoltaica, parte de la energía es absorbida por el material semiconductor, generando pares electrón-hueco. Estos portadores de carga, impulsados por el campo eléctrico interno de la celda, dan lugar a una corriente continua (I) que circula hacia la carga externa conectada. A su vez, la diferencia de potencial generada entre los terminales de la celda se manifiesta como voltaje (V). El producto de ambos da como resultado la potencia eléctrica generada por el panel:

$$P = I \cdot V \tag{1.3}$$

Este comportamiento se representa mediante la curva característica I–V, la cual muestra cómo se relacionan corriente y voltaje bajo distintas condiciones de carga e irradiancia. El punto de operación más eficiente es el denominado *punto de máxima potencia* (MPP), donde se alcanza el valor más alto de $P = I \cdot V$.

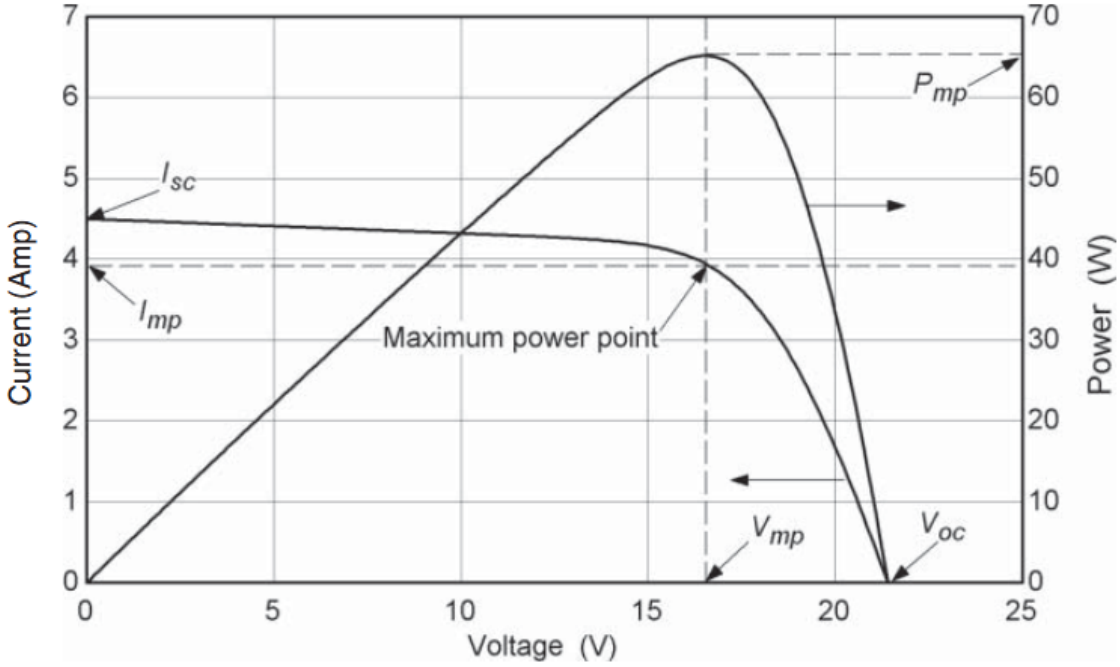


Figura 1.1: Curvas I-V , P-V típicas de un panel. (Duffie Beckman 5ta Edición)

Las variaciones de temperatura, irradiancia y configuración del sistema afectan la posición y magnitud del punto de máxima potencia, y por ende, la eficiencia eléctrica del sistema.

Los parámetros principales que afectan el comportamiento eléctrico del panel PV incluyen:

- **Temperatura de operación**: La eficiencia de los paneles fotovoltaicos disminuye conforme aumenta la temperatura de las celdas, debido a un aumento en la resistencia interna y la disminución en el voltaje de salida. Este comportamiento se cuantifica con el *coeficiente de temperatura* del panel, el cual indica el cambio porcentual en la eficiencia eléctrica por cada grado de aumento en la temperatura de operación.

- **Irradiancia solar**: La cantidad de energía eléctrica producida es proporcional a la irradiancia que incide sobre el panel. Sin embargo, la relación no es completamente lineal debido a las pérdidas resistivas y la variabilidad en la eficiencia de conversión a diferentes niveles de irradiancia.

- **Material y tecnología de la celda**: Los paneles fotovoltaicos están fabricados con diferentes materiales, siendo los más comunes el silicio monocristalino, policristalino y las celdas de película delgada. Cada tipo de material tiene una eficiencia de conversión distinta y un coeficiente de temperatura propio, lo cual afecta su rendimiento bajo distintas condiciones de irradiancia y temperatura.

- **Ángulo de inclinación y orientación**: El ángulo de inclinación del panel y su orientación con respecto al sol influyen en la cantidad de irradiancia captada. El ángulo óptimo de inclinación varía dependiendo de la ubicación geográfica y de la época del año, maximizando la captación de energía solar y, por ende, el rendimiento eléctrico.

- **Efecto de sombreado**: La presencia de sombras sobre el panel puede reducir drásticamente su rendimiento, ya que el sombreado parcial afecta la producción de corriente en toda la cadena de celdas conectadas en serie. Esto genera un desequilibrio y reduce la producción de energía, siendo necesario el uso de dispositivos como los diodos de bypass para mitigar estas pérdidas.

1.3.2. Bases del Comportamiento Térmico en Sistemas PVT

El análisis térmico en sistemas PVT es esencial para entender la transferencia de calor y la eficiencia térmica del sistema. Los sistemas PVT generan calor como subproducto de la conversión fotovoltaica, y este calor puede ser aprovechado mediante un colector térmico acoplado al panel. El flujo de calor hacia el colector térmico y su eficiencia dependen de los siguientes factores:

$$Q_{\text{térmico}} = \dot{m} c_p (T_{\text{out}} - T_{\text{in}}) \tag{1.4}$$

donde $\dot{m}$ es el caudal másico del fluido (generalmente agua), c_p es la capacidad calorífica específica del fluido, y T_{out} y T_{in} son las temperaturas del fluido a la salida y entrada del colector, respectivamente.

Para analizar la transferencia de calor en el sistema PVT, es importante entender los tres mecanismos principales involucrados: conducción, convección y radiación.

Conducción

La **conducción** es el mecanismo de transferencia de calor que ocurre dentro de los materiales sólidos del sistema PVT, como el panel fotovoltaico y el colector térmico. La tasa de conducción de calor se expresa mediante la ley de Fourier:

$$Q_{\text{conducción}} = kA \frac{\Delta T}{L} \tag{1.5}$$

donde k es el coeficiente de conductividad térmica del material, A es el área a través de la cual ocurre la conducción, ΔT es la diferencia de temperatura entre los extremos del material y L es el espesor del material. En un sistema PVT, la conducción afecta el flujo de calor desde el panel hacia el colector, especialmente en el material de contacto entre ambos componentes.

Convección

La **convección** es el mecanismo de transferencia de calor que ocurre en la interfaz entre el panel fotovoltaico o el colector y el fluido refrigerante o el aire ambiente. Este proceso es particularmente importante en sistemas PVT debido a la necesidad de disipar el calor acumulado en el panel para mantener la eficiencia del sistema. La transferencia de calor por convección se describe mediante:

$$Q_{\text{convección}} = hA(T_{\text{superficie}} - T_{\text{fluido}}) \tag{1.6}$$

donde h es el coeficiente de transferencia de calor por convección, A es el área de intercambio térmico, $T_{\text{superficie}}$ es la temperatura de la superficie del panel y T_{fluido} es la temperatura del fluido circundante (por ejemplo, aire o agua). La convección puede ser forzada (cuando el fluido es movido mediante una bomba o ventilador) o natural (cuando el flujo ocurre debido a diferencias de densidad).

Además de la transferencia de calor al fluido refrigerante, también se produce **convección al ambiente**. Esta pérdida térmica hacia el entorno se modela de forma análoga:

$$Q_{\text{ambiente}} = h_{\text{amb}}A(T_{\text{superficie}} - T_{\text{amb}}) \tag{1.7}$$

donde h_{amb} es el coeficiente de convección hacia el aire ambiente, y T_{amb} es la temperatura ambiente. Esta forma de disipación térmica también influye en el balance térmico general del sistema y debe ser tenida en cuenta en el modelado energético del colector.

Radiación

La **radiación** es el mecanismo de transferencia de calor que se produce mediante la emisión de ondas electromagnéticas desde la superficie del panel hacia el ambiente. Este proceso es significativo en sistemas expuestos a la intemperie, como los PVT, donde el panel emite energía en forma de radiación térmica. La transferencia de calor por radiación se calcula mediante la ley de Stefan-Boltzmann:

$$Q_{\text{radiación}} = \varepsilon\sigma A(T^4_{\text{superficie}} - T^4_{\text{cielo}}) \tag{1.8}$$

donde ε es la emisividad de la superficie, σ es la constante de Stefan-Boltzmann, A es el área de la superficie emisora, $T_{\text{superficie}}$ es la temperatura de la superficie del panel, y T_{cielo} es la temperatura del cielo. La radiación permite una disipación pasiva de calor hacia el entorno, contribuyendo a la reducción de la temperatura operativa del panel.

Además de la radiación hacia el cielo, también puede existir **transferencia radiativa interna** entre la placa absorbedora (o los tubos) del colector y el fluido refrigerante.

Esta contribución, aunque generalmente menor que la convectiva en sistemas con contacto directo, puede resultar significativa en configuraciones donde existe un espacio de aire o vacío entre superficies. En estos casos, la transferencia radiativa interna puede modelarse de forma simplificada como:

$$Q_{\text{rad,int}} = \varepsilon_{\text{ef}} \sigma A (T_{\text{placa}}^4 - T_{\text{fluido}}^4) \tag{1.9}$$

donde ε_{ef} es la emisividad efectiva entre la superficie emisora (placa) y el fluido o superficie receptora, T_{placa} es la temperatura de la placa absorbedora y T_{fluido} la del fluido refrigerante. Esta forma de intercambio térmico debe considerarse en el balance energético completo del sistema cuando las condiciones geométricas y materiales lo justifiquen.

En conjunto, estos mecanismos de transferencia de calor determinan el balance térmico del sistema PVT y afectan tanto la eficiencia térmica como la eficiencia eléctrica del sistema. El balance de energía en el sistema se expresa como:

$$Q_{\text{solar}} = Q_{\text{eléctrica}} + Q_{\text{térmico}} + Q_{\text{perdido}} \tag{1.10}$$

finalmente, desprendido de los analisis anteriores, se puede calcular una eficiencia globaldel sistema de la siguiente forma:

$$\eta_{\text{total}} = \eta_{\text{eléctrica}} + \eta_{\text{térmica}} \tag{1.11}$$

donde $\eta_{\text{eléctrica}}$ es la eficiencia del módulo fotovoltaico, y $\eta_{\text{térmica}}$ es la eficiencia térmica del colector.

1.3.3. Convección interna

El análisis de la transferencia de calor por convección es crucial para entender el comportamiento térmico de los sistemas que involucran fluidos en movimiento, como en intercambiadores de calor, sistemas de refrigeración y diversos dispositivos de transferencia térmica. Tres parámetros fundamentales en la descripción de la convección son el número de Reynolds (Re), el número de Nusselt (Nu) y el coeficiente de transferencia de calor convectivo (h).

Número de Reynolds (Re)

El número de Reynolds (Re) es un número adimensional que describe la relación entre las fuerzas inerciales y viscosas en un fluido en movimiento. Se calcula como:

$$Re = \frac{\rho u D}{\mu}$$

donde ρ es la densidad del fluido, u es la velocidad media del fluido, D es el diámetro característico del conducto, y μ es la viscosidad dinámica del fluido. Este parámetro es importante para identificar el tipo de flujo:

- **Flujo laminar:** Si $Re < 2000$, el flujo es laminar, lo que significa que las partículas del fluido se mueven de forma ordenada y suave, sin turbulencias. En este caso, la transferencia de calor es limitada por la capa límite térmica que se forma cerca de las paredes del conducto.
- **Flujo transitorio:** Si $2000 < Re < 4000$, el flujo es transitorio, lo que implica una transición entre flujo laminar y turbulento. Este régimen es menos estable y las condiciones de flujo pueden variar.
- **Flujo turbulento:** Si $Re > 4000$, el flujo se vuelve turbulento, lo que implica un movimiento caótico y desordenado de las partículas del fluido. En este caso, la mezcla del fluido es mayor, lo que aumenta la transferencia de calor debido a la reducción de la capa límite térmica.

Número de Nusselt (Nu)

El número de Nusselt (Nu) es un número adimensional que relaciona la transferencia de calor convectiva con la conductiva. Se define como:

$$Nu = \frac{hD}{k}$$

donde h es el coeficiente convectivo de transferencia de calor, D es el diámetro del conducto, y k es la conductividad térmica del fluido. El número de Nusselt es una medida de la eficiencia de la transferencia de calor en un sistema. Para flujos turbulentos, el valor de Nu es mayor, lo que indica una mayor eficiencia en la transferencia de calor debido a la mejor mezcla del fluido.

Coeficiente de Transferencia de Calor Convectivo (h)

El coeficiente de transferencia de calor convectivo (h) es una medida de la capacidad de un fluido para transferir calor hacia o desde una superficie. Se puede calcular mediante correlaciones empíricas que dependen del régimen de flujo (laminar, transitorio o turbulento), así como de las características geométricas del sistema, como el diámetro de los conductos o la configuración de las superficies. En flujos turbulentos, se observa un incremento en h debido a la mayor mezcla del fluido y la reducción de la capa límite térmica.

La relación entre estos parámetros es esencial para el diseño y la optimización de sistemas térmicos. La eficiencia térmica puede mejorar significativamente si se optimizan las condiciones de flujo y se favorece un régimen turbulento, ya que esto contribuye a un aumento del número de Nusselt y, por ende, del coeficiente de transferencia de calor.

1.3.4. Convección Interna en Tubos de Área Circular

La convección interna en tubos de área circular es un fenómeno ampliamente estudiado en la transferencia de calor, especialmente en sistemas donde los fluidos circulan a través de conductos de sección transversal circular. El análisis de la transferencia de calor en estos sistemas depende de diversos factores, entre ellos, el diámetro hidráulico (D_h) del conducto, que juega un papel fundamental en la determinación del régimen de flujo y la eficiencia térmica.

El diámetro hidráulico (D_h) para un tubo de área circular se define como el diámetro del conducto, es decir:

$$D_h = D$$

donde D es el diámetro del tubo. Este parámetro es importante porque en muchos casos el flujo en conductos no es perfectamente simétrico, y el diámetro hidráulico puede ayudar a describir de manera más precisa el comportamiento del fluido.

Regímenes de Flujo

El régimen de flujo se clasifica en función del número de Reynolds (Re), que se calcula como:

$$Re = \frac{\rho u D_h}{\mu}$$

donde ρ es la densidad del fluido, u es la velocidad media del fluido, D_h es el diámetro hidráulico del conducto y μ es la viscosidad dinámica del fluido.

Para poder encontrar el valor de el coeficiente convectivo, se presentan algunas correlaciones empíricas utilizadas para estimar el número de Nusselt en distintos regímenes y que son presentadas en Incropera [30]

1. **Flujo laminar completamente desarrollado (térmica e hidrodinámicamente), tubo circular:**

$$Nu = 3{,}66 \tag{1.12}$$

2. **Flujo laminar con desarrollo térmico, condición de pared a temperatura**

constante (Sieder-Tate modificada):

$$Nu = 1{,}86 \left(\frac{Re \cdot Pr \cdot D_h}{L} \right)^{1/3} \left(\frac{\mu}{\mu_s} \right)^{0{,}14} \tag{1.13}$$

3. **Flujo turbulento en tubos (correlación de Dittus-Boelter):**

$$Nu = 0{,}023 \cdot Re^{0{,}8} \cdot Pr^{n} \tag{1.14}$$

donde $n = 0{,}4$ para calentamiento del fluido y $n = 0{,}3$ para enfriamiento.

4. **Flujo turbulento, fórmula de Gnielinski (válida para** $3000 < Re < 5 \times 10^6$**):**

$$Nu = \frac{(f/8)(Re - 1000)Pr}{1 + 12{,}7(f/8)^{1/2}(Pr^{2/3} - 1)} \tag{1.15}$$

donde f es el factor de fricción, que puede calcularse mediante la ecuación de Petukhov:

$$f = (0{,}79 \ln Re - 1{,}64)^{-2} \tag{1.16}$$

Estas correlaciones permiten estimar el coeficiente de transferencia de calor por convección h en distintas condiciones de flujo interno, siendo fundamentales para el diseño y análisis térmico de sistemas PVT. La elección de la relación adecuada depende del régimen de flujo (laminar o turbulento), del desarrollo térmico e hidrodinámico, y de las propiedades del fluido. Su correcta aplicación es esencial para modelar con precisión el intercambio térmico entre el fluido refrigerante y las paredes del colector, impactando directamente en la eficiencia térmica del sistema.

1.4. Entornos Computacionales

La simulación numérica se considera una herramienta fundamental en la ciencia y la ingeniería. Este método permite modelar y analizar sistemas complejos mediante la replicación de condiciones reales en un entorno virtual y controlado. A través de la simulación numérica, se facilita la comprensión y predicción de fenómenos físicos, proporcionando una representación precisa del comportamiento de sistemas reales. En el análisis de sistemas de energía solar y, en particular, de sistemas fotovoltaico-térmicos (PVT), la simulación numérica es utilizada como una técnica esencial para optimizar su diseño y eficiencia. Con esta metodología, el comportamiento de un colector PVT puede modelarse bajo diversas condiciones climáticas y operativas, permitiendo así una evaluación de su desempeño sin la construcción de múltiples prototipos físicos. Este enfoque contribuye a una significativa reducción de tiempo y recursos y permite identificar con mayor precisión los factores que influyen en la eficiencia y viabilidad de

estos sistemas. La simulación numérica posibilita, además, el análisis de parámetros como el flujo de refrigerante, la geometría del colector y el ángulo de inclinación del panel, lo cual resulta en una evaluación integral del sistema. Escenarios extremos o condiciones no convencionales también pueden ser evaluados, evitando los altos costos de replicación experimental. Asimismo, la simulación contribuye a la validación y ajuste de modelos teóricos, minimizando el riesgo de errores en el diseño que podrían afectar el rendimiento a largo plazo. De esta manera, la técnica permite la rápida iteración en el desarrollo de nuevos materiales y configuraciones, orientando la investigación hacia soluciones de mayor eficiencia y sostenibilidad en la captación y uso de energía solar.

Uno de los software más utilizados a nivel global para el análisis de transferencia de calor en colectores es TRNSYS (pronunciado 'tran-sis'). TRNSYS es un software ampliamente utilizado para el análisis de transferencia de calor en colectores y otros sistemas térmicos. Este entorno gráfico flexible permite simular sistemas transitorios y evaluar el rendimiento de sistemas de energía térmica y eléctrica. Además, admite aplicaciones en otros contextos dinámicos, como el flujo de tráfico y procesos biológicos. El programa consta de dos partes: un motor de procesamiento y una biblioteca de componentes. El motor, o kernel, procesa el archivo de entrada, resuelve el sistema iterativamente y evalúa la convergencia, además de proveer utilidades para cálculos termofísicos, inversión de matrices y otras operaciones numéricas.

Por otro lado, ANSYS es una suite de software ampliamente utilizada para la simulación de ingeniería en una variedad de disciplinas, incluidas la transferencia de calor, mecánica de fluidos y análisis estructural. Es particularmente valiosa en la simulación de sistemas complejos donde interactúan múltiples fenómenos físicos. En el contexto de los colectores fotovoltaicos térmicos, ANSYS puede ser utilizado para modelar tanto el comportamiento térmico como el flujo de fluidos dentro del sistema, permitiendo una simulación detallada de la distribución de temperatura en los paneles solares y los efectos de diferentes configuraciones de aislamiento y geometría. ANSYS ofrece herramientas avanzadas de modelado de redes de elementos finitos (FEM) que pueden simular con precisión la transferencia de calor en materiales complejos y los efectos de la radiación en los colectores solares. Además, mediante el módulo ANSYS Fluent, es posible simular el flujo de aire o fluidos en contacto con las superficies térmicas del colector, proporcionando información clave para mejorar la eficiencia del sistema. El software permite realizar simulaciones bajo diversas condiciones operativas, lo que facilita la optimización del diseño y la validación de los modelos sin la necesidad de costosos experimentos físicos.

Otro software que vale la pena mencionar debido a la cantidad de menciones en distintos artículos es MATLAB, el cual es un entorno de programación utilizado para el análisis, modelado y simulación de sistemas en ingeniería y ciencia. Se caracteriza por su enfoque en el cálculo matricial y el uso de métodos numéricos, lo que permite resolver

ecuaciones complejas y analizar datos de sistemas dinámicos. En aplicaciones térmicas, MATLAB facilita el cálculo de transferencia de calor y la evaluación de sistemas de intercambio térmico, integrando modelos de conducción, convección y radiación. Con Simulink, se representan visualmente sistemas térmicos y se modelan intercambiadores de calor y conductos bajo distintas condiciones operativas. Herramientas como la Partial Differential Equation Toolbox y la Thermal Library en Simscape amplían las aplicaciones en simulaciones térmicas avanzadas y optimización de diseño.

En los últimos años, Python se ha consolidado como una de las plataformas de desarrollo científico más utilizadas a nivel global, debido a su naturaleza de código abierto, su sintaxis clara y la amplia disponibilidad de bibliotecas específicas para cálculo numérico, modelado físico y análisis de datos. En el contexto del modelado y simulación de sistemas de energía solar, Python ofrece herramientas robustas como NumPy y SciPy para operaciones matriciales y resolución de ecuaciones diferenciales, Matplotlib y Seaborn para visualización de resultados, y Pandas para el manejo y procesamiento eficiente de datos. En particular, bibliotecas como pvlib permiten modelar sistemas fotovoltaicos completos, calculando desde la irradiancia incidente hasta la producción eléctrica esperada en distintas condiciones ambientales. En estudios térmicos, paquetes como CoolProp y Thermo proporcionan datos termodinámicos precisos de fluidos, lo cual resulta esencial para modelar colectores térmicos o sistemas PVT con refrigeración activa. Además, Python facilita la integración de diferentes modelos en una misma plataforma mediante la programación modular y orientada a objetos, lo cual permite desarrollar simulaciones complejas de manera escalable. Su compatibilidad con entornos como Jupyter Notebook y su integración con herramientas de optimización (por ejemplo, SciPy.optimize o Pyomo) lo convierten en un entorno de trabajo adecuado para tareas de validación experimental, ajuste de parámetros y diseño iterativo de prototipos. Por estas razones, Python representa una alternativa flexible y potente para el análisis computacional de sistemas solares, complementando o incluso sustituyendo a plataformas tradicionales de simulación como MATLAB o TRNSYS en muchos casos de investigación aplicada.

Si bien la mayoría de los artículos mencionados utilizan TRNSYS para las simulaciones correspondientes a sus investigaciones, para el presente trabajo, se utiliza el programa SIMUSOL para poder desarrollar el modelo numérico a través de la representación esquemática de los circuitos que representan las caras térmicas y eléctricas que componen al panel y al colector formado por el mismo.

1.4.1. Simusol

Simusol es un software libre bajo licencia GPL (General Public License) desarrollado por Dolores Alía de Saravia, Luis R. Saravia, y Diego Saravia, quienes formaron

y forman parte de la Facultad de Ciencias Exactas y el Instituto INENCO (UNSa-Conicet) en la Universidad Nacional de Salta, Argentina. Este programa facilita la descripción y simulación numérica de diversos circuitos físicos, con un enfoque especial en sistemas térmicos y de energía solar. Simusol integra otros programas libres bajo licencia GPL, como Dia, que utiliza una plantilla de Circuito Térmico para elaborar diagramas de circuitos; Sceptre, para la simulación numérica; y Gnuplot, para generar gráficos de funciones.

Simusol ofrece ventajas significativas frente a otros programas de simulación debido, en primer lugar, a su accesibilidad. Como software de código abierto desarrollado en Linux, permite un acceso gratuito y flexible, siendo compatible con entornos Linux incorporados en sistemas Windows 10 y 11. Esta característica facilita su utilización en múltiples plataformas, eliminando restricciones de acceso y adaptándose a diversas configuraciones de usuario.Además, Simusol presenta una interfaz visual intuitiva, lo que lo hace especialmente útil para usuarios sin experiencia en lenguajes de programación.

Su diseño permite realizar simulaciones a través de diagramas de conexión, basándose en analogías térmicas y eléctricas que simplifican la comprensión del sistema simulado. Esta estructura facilita a quienes poseen conocimientos en física ejecutar simulaciones complejas, sin necesidad de conocimientos avanzados en programación, optimizando así el proceso de modelado para análisis térmicos en proyectos académicos y de investigación.

1.4.2. Funcionamiento Operativo de Simusol

Simusol es una herramienta de simulación que modela circuitos térmicos utilizando principios análogos a los circuitos eléctricos, lo que permite un análisis efectivo de la transferencia de calor entre componentes. Su funcionamiento se basa en dos componentes principales: el software Dia, que se utiliza para diseñar y configurar diagramas técnicos en formato XML, y Sceptre, que se encarga de realizar los cálculos necesarios para la simulación.

La etapa de diseño en Simusol comienza con el uso de Dia, donde se crean diagramas visuales que representan los diferentes elementos del circuito, como resistencias, acumuladores de calor y fuentes de temperatura. Cada uno de estos componentes se identifica mediante etiquetas únicas, como “R” para resistencias y “C” para acumuladores, lo que asegura una organización clara y coherente del circuito. Dia permite la conexión precisa de estos elementos mediante un sistema de “enganches” que garantizan que las líneas de conexión estén correctamente asociadas a sus respectivos nodos. Este enfoque visual no solo facilita la creación de diagramas complejos, sino que también optimiza la legibilidad y el análisis del sistema diseñado.

Una vez que el circuito ha sido configurado en Dia, Sceptre se encarga de llevar a

cabo los cálculos de simulación. Este programa especializado se enfoca en el análisis transitorio, lo que significa que calcula cómo cambian las temperaturas y los flujos de calor a lo largo del tiempo, basándose en las condiciones iniciales y las fuentes de calor presentes en el sistema. La combinación de estas capacidades permite a Simusol ofrecer un modelo numérico robusto que refleja el comportamiento térmico del sistema bajo diversas condiciones operativas.

En resumen, Simusol integra eficazmente el diseño gráfico de circuitos en Dia con la potencia de cálculo de Sceptre, facilitando así una simulación precisa de sistemas térmicos. Este enfoque no solo permite representar visualmente el circuito, sino que también transforma ese diseño en un modelo numérico que puede predecir el comportamiento térmico de cada componente a lo largo del tiempo, contribuyendo así a un análisis más profundo y a la optimización de sistemas térmicos en aplicaciones prácticas.

El software, con el apoyo de Ngp, interpreta los resultados generados por Sceptre, los almacena y los visualiza mediante Gnuplot. Este proceso genera varios archivos:

- Un archivo ".simul", con los datos numéricos completos de la simulación, correspondientes a las variables definidas en el cuadro RESULTADOS o configuradas por defecto.
- Archivos de texto con extensión ".gnu", que contienen las definiciones de gráficos para Gnuplot y son editables por el usuario para ajustar la presentación de los gráficos.
- Archivos encapsulados en formato PostScript (".eps"), en tonos de gris, que contienen cada uno de los gráficos generados.
- Archivos en formato PNG (".png"), en color, que muestran los gráficos generados.
- Un archivo con extensión ".res", que contiene un resumen de la simulación.

Capítulo 2

Modelo Físico del sistema PVT

Un modelo físico es una representación matemática de un sistema real construida a partir de leyes y principios fundamentales de la física. Su propósito es describir, explicar y predecir el comportamiento del sistema en cuestión, mediante la formulación de ecuaciones que representan las interacciones entre sus componentes y con su entorno. Estos modelos permiten analizar el funcionamiento de dispositivos o procesos sin la necesidad de recurrir a ensayos experimentales en cada etapa del desarrollo, lo cual resulta particularmente útil en la fase de diseño y optimización.

Como parte de esta tesis, se desarrolla un modelo físico para un sistema fotovoltaico-térmico (PVT), un dispositivo híbrido que combina la conversión fotovoltaica de la radiación solar en energía eléctrica con la captación simultánea de calor útil. La modelación de este tipo de sistemas requiere abordar de forma conjunta los fenómenos térmicos y eléctricos involucrados, así como sus interacciones.

El modelo implementado se compone de dos partes principales: un modelo térmico y un modelo eléctrico. El comportamiento térmico del colector se representa siguiendo la metodología propuesta por Spertino et al.[24], la cual considera el balance de energía en las distintas capas del dispositivo, las pérdidas térmicas al ambiente y la circulación de agua como fluido refrigerante. Por su parte, el modelo eléctrico se basa en la formulación de De Soto et al.[23], ampliamente utilizada para describir el funcionamiento de módulos fotovoltaicos a partir de parámetros característicos y condiciones ambientales.

Ambos modelos han sido implementados en el entorno de simulación *Simusol* y se unifican para dar resultados al problema de simular el sistema completo.

Las secciones siguientes presentan con mayor detalle la formulación matemática de cada uno de los modelos, así como su implementación computacional en el entorno de simulación adoptado.

2.1. Modelos considerados

2.1.1. Modelo Eléctrico

El comportamiento eléctrico del módulo fotovoltaico se representa mediante el modelo de los cinco parámetros, formulado por De Soto et al.[23]. Este modelo utiliza un circuito equivalente compuesto por una fuente de corriente dependiente de la irradiancia, un diodo ideal, una resistencia serie y una resistencia en derivación, lo cual permite capturar las principales pérdidas internas y no linealidades del dispositivo.

Los parámetros del modelo se obtienen a partir de los datos provistos por el fabricante y permiten estimar con buena precisión la respuesta eléctrica del módulo ante diferentes condiciones de operación. Esta formulación fue implementada en el entorno *Simusol* para su integración con el modelo térmico del sistema.

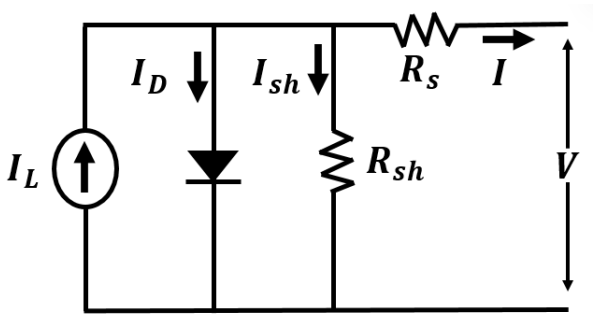


Figura 2.1: Circuito electrico equivalente al panel

La expresión que lo define se basa en la ecuación del diodo y permite calcular la corriente de salida I en función de la tensión V, la temperatura de operación y la irradiancia incidente:

$$I = I_L - I_D - \frac{V + IR_s}{R_{\text{sh}}}$$

El modelo permite obtener una representación precisa de la curva característica de corriente vs voltaje I-V, la cual permite comparar el funcionamiento del panel en condiciones ideales en contraste a las condiciones reales de uso.

Las ecuaciones que describen el comportamiento eléctrico de un panel fotovoltaico, según De Soto, son las siguientes:

$$a = a_{\text{ref}} \frac{T_c}{T_{\text{ref}}} \tag{2.1}$$

$$I_D = I_0 \left(e^{\frac{V+IR_s}{a}} - 1 \right) \tag{2.2}$$

$$I_0 = I_{0\text{ref}} \left(\frac{T_c}{T_{\text{ref}}} \right)^3 e^{\frac{\epsilon_N}{a_{\text{ref}}} \left(1 - \frac{T_{\text{cref}}}{T_c}\right)} \tag{2.3}$$

$$I_L = \frac{G_{\text{T}}}{G_{T\text{ref}}} \left[I_{L\text{ref}} + \mu_{I\text{sc}} (T_c - T_{\text{ref}}) \right] \tag{2.4}$$

$$R_s = \frac{\alpha \cdot \ln\left(1 - \frac{I_{\text{mp}}}{I_L}\right) - V_{\text{mp}} + V_{\text{oc}}}{I_{\text{mp}}} \tag{2.5}$$

$$\eta_{\text{el}} = \frac{P_{\text{max,SC}}}{G_{\text{SC}} A_{\text{ef}}} \left[1 - \gamma_{\text{mp}} (T_{\text{cel}} - T_{\text{SC}}) \right] \tag{2.6}$$

Donde:

- a representa la corrección por temperatura del parámetro de idealidad del diodo.
- I_D describe la corriente del diodo considerando la caída de tensión en la resistencia serie.
- I_0 modela la dependencia de la corriente de saturación del diodo con la temperatura de la célula.
- I_L calcula la corriente generada por la célula en función de la irradiancia y la temperatura.
- R_s permite estimar la resistencia serie del módulo a partir de parámetros eléctricos medidos en el punto de máxima potencia.
- η_{el} expresa la eficiencia eléctrica del módulo considerando la temperatura de operación y la pérdida térmica con respecto a condiciones estándar.

2.1.2. Modelo térmico

El análisis térmico del sistema fotovoltaico-térmico (PVT) se fundamenta en balances de energía que permiten determinar las temperaturas en las interfaces de las distintas capas del módulo. Estas ecuaciones pueden adaptarse a diferentes configuraciones geométricas, considerando las características propias de sistemas con circulación de agua.

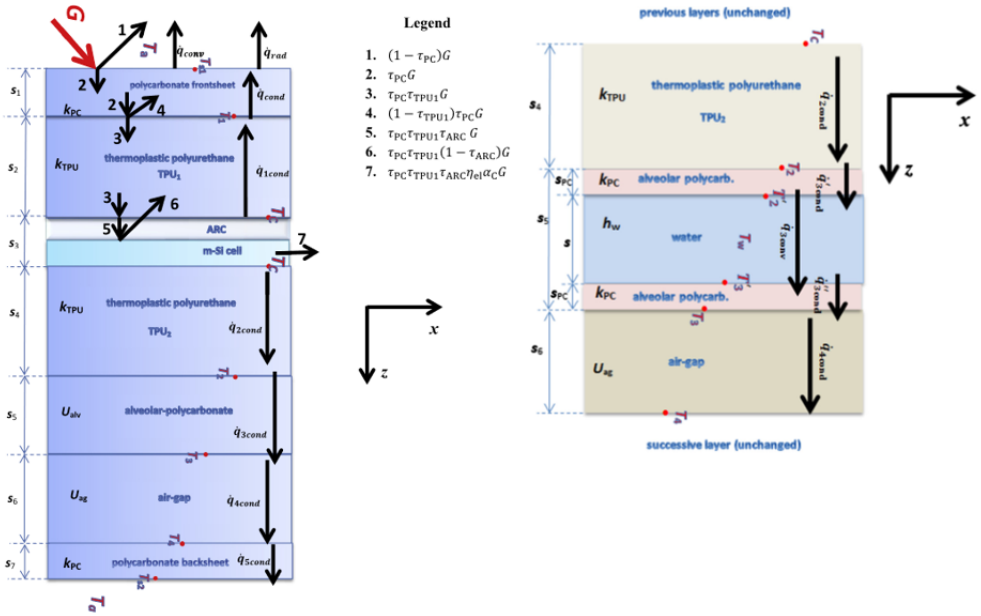


Figura 2.2: Modelo Termico por capas. Sin refrigerante a izquirda. Capa de refrigerante a la derecha. Spertino et. al. 2016

En este modelo se asume que el flujo de calor es estacionario y unidimensional, dado que los gradientes de temperatura más significativos se presentan en la dirección perpendicular al plano de las celdas fotovoltaicas. El análisis térmico se desarrolla siguiendo el modelo propuesto por Spertino et al.[24], en el cual las propiedades térmicas, como la conductividad, se consideran constantes y se desprecia la resistencia térmica de contacto entre interfaces.

Además, la celda fotovoltaica se modela como térmicamente uniforme, ignorando su espesor. También se descartan las contribuciones a la absorción solar del poliuretano termoplástico (TPU) y del policarbonato (PC), debido a su bajo impacto en la conversión térmica.

Las ecuaciones de transferencia de calor utilizadas en el modelo son las siguientes:

- **Cubierta:**

$$\dot{q}_{\text{cond,cub}} = \dot{q}_{\text{conv,v}} + \dot{q}_{\text{rad,cielo}} = \frac{k_{\text{cub}}}{\text{esp}_{\text{cub}}}(T_{\text{inter1}} - T_{\text{cub}}) = h_{\text{viento}}(T_{\text{cub}} - T_{\text{amb}}) - h_{\text{rad,ciel}}(T_{\text{cub}} - T_{\text{ciel}}) \tag{2.7}$$

- **Celda fotovoltaica:**

$$\alpha_{\text{cel}}\,\tau_1\;\tau_{\text{ARC}}.\;\tau_{\text{cub}}\,(1-\eta_{\text{elec}})\,G = \frac{k_{\text{cub}}}{\text{esp}_{\text{cub}}}(T_{\text{cel}} - T_{\text{inter1}}) \tag{2.8}$$

- **Ducto de agua:**

$$\dot{q}_{\text{ducto}} = U_{\text{aire}}(T_{\text{duc1}} - T_{\text{aire}}) = U_{\text{aire}}(T_{\text{aire}} - T_{\text{duc2}}) \qquad \text{(sin circulación de flujo)} \quad (2.9)$$

$$\dot{q}_{\text{conv,agua1}} = \dot{q}_{\text{conv,agua2}} = h_{\text{agua}}(T_{\text{agua}} - T_{\text{duc1}}) = h_{\text{agua}}(T_{\text{agua}} - T_{\text{duc2}}) \qquad \text{(con flujo)} \quad (2.10)$$

- **Fondo del colector:**

$$\dot{q}_{\text{fondo}} = \dot{q}_{\text{cond,fondo}} = U_{\text{ambiente}}(T_{\text{ambiente}} - T_{\text{fondo,ext}}) = \frac{k_{\text{PC}}}{\text{esp}_{\text{fondo}}}(T_{\text{fondo1}} - T_{\text{fondo2}}) \quad (2.11)$$

Donde:

- **Temperaturas:** $T_{\text{cub}}, T_{\text{inter1}}, T_{\text{cel}}, T_{\text{ciel}}, T_{\text{amb}}, T_{\text{duc1}}, T_{\text{duc2}}, T_{\text{aire}}, T_{\text{agua}}, T_{\text{ambiente}}, T_{\text{fondo,ext}}$, $T_{\text{fondo1}}, T_{\text{fondo2}}$ representan las distintas temperaturas presentes en el modelo, incluyendo las de la cubierta, celda, cielo, aire, agua y fondo del colector, tanto en su cara interna como externa.

- **Transferencias de calor:** $\dot{q}_{\text{cond,cub}}, \dot{q}_{\text{conv,v}}, \dot{q}_{\text{rad,cielo}}, \dot{q}_{\text{ducto}}, \dot{q}_{\text{conv,agua1}}, \dot{q}_{\text{conv,agua2}}, \dot{q}_{\text{fondo}}$, $\dot{q}_{\text{cond,fondo}}$ indican las distintas formas de transferencia térmica consideradas en el sistema, por conducción, convección y radiación, tanto en la cubierta como en el ducto y el fondo.

- **Coeficientes térmicos:** $k_{\text{cub}}, k_{\text{PC}}, h_{\text{viento}}, h_{\text{rad,ciel}}, h_{\text{agua}}, U_{\text{aire}}, U_{\text{ambiente}}$ son los coeficientes de transferencia de calor por conducción, convección o radiación, dependiendo del material o medio de intercambio.

- **Espesores:** $\text{esp}_{\text{cub}}, \text{esp}_{\text{fondo}}$ representan los espesores físicos de las capas de la cubierta y el fondo del colector.

- **Propiedades ópticas y eléctricas:** $\alpha_{\text{cel}}, \tau_1, \tau_{\text{ARC}}, \tau_{\text{cub}}, \eta_{\text{elec}}, G$ describen las propiedades relacionadas con la captación de radiación solar: absortividad, transmitancia de capas, eficiencia eléctrica de la celda y la irradiancia solar incidente.

2.1.3. Colectores solares de placa plana y eficiencia térmica

Los colectores solares térmicos de placa plana son dispositivos ampliamente utilizados en la captación de energía solar térmica para aplicaciones de baja y media temperatura, como el calentamiento de agua sanitaria, calefacción por piso radiante y procesos industriales moderados. Su diseño equilibra simplicidad constructiva, bajo costo y eficiencia aceptable bajo diversas condiciones climáticas.

El principio de funcionamiento se basa en la conversión de la radiación solar incidente en calor, que es absorbido por una superficie metálica y transferido a un fluido de trabajo que circula por una red de tubos en contacto con dicha superficie. El conjunto se encuentra encerrado en una estructura que incorpora una cubierta transparente para minimizar pérdidas convectivas y un aislamiento posterior que limita la pérdida de calor hacia el ambiente.

Componentes principales

Un colector de placa plana típico consta de los siguientes elementos:

- **Cubierta transparente:** situada en la parte frontal, permite el paso de la radiación solar y reduce las pérdidas térmicas. Se emplea usualmente vidrio templado de bajo contenido en hierro o polímeros de alta transmitancia.
- **Placa absorbedora:** generalmente de cobre o aluminio, con un recubrimiento selectivo que presenta alta absortancia y baja emisividad. Es el componente encargado de absorber la radiación solar transmitida y conducir el calor hacia el fluido.
- **Tuberías:** conductos soldados o adheridos a la placa absorbedora por donde circula el fluido de trabajo. La configuración puede ser tipo serpentina o meandro.
- **Aislación térmica:** material de baja conductividad térmica ubicado en la parte posterior y laterales del colector. Se utilizan comúnmente poliuretano expandido o poliestireno extruido.
- **Bastidor:** estructura contenedora, generalmente de aluminio anodizado o acero galvanizado, que proporciona rigidez y protección al conjunto.

Modelo clásico de eficiencia térmica

El análisis en régimen estacionario de un colector de placa plana conduce a un modelo energético simplificado que estima la potencia útil entregada al fluido como:

$$\dot{Q}_u = A_c \cdot F_R \left[S - U_L (T_{\text{in}} - T_a) \right] \tag{2.12}$$

donde las variables representan:

- $\dot{Q}_u$: potencia térmica útil (W),
- A_c: área del colector (m^2),
- F_R: factor de remoción de calor,
- $S = G_T(\tau\alpha)$: ganancia solar útil por unidad de área,
- G_T: irradiancia solar sobre el plano del colector,
- $\tau\alpha$: producto óptico de la cubierta y el absorbedor,
- U_L: coeficiente global de pérdidas térmicas,
- T_{in}, T_a: temperaturas de entrada del fluido y ambiente, respectivamente.

La eficiencia térmica del colector se define como:

$$\eta = \frac{\dot{Q}_u}{A_c \cdot G_T} = F_R \left[\tau\alpha - \frac{U_L(T_{\text{in}} - T_a)}{G_T} \right] \tag{2.13}$$

Esta expresión muestra explícitamente la dependencia de la eficiencia con la diferencia térmica entre el fluido y el ambiente, así como con las propiedades ópticas y térmicas del colector.

Dependencia con el flujo másico

El parámetro F_R depende del caudal másico del fluido, del área del colector, del calor específico y del coeficiente de pérdidas. Su expresión es:

$$F_R = \frac{\dot{m}c_p}{A_c U_L} \left[1 - \exp\left(-\frac{F' A_c U_L}{\dot{m}c_p} \right) \right] \tag{2.14}$$

donde F' es la eficiencia de conducción entre la placa absorbedora y el fluido. A medida que el flujo másico aumenta, el valor de F_R se incrementa, tendiendo asintóticamente hacia F'. Esto implica que el colector puede extraer más calor del absorbedor, aunque el salto térmico ΔT disminuya.

Aplicación al modelo computacional

En el contexto de esta tesis, no se utiliza directamente el modelo clásico de eficiencia térmica ni la ecuación con F_R. En su lugar, se opta por calcular la potencia útil mediante la definición fundamental de calor sensible:

$$\dot{Q}_u = \dot{m} \cdot c_p \cdot (T_{\text{out}} - T_{\text{in}}) \tag{2.15}$$

Esta formulación es coherente con el enfoque dinámico adoptado en la simulación horaria del sistema, donde las temperaturas del fluido, el flujo másico y los coeficientes de transferencia térmica se calculan en cada instante a partir de condiciones de contorno reales.

El uso de esta expresión permite evitar suposiciones simplificadas sobre parámetros como F_R y U_L, ya que el modelo computacional (implementado en Simusol) resuelve numéricamente los balances de energía a lo largo del tiempo. Además, esta formulación permite una comparación directa con datos experimentales disponibles en la literatura, que generalmente reportan el calor útil extraído como función de $\dot{m}$, c_p y ΔT.

Estimación de la temperatura efectiva del cielo

Para el cálculo de las pérdidas radiativas hacia el cielo desde la cubierta del módulo, es necesario estimar la temperatura efectiva del cielo. Para ello, se emplea la expresión empírica propuesta por Notton et al.[31]:

$$T_{\text{ciel}} = 0{,}0552\, T_{\text{amb}}^{1{,}5} \tag{2.16}$$

donde T_{amb}, Temperatura ambiente, está en kelvin. Esta fórmula permite obtener una estimación sencilla del efecto del cielo como cuerpo emisor, particularmente en condiciones nocturnas o de baja radiación.

Modelo empírico para el coeficiente de convección forzada

El intercambio de calor por convección entre la superficie exterior del módulo y el aire ambiente se calcula mediante un modelo empírico propuesto por Watmuff et al. [32], que relaciona el coeficiente convectivo con la velocidad del viento:

$$h_{\text{viento}} = 2{,}8 + 3v \tag{2.17}$$

donde v es la velocidad del viento en m/s y h_{viento} se obtiene en $\text{W/m}^2 \cdot \text{K}$.

2.2. Eficiencia en Sistemas PVT: El punto optimo de la combinación

El modelo térmico y el eléctrico del sistema PVT están interconectados, ya que la eficiencia eléctrica depende de la temperatura de las celdas PV. A partir de los balances de calor en las distintas capas y del cálculo de la energía eléctrica generada, se pueden determinar parámetros clave del rendimiento del sistema. El conjunto completo de

ecuaciones se resuelve simultáneamente en forma de un circuito térmico y un circuito eléctrico.

La eficiencia de los sistemas PVT ha sido objeto de un extenso análisis en la literatura científica debido a la diferencia de criterios y opiniones que genera el análisis entre la generación de electricidad y la producción de calor. De acuerdo con Herrando et al [10], la eficiencia total de estos sistemas depende de múltiples factores, entre los que se incluyen el diseño del colector, la disposición de los materiales y el control de las condiciones operativas. En particular, el desafío radica en la necesidad de optimizar simultáneamente la eficiencia eléctrica y la eficiencia térmica, dado que el incremento de la temperatura de operación tiende a disminuir la eficiencia de conversión fotovoltaica.

Para evaluar la eficiencia de un sistema PV-T, es necesario determinar el tipo de optimización que se busca. Si la prioridad es maximizar la eficiencia eléctrica, se debe enfocar el diseño en estrategias de refrigeración que mantengan bajas temperaturas en las celdas fotovoltaicas, aun cuando esto implique menores temperaturas en el fluido térmico. En cambio, si la finalidad principal es la captación de calor, es posible aceptar una menor eficiencia eléctrica a cambio de un mayor aprovechamiento térmico. Herrando señala que el balance entre estos dos objetivos debe ajustarse según la aplicación final del sistema, ya que diferentes usos requieren distintos compromisos entre producción eléctrica y térmica.

La eficiencia total del sistema se define como la suma de la eficiencia eléctrica y la eficiencia térmica:

$$\eta_{\text{total}} = \eta_{\text{eléctrica}} + \eta_{\text{térmica}} \tag{2.18}$$

Uno de los enfoques propuestos para mitigar este efecto de la baja de eficiencia ha sido la implementación de estrategias de refrigeración más eficientes. Se han identificado que el empleo de fluidos de transferencia térmica con propiedades mejoradas puede contribuir significativamente a la reducción de la temperatura de las celdas fotovoltaicas, maximizando así la producción eléctrica sin comprometer la eficiencia térmica. Además, el uso de materiales con recubrimientos selectivos ha demostrado ser una estrategia efectiva para minimizar las pérdidas térmicas por radiación y mejorar la captación de energía solar utilizable.

Otro aspecto relevante en la mejora del desempeño de los sistemas PV-T es la optimización del diseño del colector. Estudios recientes han señalado que la geometría de los canales de flujo de los fluidos de refrigeración tiene un impacto considerable en la transferencia de calor y, por ende, en la eficiencia global del sistema. Configuraciones como los canales serpentinos o de flujo turbulento han sido exploradas como alternativas para incrementar la eficiencia térmica sin afectar negativamente la eficiencia eléctrica.

Finalmente, se ha postulado que el desarrollo de estrategias de control adaptativo

puede representar un punto clave en la optimización de la eficiencia de los sistemas PV-T. Herrando et al. (2014) han sugerido que la implementación de algoritmos de control dinámico, basados en parámetros ambientales y condiciones de operación en tiempo real, permitiría ajustar la temperatura del fluido de refrigeración para maximizar el rendimiento del sistema de acuerdo con los requerimientos específicos de cada aplicación.

2.3. Implementación del modelo Físico

2.3.1. Modelo térmico implementado en Simusol

Siguiendo el modelo físico propuesto por Spertino et al., se implementó en Simusol un circuito térmico que reproduce las principales transferencias de calor que ocurren en un colector fotovoltaico-térmico (PVT) con refrigeración por agua. En la Figura 2.3, se muestra el esquema de simulación térmica desarrollado y su correspondencia con las capas reales del dispositivo.

donde los símbolos (Elementos) utilizados se definen en la figura :

y cuyos detalles y forma de implementación se encuentran en el capitulo 7 del Manual de Simusol [33]

En este modelo, el calor incidente sobre la cubierta del panel se transmite por conducción a través de las distintas capas del módulo: desde la cubierta superior, pasando por las láminas de encapsulante (EVA), la celda fotovoltaica, la lámina posterior (Tedlar) y el absorbedor térmico. En cada interfaz se consideran las propiedades térmicas específicas de los materiales (conductividad, espesor y área), permitiendo así una estimación precisa del gradiente de temperatura interno.

La interacción entre el absorbedor y el fluido refrigerante se modela mediante una transferencia convectiva interna, la cual depende del caudal y de las propiedades térmicas del agua en movimiento. Esta transferencia permite que el fluido retire parte del calor absorbido por el panel, determinando en gran medida la eficiencia del colector para extraer energía útil del sistema.

Hacia el exterior, el colector pierde calor mediante dos mecanismos principales: convección y radiación. En la cara frontal, expuesta al ambiente, se considera la pérdida de calor por convección natural, la cual depende de la velocidad del viento, y por radiación térmica hacia el cielo. Esta última se modela de forma diferenciada, dado que el cielo actúa como un reservorio térmico con una temperatura más baja que la temperatura del aire ambiente. Esta diferencia de temperatura incrementa el flujo radiativo, por lo cual la pérdida hacia el cielo no puede considerarse equivalente a una pérdida genérica hacia el ambiente.

En la cara trasera del colector, por otro lado, las pérdidas se consideran hacia el

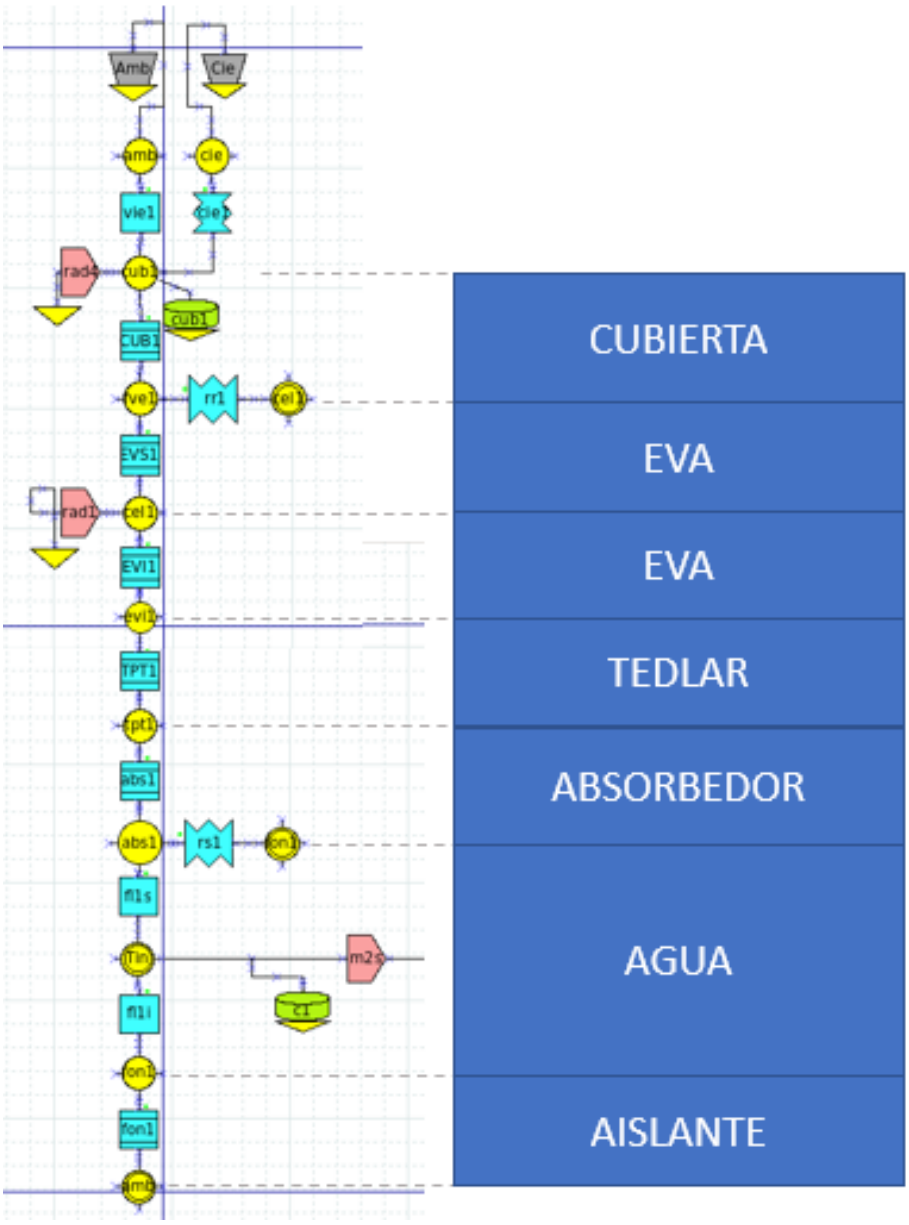


Figura 2.3: Esquema térmico del colector PVT desarrollado en Simusol. A la derecha se indica la correspondencia con las capas físicas del sistema

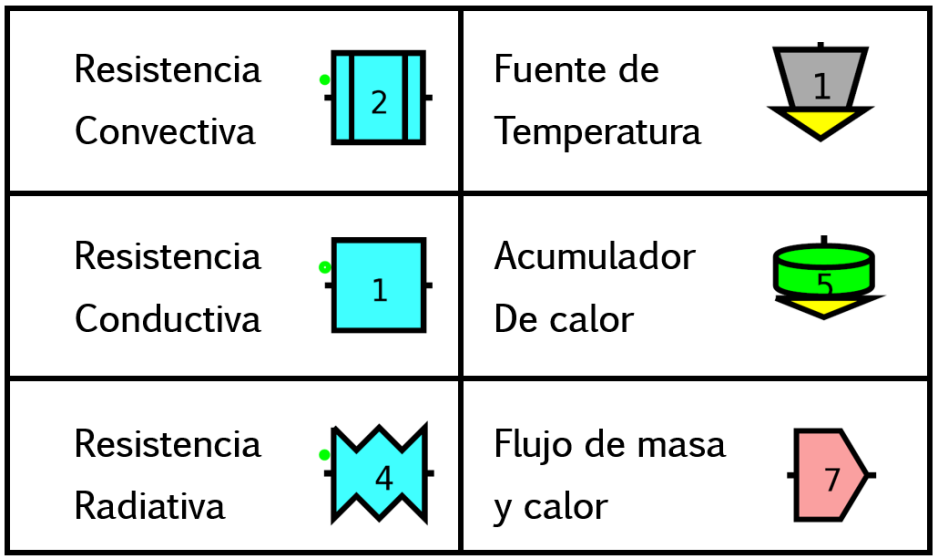


Figura 2.4: Enter Caption

entorno inmediato

Este modelo permite obtener un perfil de temperaturas a lo largo del espesor del colector y calcular la fracción de energía térmica disponible para su aprovechamiento, así como las pérdidas hacia el ambiente. La temperatura alcanzada en la región correspondiente a la celda fotovoltaica es un resultado clave, ya que impacta directamente en el rendimiento eléctrico del sistema y será utilizada en el acoplamiento con el modelo eléctrico.

2.3.2. Circuito térmico completo

El modelo completo desarrollado que se muestra en la figura 2.5 en Simusol consta del sistema PVT, el cual se divide en tres volúmenes de control longitudinales. Esta división permite representar con mayor resolución la evolución de la transferencia de energía térmica a lo largo del recorrido del fluido caloportador (agua) dentro del panel.

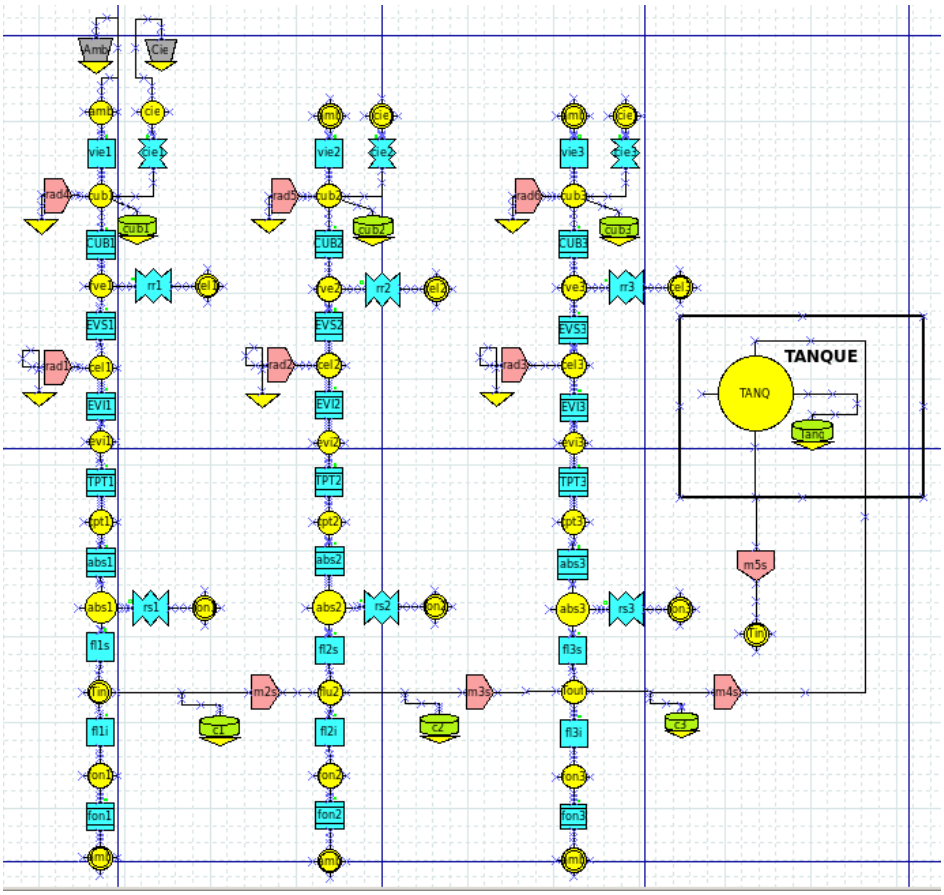


Figura 2.5: Modelo completo aplicado en Simusol con sus tres volúmenes de control. Se representa el flujo de agua desde el ingreso hasta la salida, mostrando las distintas etapas de transferencia energética. A la derecha, se incluye el tanque de almacenamiento.
Nota. Elaboración propia a partir del modelo desarrollado en Simusol.

Cada volumen de control reproduce la misma secuencia de capas características del colector: cubierta, capas de encapsulante (EVA), lámina posterior (Tedlar), absorbedor, canal de agua y aislante. Sobre estas capas se consideran mecanismos de transferencia de calor por conducción, convección y radiación según corresponda, incluyendo el intercambio con el ambiente externo (por convección y radiación) y entre capas internas (conducción y radiación).

La diferencia entre los tres volúmenes de control radica en el estado térmico del fluido:

En el primer volumen, el fluido ingresa a una temperatura más baja, y la diferencia térmica con el absorbedor es mayor, lo que genera una mayor transferencia de energía.

En el segundo volumen, el agua ya ha absorbido parte del calor del absorbedor y continúa el proceso de ganancia energética, pero con menor gradiente térmico.

En el tercer volumen, el fluido se encuentra más próximo a la temperatura del absorbedor, por lo que el intercambio de calor es menor, y finalmente sale del panel hacia el sistema de almacenamiento.

Este esquema permite observar cómo varía la eficiencia del intercambio térmico a

lo largo del colector, especialmente en función de la temperatura creciente del fluido y su efecto sobre el gradiente térmico con el absorbedor.

El tanque de almacenamiento de agua se encuentra conectado a la salida del colector, y cumple la función de acumular el fluido calentado para su posterior utilización. En el modelo se lo considera como un volumen perfectamente mezclado, es decir, con temperatura uniforme en su interior, aunque variable en el tiempo. Este tanque actúa también como fuente de entrada de fluido hacia el colector, cerrando el circuito. El flujo de agua entre el colector y el tanque se realiza de manera forzada, mediante una bomba, lo cual permite mantener un régimen de circulación constante durante el período de simulación.

2.3.3. Modelo eléctrico implementado en Simusol

El comportamiento eléctrico del panel fotovoltaico se representa mediante un modelo de un diodo, el cual captura los principales fenómenos físicos del dispositivo. En este modelo, la corriente generada por efecto fotovoltaico se modela como una fuente de corriente ideal, mientras que la recombinación de cargas se representa mediante un diodo en derivación. Las pérdidas resistivas se incluyen a través de una resistencia en serie, que modela las pérdidas óhmicas internas, y una resistencia en paralelo que refleja las fugas de corriente internas. Este modelo permite simular con precisión la respuesta del panel ante diferentes condiciones de irradiancia y temperatura, y se utiliza como base para el cálculo del desempeño eléctrico en el sistema PVT.

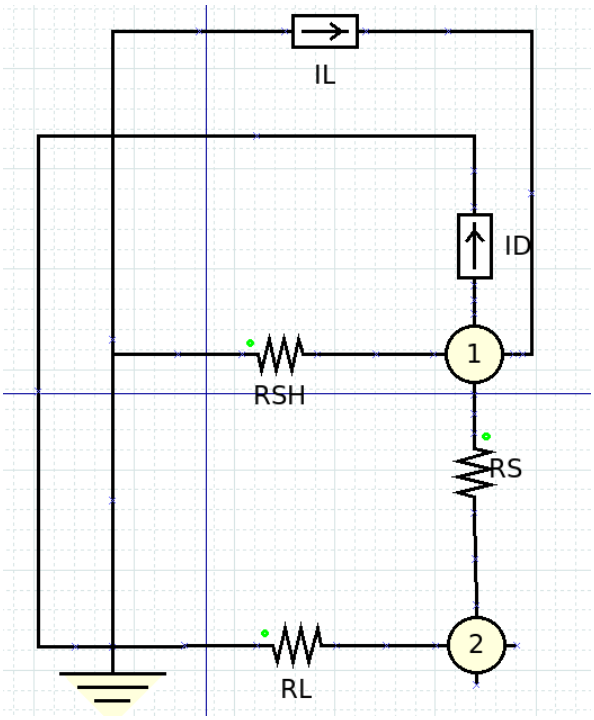


Figura 2.6: Modelo de circuito equivalente de una celda fotovoltaica. El modelo incluye la corriente generada por efecto fotovoltaico, la corriente de recombinación a través del diodo, y las pérdidas representadas mediante resistencias en serie y paralelo.

Implementación de la ecuación del modelo de diodo

El comportamiento eléctrico del módulo fotovoltaico se modela a partir del circuito equivalente de un diodo, también conocido como modelo de un diodo simple. Este modelo describe la relación entre la corriente de salida del panel (I), la tensión a sus terminales (V) y los parámetros eléctricos característicos del dispositivo, bajo determinadas condiciones ambientales (irradiancia y temperatura).

La expresión matemática que gobierna este comportamiento es la siguiente:

$$I = I_{\mathrm{L}} - I_0 \left(e^{\frac{q(V+IR_s)}{nkT}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \tag{2.19}$$

Donde:

- I: corriente de salida del módulo [A]
- V: tensión de salida del módulo [V]
- I_{L}: corriente generada por efecto fotovoltaico (dependiente de la irradiancia) [A]
- I_0: corriente de saturación del diodo [A]
- q: carga del electrón ($1{,}602 \times 10^{-19}$ C)
- n: factor de idealidad del diodo (adimensional)

- k: constante de Boltzmann ($1{,}381 \times 10^{-23}$ J/K)
- T: temperatura de la celda [K]
- R_s: resistencia serie [Ω]
- R_{sh}: resistencia en derivación o shunt [Ω]

La primera parte de la ecuación representa la corriente fotogenerada, I_{L}, que depende linealmente de la irradiancia solar incidente sobre la celda. La segunda parte corresponde a la corriente de recombinación de portadores en la unión PN, modelada por un diodo ideal con corriente de saturación I_0. La tercera parte representa las pérdidas por fugas internas debidas a la resistencia shunt (R_{sh}), mientras que R_s contempla las pérdidas óhmicas debidas a las conexiones internas de la celda.

En Simusol, debido a la ausencia de un componente diodo en su biblioteca de elementos eléctricos, esta ecuación se implementa manualmente dentro de una fuente de corriente controlada. En esta fuente, se establece que la corriente entregada depende dinámicamente de la tensión en sus terminales y de la temperatura del nodo correspondiente a la celda del panel fotovoltaico acoplado al modelo térmico. Esta estrategia permite una representación un poco más realista del comportamiento eléctrico del módulo en condiciones variables de operación, lo que es necesario para evaluar con precisión la eficiencia del sistema PVT.

2.3.4. Resolución numérica del modelo

Para resolver el sistema de ecuaciones diferenciales y algebraicas que describen el comportamiento térmico y eléctrico del colector PVT, se empleó un método numérico implícito. Este enfoque permite obtener soluciones estables y precisas, especialmente cuando se trata de sistemas acoplados con fenómenos dinámicos y escalas temporales variadas.

El método implícito consiste en evaluar las variables dependientes en el paso de tiempo siguiente, lo que conduce a un sistema de ecuaciones algebraicas que debe ser resuelto iterativamente en cada paso. Esta técnica es particularmente adecuada para resolver problemas con rigidez numérica o con altas tasas de variación en las variables, como es común en la transferencia de calor y el comportamiento eléctrico bajo condiciones cambiantes de irradiancia y temperatura.

En la implementación realizada en Simusol, el método implícito garantiza la convergencia y la estabilidad numérica del modelo durante la simulación temporal del sistema, permitiendo evaluar con una mayor precisión la evolución de las temperaturas internas y la potencia eléctrica generada a lo largo del tiempo de operación.

2.4. Limitaciones del modelo

Como todo modelo físico, el desarrollado en este trabajo implica una serie de simplificaciones y supuestos que, si bien permiten una implementación computacional más manejable y eficiente, también introducen limitaciones en cuanto a su capacidad para representar con total fidelidad el comportamiento real del sistema. A continuación, se detallan las principales limitaciones del modelo propuesto y sus posibles consecuencias sobre los resultados obtenidos:

- **Propiedades térmicas constantes.** Se asume que las propiedades térmicas de los materiales (conductividad térmica, calor específico, densidad, etc.) permanecen constantes durante la simulación. En la realidad, muchas de estas propiedades varían con la temperatura, lo que puede afectar la precisión en la estimación de los flujos de calor y la evolución térmica del sistema.

- **Condiciones ambientales ideales.** Se considera un viento exterior constante y homogéneo, así como condiciones de cielo despejado, sin presencia de nubes, suciedad o sombreado parcial sobre el panel. Esta idealización puede conducir a sobreestimaciones en el rendimiento térmico y eléctrico, especialmente en escenarios reales donde las condiciones ambientales varían significativamente.

- **Ausencia de reflexión de estructuras cercanas.** El modelo no contempla la presencia de edificaciones u objetos cercanos que puedan reflejar radiación solar adicional sobre el colector. Esta omisión puede resultar en subestimaciones de la irradiancia total incidente, particularmente en entornos urbanos o semiconfinados.

- **Simplificaciones geométricas.** La geometría del colector se representa de forma ideal, sin considerar irregularidades o defectos de fabricación que pudieran afectar la distribución de temperaturas o flujos térmicos.

- **Limitaciones inherentes al software de simulación.** El entorno Simusol no cuenta con ciertos elementos eléctricos específicos, como el diodo propiamente dicho. Por lo tanto, la ecuación característica del diodo se implementa manualmente mediante una fuente de corriente controlada, lo que puede introducir imprecisiones en el modelado eléctrico del módulo fotovoltaico.

- **Comportamiento unidimensional.** En el análisis térmico se asume una transferencia de calor unidimensional a través de las capas del panel. Este enfoque no contempla efectos tridimensionales, como la variación lateral de temperaturas, que pueden volverse relevantes en colectores de gran tamaño o con distribución de flujo no uniforme.

- **Tanque de almacenamiento perfectamente mezclado y aislado** Se considera que el tanque de almacenamiento mantiene una temperatura uniforme en su interior. En la práctica, pueden existir gradientes térmicos internos debidos a estratificación, lo que afectaría la precisión del cálculo de la energía útil acumulada, Ademas de considerar que este elemento es un elemento perfectamente aislado, y no se tienen ene cuenta las perdidas de el mismo.

Estas limitaciones no invalidan la utilidad del modelo, pero deben tenerse en cuenta al interpretar los resultados, especialmente cuando se comparan con datos experimentales o cuando se evalúa el desempeño del sistema en condiciones reales. La validación con datos medidos y el análisis de sensibilidad a ciertas variables permitirán mitigar parte de estas incertidumbres y comprender mejor el alcance de las predicciones del modelo.

Capítulo 3

Validación Indirecta del Modelo Propuesto

Una vez desarrollado el modelo físico-computacional para el sistema PVT (fotovoltaico-térmico) refrigerado, es fundamental evaluar qué tan bien representa la realidad. En esta etapa, se realiza una **validación indirecta** del modelo, la cual consiste en comparar los resultados obtenidos con el modelo con datos experimentales y resultados reportados en la literatura científica. Esta validación es esencial para asegurar que el modelo sea suficientemente preciso y confiable para aplicaciones futuras, en particular para la simulación y predicción del desempeño de un prototipo específico a diseñar.

3.0.1. Criterios para la selección de artículos científicos para la validación

Para llevar a cabo esta validación indirecta, se seleccionaron una serie de artículos científicos que cumplen con un criterio de selección definido en función de características identificadoras del sistema. Las características buscadas para la selección son las siguientes:

1. **Sistemas PVT con circulación de agua por tubos:** Se priorizaron trabajos que investigan sistemas PVT con circulación de agua, ya que este es el fluido propuesto en el diseño que se plantea en esta tesis. Si bien el modelo desarrollado es aplicable a una amplia variedad de configuraciones geométricas y tipos de fluido, la elección de estos artículos permite establecer comparaciones más pertinentes en referencia a la implementación específica considerada.

2. **Presencia de tanque de almacenamiento:** Los artículos elegidos presentan un tanque de almacenamiento térmico integrado al sistema, pues el prototipo futuro que se busca simular también incorporará este componente. El almacenamiento térmico es fundamental para aplicaciones residenciales, permitiendo el

uso diferido del calor generado y mejorando la eficiencia del sistema en periodos con baja irradiancia o demanda variable.

3. **Circuito cerrado:** Se privilegiaron publicaciones en las que el sistema opere con un circuito hidráulico cerrado. Este tipo de configuración, en la que el agua circula continuamente dentro del sistema sin intercambio con el exterior, es clave para evitar pérdidas térmicas por evaporación, minimizar el mantenimiento y controlar mejor las condiciones de operación.

4. **Completitud de la información técnica y ambiental:** Los artículos seleccionados proporcionan información detallada y cuantitativa respecto a las condiciones ambientales durante las pruebas o simulaciones, incluyendo irradiancia solar sobre el panel y temperatura ambiente. Esta información es de suma importancia para poder reproducir las condiciones de ensayo en el modelo y obtener resultados comparables.

5. **Especificaciones eléctricas y estructurales del panel:** Se eligieron estudios que describen claramente las especificaciones eléctricas del panel fotovoltaico utilizado (como potencia nominal, eficiencia, coeficientes de temperatura, etc.), así como las características físicas y térmicas de cada capa constitutiva del panel PVT (materiales, espesores, conductividades térmicas). Este nivel de detalle es necesario para poder parametrizar correctamente el modelo físico y replicar las condiciones reales del dispositivo.

6. **Calidad y reconocimiento del artículo:** Para asegurar una validación robusta, se seleccionaron artículos con una alta cantidad de citas y reconocimiento en la comunidad científica. Esto indica que los resultados han sido ampliamente aceptados y utilizados como referencia, lo cual fortalece la confiabilidad de la comparación.

3.0.2. Justificación de la elección de estos criterios

El cumplimiento estricto de los criterios mencionados responde a la necesidad de validar un modelo que, una vez comprobada su precisión, será utilizado para simular un prototipo de colector PVT específico para la ciudad de Salta. Este futuro prototipo contará con un tubo serpentín para la circulación del agua en un circuito cerrado, además de un tanque de almacenamiento térmico, replicando fielmente la configuración de los artículos seleccionados.

Al escoger artículos completos, con datos ambientales y estructurales detallados, se garantiza que las simulaciones con el modelo tengan bases sólidas, pues se podrán reproducir las condiciones reales de los experimentos reportados. Esto minimiza la

incertidumbre derivada de parámetros desconocidos o estimados, aumentando la confianza en la validación indirecta.

Además, al seleccionar artículos con amplio reconocimiento y numerosas citas, se busca asegurarse de que la base comparativa sea sólida y representativa del estado del arte en sistemas PVT refrigerados por agua. Esto permite que los resultados del modelo no solo sean validados contra experimentos puntuales, sino que estén en línea con el consenso científico actual.

3.0.3. Artículos de Validación

Testing of two different types of photovoltaic–thermal (PVT) modules with heat flow pattern under tropical climatic conditions

Autores: Swapnil Dubey y Andrew A.O. Tay

El estudio de Dubey y Tay (2013) evalúa el rendimiento de dos módulos híbridos fotovoltaico-térmicos (PVT) en condiciones climáticas tropicales, específicamente en Singapur. Los autores comparan dos diseños comerciales: el Tipo A, que utiliza células de silicio monocristalino integradas con un colector térmico de tipo tubo-lámina, y el Tipo B, que emplea células policristalinas con un colector de placas paralelas. El objetivo principal fue analizar su eficiencia térmica y eléctrica bajo diferentes flujos de agua (0.03 kg/s y 0.06 kg/s), validando los resultados mediante un modelo teórico basado en ecuaciones de balance energético. Los experimentos, realizados en la National University of Singapore (NUS), demostraron que el módulo Tipo A alcanzó una eficiencia térmica promedio del 40.7 % y una eficiencia eléctrica del 11.8 %, mientras que el Tipo B obtuvo un 39.4 % y 11.5 %, respectivamente. Un hallazgo clave fue que el enfriamiento proporcionado por el colector térmico mejoró la eficiencia eléctrica de los módulos PVT en aproximadamente un 0.4 % en comparación con los módulos fotovoltaicos convencionales sin integración térmica. Además, el estudio detalló los patrones de flujo de calor entre las capas de los módulos y validó los datos experimentales con simulaciones teóricas, mostrando una alta correlación $r > 0{,}95$. Los resultados subrayan la viabilidad de los sistemas PVT en climas tropicales y ofrecen parámetros concretos (como temperaturas de operación y eficiencias) que pueden ser útiles para validar modelos computacionales.

Systematic testing of hybrid PV-thermal (PVT) solar collectors in steady-state and dynamic outdoor conditions

Autores: Ilaria Guarracino, James Freeman, Alba Ramos, Soteris A. Kalogirou, Nicholas J. Ekins-Daukes, Christos N. Markides

El estudio de Guarracino et al. (2019) propone una metodología sistemática para

evaluar el rendimiento de colectores híbridos fotovoltaico-térmicos (PVT) bajo condiciones reales de operación, considerando tanto estados estacionarios como dinámicos. Los experimentos se realizaron en Chipre (Universidad de Tecnología de Chipre en Limassol y el Laboratorio de Energía Aplicada en Nicosia) y compararon tres diseños de colectores PVT: un módulo comercial (M1, con células de silicio cristalino), un colector sin cubierta de vidrio (M2U) y otro con cubierta (M2G), ambos con células de película delgada CIGS. Los autores adaptaron los estándares europeos EN 12975-2 para caracterizar la eficiencia térmica y eléctrica, destacando que la adición de una cubierta de vidrio mejora la eficiencia térmica (reduciendo coeficientes de pérdida de calor de 7.07 a 2.17 W/m^2K), pero disminuye la eficiencia eléctrica en un 10-20 % debido a pérdidas ópticas, especialmente en ángulos de incidencia elevados. Además, se identificó que un mal contacto térmico entre el módulo PV y el absorbedor reduce la eficiencia térmica en un 23 % y aumenta la temperatura de las células, afectando negativamente el rendimiento eléctrico.

Para la validación en junio, el artículo reporta potencias térmicas y eléctricas diarias bajo condiciones de flujo constante. Por ejemplo, el colector M2G (con cubierta de vidrio) generó 2.5–3.3 kWh térmicos y 0.38 kWh eléctricos por día, con una eficiencia térmica promedio del 39 %. En contraste, el M2U (sin vidrio) produjo 2.0 kWh térmicos, evidenciando la ventaja térmica de los diseños acristalados. Estos datos son útiles para validar modelos computacionales en escenarios de alta demanda térmica, como sistemas de agua caliente en verano.

Para la validación en noviembre, el estudio analiza la respuesta dinámica de los colectores bajo irradiación intermitente (típica de meses nublados). Se midió un incremento de temperatura entre entrada y salida del agua (T) de alrededor de 0.5–1.7 K para el colector M1, con una constante de tiempo térmica de aproximadamente 8 minutos, significativamente mayor que la de colectores térmicos convencionales (la cual es normalmente menor a 2 minutos). Esta lentitud en la respuesta, atribuida a la masa térmica adicional de la capa PV, resalta la importancia de considerar inercias térmicas en modelos dinámicos para climas variables.

Estudio CFD-Experimental de un Sistema Fotovoltaico-Térmico (PVT) con Absorbedor Oscilante bajo Condiciones Climáticas de Malasia

Autores: S. Misha, Amira Lateef Abdullah, N. Tamaldin, M.A.M. Rosli, F.A. Sachit

Este artículo presenta una investigación integral que combina simulaciones computacionales (CFD) y experimentos para evaluar el rendimiento de un sistema fotovoltaico-térmico (PVT) con un innovador absorbedor de cobre de diseño oscilante. El equipo de investigación, perteneciente a la Universiti Teknikal Malaysia Melaka y el Ministerio de Electricidad de Irak, realizó simulaciones en ANSYS 19.2 considerando diferentes

flujos másicos (2, 4 y 5 LPM) y niveles de irradiación solar (600, 800 y 1000 W/m²), mientras que los experimentos se llevaron a cabo en condiciones climáticas reales en Malasia, abarcando un rango más amplio de flujos (2-6 LPM).

Los resultados demostraron una excelente correlación entre los datos numéricos y experimentales, con errores porcentuales absolutos medios (MAPE) inferiores al 1 % en las temperaturas de la celda PVT. Específicamente, la temperatura máxima simulada fue de 331.6 K, mientras que la experimental alcanzó 329.1 K, validando así la precisión del modelo CFD. El estudio también reveló que al incrementar el flujo de agua de 2 a 6 LPM, la eficiencia térmica del sistema alcanzó un máximo del 59.6 % a 5 LPM, mientras que la eficiencia eléctrica del PVT llegó al 11.71 %, superando significativamente al panel fotovoltaico convencional (10.36

Además, mediante imágenes térmicas, se confirmó que las simulaciones CFD reprodujeron fielmente los patrones de distribución de temperatura observados experimentalmente. El análisis del impacto de la irradiación solar mostró que, aunque una mayor radiación reduce ligeramente la eficiencia eléctrica, incrementa la potencia de salida hasta 81.13 W en condiciones de 1100 W/m² y 6 LPM. Finalmente, al comparar el rendimiento con estudios previos, se destacó que el nuevo diseño de absorbedor dual oscilante ofrece mejores resultados que configuraciones tradicionales, con una eficiencia térmica del 59.6 % y eléctrica del 11.71 %.

3.0.4. Extracción de datos

Si bien la mayor parte de los datos fueron obtenidos de los artículos seleccionados, en algunos casos fue necesario recurrir a fuentes adicionales para completar la información faltante. Para ello, se consultaron datasheets de paneles fotovoltaicos y colectores híbridos PV/T con características similares a las utilizadas en los estudios analizados.

Además, se revisaron otros trabajos de los mismos autores en los que emplearon el mismo sistema, ya que en estos documentos se reportaban valores específicos que no fueron detallados en los artículos principales. En los casos en que ciertos parámetros no estaban explícitamente indicados en ninguna fuente, estos fueron calculados a partir de las ecuaciones y datos proporcionados en los artículos originales, siguiendo las metodologías de modelado térmico y eléctrico descritas en los mismos.

Un aspecto importante a considerar es que en la mayoría de los artículos los autores no presentaron tablas con los datos experimentales o simulados, sino únicamente gráficos. Para poder extraer estos datos cuantitativos se recurrió al uso de una herramienta online de digitalización de gráficos, *WebPlotDigitizer* (Rohatgi, 2021) [34], la cual permite ajustar los ejes de la imagen y generar una tabla con los valores correspondientes a los puntos del gráfico. Esta técnica fue empleada tanto para obtener condiciones de entrada como para extraer los resultados con los cuales comparar la

simulación desarrollada en este trabajo.

3.1. Validación Indirecta: Análisis de los resultados

A continuación se presentan y analizan los resultados obtenidos a partir de la comparación entre los valores simulados por el modelo y los valores experimentales reportados en diversas fuentes bibliográficas. El objetivo principal es evaluar la capacidad del modelo para reproducir el comportamiento del sistema fotovoltaico-térmico (PVT) bajo condiciones reales, mediante la validación indirecta frente a datos experimentales disponibles en la literatura. Este análisis se realiza para diferentes magnitudes físicas (como potencia térmica, temperatura del fluido, eficiencia térmica, entre otras), permitiendo determinar el grado de ajuste entre los resultados del modelo y los datos empíricos, e identificar posibles fuentes de discrepancia.

La comparación entre los resultados simulados y los experimentales se realiza mediante **gráficos de paridad**, donde se representan los valores simulados en función de los valores experimentales para una misma magnitud. En estos gráficos se incluye una regresión lineal de la forma $y = ax + b$, donde y representa el valor simulado, x el valor experimental, a la pendiente, y b la ordenada al origen. Idealmente, si ambos conjuntos de datos coincidieran perfectamente, todos los puntos se alinearían sobre la recta identidad $y = x$, lo cual implicaría una pendiente igual a 1 y una ordenada al origen igual a 0. Esta situación representa un modelo sin sesgos sistemáticos, capaz de reproducir fielmente los valores medidos.

Las desviaciones respecto de esta situación ideal ofrecen información valiosa sobre la calidad del ajuste. Una **pendiente mayor que 1** sugiere que el modelo sobreestima sistemáticamente los valores experimentales, mientras que una **pendiente menor que 1** indica subestimación. A su vez, una **ordenada al origen distinta de cero** implica la presencia de un sesgo constante, que podría deberse a errores de calibración, supuestos simplificadores en el modelo, o errores sistemáticos en los datos de entrada. La interpretación conjunta de estos parámetros permite comprender la naturaleza de las discrepancias y orientar futuras mejoras en el modelo.

Acompañando este análisis gráfico, se realiza también un **estudio de residuos**, definidos como la diferencia entre cada valor medido y su correspondiente valor simulado (residuo $= y_{\text{medido}} - y_{\text{simulado}}$). El análisis de estos residuos permite detectar la presencia de errores sistemáticos, datos atípicos (outliers), o patrones recurrentes que podrían estar enmascarados en la regresión general. Un patrón de residuos aleatorio, sin tendencia clara, indica que el modelo no presenta errores estructurales evidentes. En cambio, la existencia de tendencias o agrupamientos en los residuos puede señalar limitaciones del modelo físico, supuestos inapropiados o incertidumbre elevada en los datos.

Finalmente, se discuten los **coeficientes obtenidos en la regresión lineal**, en particular el **coeficiente de determinación** R^2. Este coeficiente cuantifica la proporción de la variabilidad de los datos experimentales que puede ser explicada por el modelo ajustado. Su valor oscila entre 0 (sin correlación) y 1 (correlación perfecta). Si bien un valor elevado de R^2 indica un buen grado de ajuste global, no necesariamente garantiza la ausencia de errores sistemáticos o locales. Por ello, el análisis conjunto de R^2, los parámetros de la recta ajustada y los residuos, proporciona una evaluación más completa del desempeño del modelo.

A continuación, se realizan los análisis ya nombrados para cada uno de los artículos. Para cada uno de ellos se realizará una conclusión parcial, las cuales serán la estructura de las conclusiones finales sobre el nivel de validación del modelo.

3.2. Validacion con *Testing of two different types of photovoltaic–thermal (PVT) modules with heat flow pattern under tropical climatic conditions*

En este apartado se analizan los datos experimentales reportados por **Dubey y Tay (2013)**, con el objetivo de evaluar el desempeño térmico y eléctrico de los módulos PVT ensayados bajo condiciones climáticas tropicales. El análisis se centra en cuatro variables clave: la temperatura de entrada y de salida del fluido térmico, la temperatura de la celda fotovoltaica y la eficiencia eléctrica del sistema. Estas magnitudes permiten establecer una comparación directa con los resultados del modelo computacional y constituyen indicadores relevantes del rendimiento global del sistema. Se presentan a continuación los resultados del estudio y su contraste con la simulación numérica correspondiente, incluyendo gráficos de paridad y análisis de residuos.

3.2.1. Análisis de la temperatura de entrada

En la figura 3.1 se representa la evolución de la temperatura de entrada en función del tiempo durante el ensayo.

Se destacan los siguientes aspectos: La curva simulada (en violeta) 3.1 sigue una **tendencia ascendente suave**, que replica correctamente la dinámica térmica esperada en un colector solar a lo largo del día. Los puntos experimentales están razonablemente próximos a la curva simulada, aunque se puede observar una **desviación creciente en el tramo final**. Se aprecia una diferencia maxima de 5 grados respecto a los datos medidos

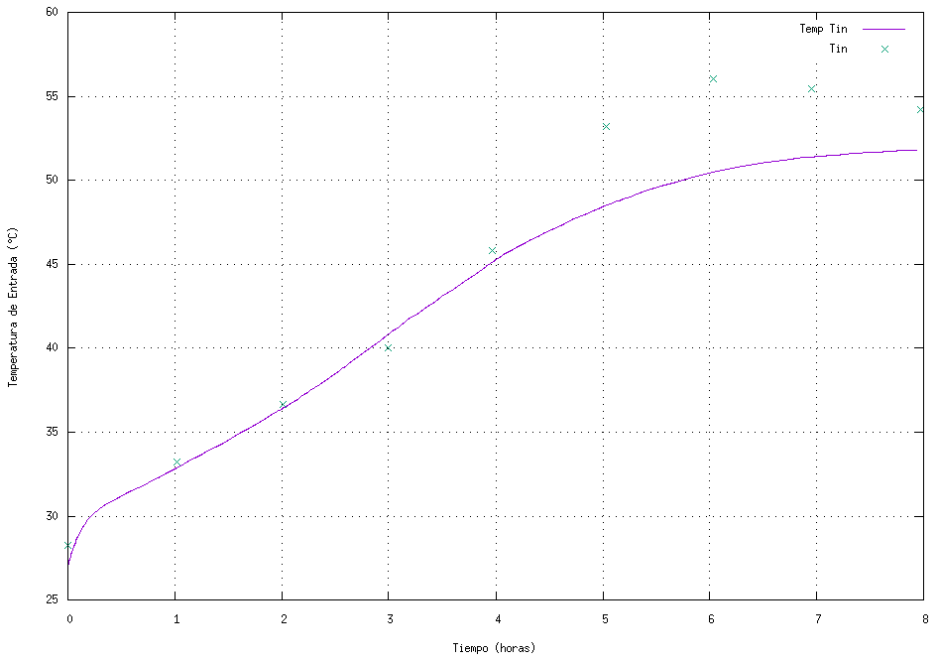


Figura 3.1: Comparación entre los resultados simulados y los datos experimentales para la **Temperatura de entrada** en función del tiempo, según el estudio de **Dubey y Tay (2013)**.

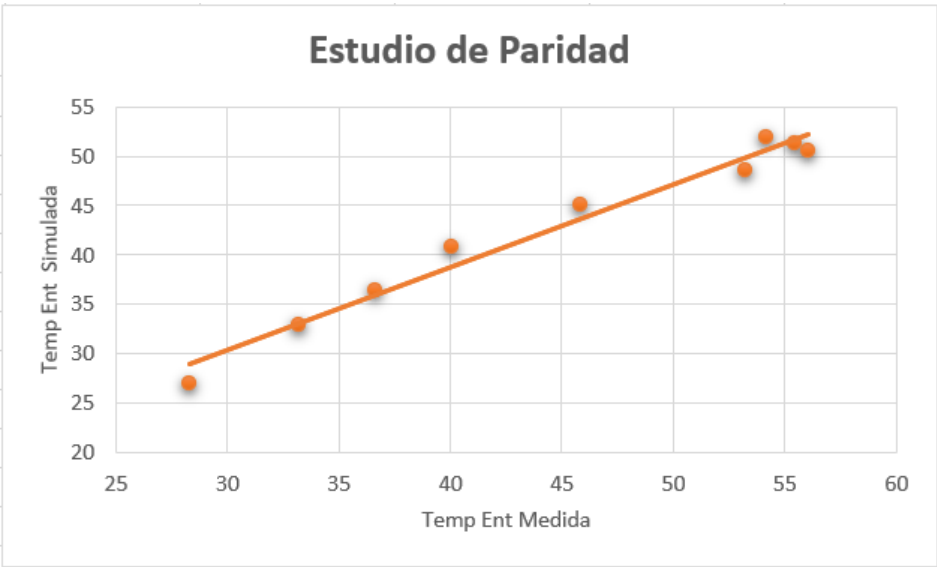


Figura 3.2: Gráfico de paridad para la **Temperatura de entrada** simulada frente a los valores experimentales reportados por **Dubey y Tay (2013)**.

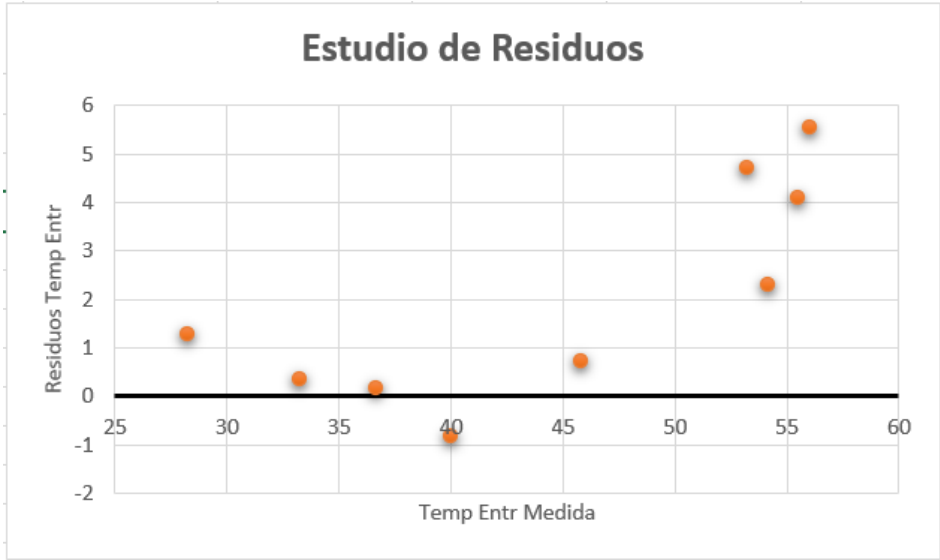


Figura 3.3: Análisis de residuos para la **Temperatura de entrada** entre la simulación y los datos experimentales de **Dubey y Tay (2013)**.

El gráfico de paridad 3.2 muestra la relación entre la temperatura de entrada simulada y la medida experimental. La línea naranja representa la recta de mejor ajuste, cuyos parámetros son:

$$y = (0{,}837 \pm 0{,}052)\, x + (5{,}25 \pm 2{,}37) \tag{3.1}$$

con un coeficiente de determinación de $R^2 = 0{,}974$.

Este valor de R^2 cercano a 1 indica que la mayoría de la variación en los datos experimentales puede explicarse por la simulación, lo que sugiere un modelo confiable. Sin embargo, la pendiente menor a 1 ($a < 1$) implica que el modelo tiende a **subestimar** los valores altos de temperatura de entrada y a **sobrestimar** los bajos. Además, la ordenada al origen positiva sugiere que, en el régimen bajo de temperaturas, la simulación tiende a sobre valorar levemente la temperatura de entrada.

El gráfico de residuos 3.3 representa la diferencia entre los valores simulados y experimentales, en función de los valores medidos.

Se observa que los residuos se distribuyen de manera **no completamente aleatoria**, con una leve tendencia creciente. A medida que aumentan las temperaturas de entrada medidas, los residuos se hacen mayoritariamente positivos, lo cual refuerza la interpretación de que el modelo **tiende a subestimar los valores a mayor temperatura**. No se observan valores extremos o atípicos que indiquen errores graves de simulación, pero sí existe una dispersión creciente que puede indicar una menor precisión del modelo en valores altos.

Durante el proceso de simulación se detectó que el artículo base no proporciona varios de los parámetros iniciales o condiciones de borde necesarios para una implementación precisa del modelo, por lo que **varios valores debieron ser estimados**

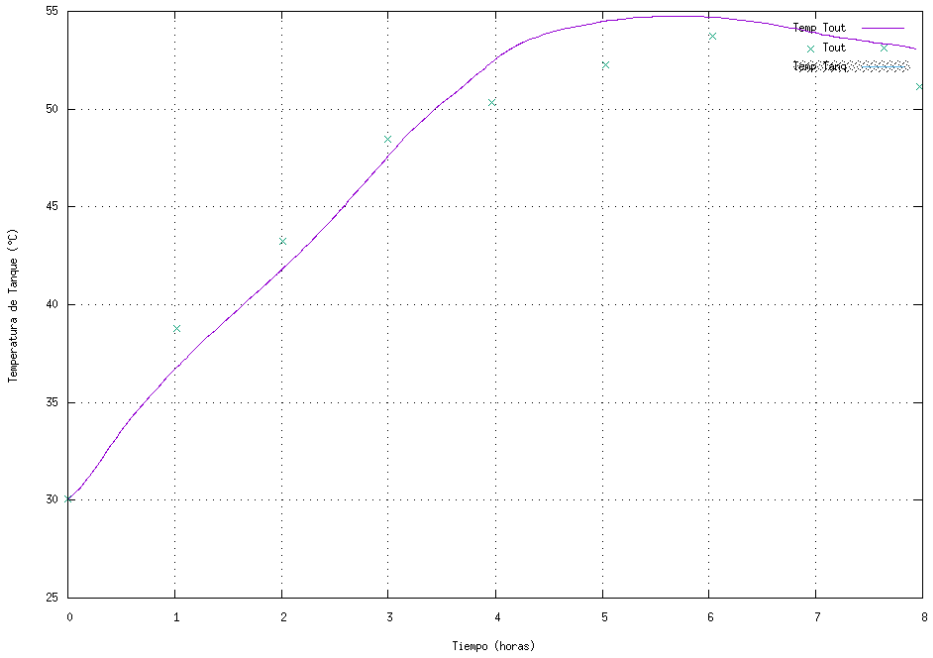


Figura 3.4: Comparación entre los resultados simulados y los datos experimentales para la **temperatura de salida** en función del tiempo, según el estudio de **Dubey y Tay (2013)**.

manualmente utilizando datos de bibliografía externa o adoptando valores razonables dentro del rango típico para este tipo de sistemas, lo cual puede introducir sesgos sistemáticos que influyen en el ajuste y las condiciones iniciales; no obstante, los resultados muestran que el modelo de simulación para la temperatura de entrada presenta un muy buen grado de correlación con los datos experimentales ($R^2 = 0{,}974$), aunque el análisis de la pendiente, los residuos y la evolución temporal revela una ligera tendencia a subestimar las temperaturas a medida que éstas aumentan, posiblemente debido a limitaciones del modelo o a las incompletitudes del artículo base, aspecto que será retomado en las conclusiones generales.

3.2.2. Análisis de Temperatura de salida del fluido

En la Figura 3.4 se muestra la evolución temporal de la temperatura de salida T_{sal} del fluido, obtenida mediante la simulación numérica. Se observa que la curva simulada presenta una evolución continua, suave y acorde con los valores experimentales relevados, que se superponen en buena medida en la gráfica como puntos discretos. Durante las primeras horas del día, la pendiente de la curva es positiva, lo que indica un calentamiento progresivo del fluido. Al alcanzar su valor máximo (aproximadamente a las 6 horas), la temperatura se estabiliza, mostrando una meseta que sugiere un equilibrio térmico entre la radiación disponible y las pérdidas del sistema.

De realizar el estudio de paridad 3.5 se obtiene la siguiente relación entre la temperatura de salida medida x y la temperatura de salida simulada y:

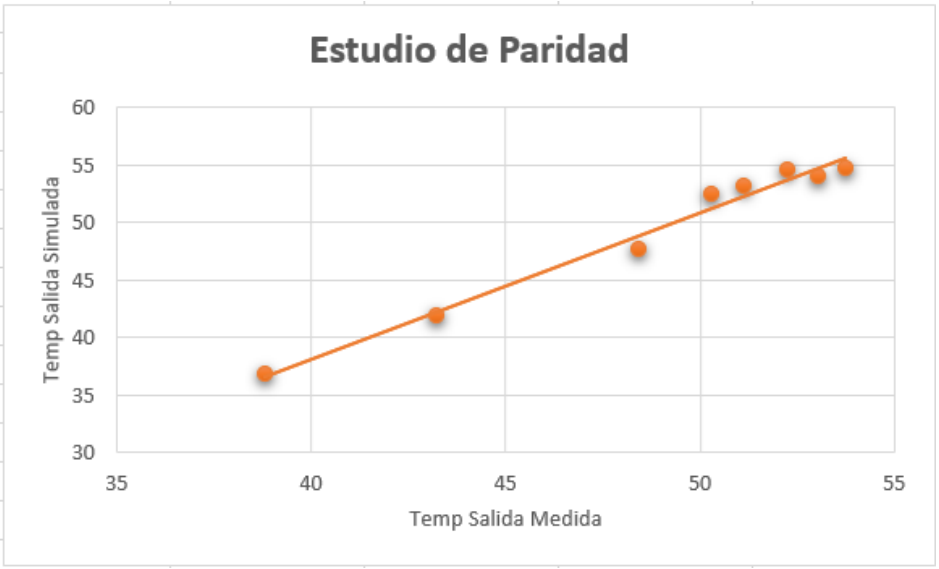


Figura 3.5: Gráfico de paridad para la **temperatura de salida** simulada frente a los valores experimentales reportados por **Dubey y Tay (2013)**.

$$y = (1{,}27 \pm 0{,}07)\, x - (12{,}68 \pm 3{,}50)$$

con un coeficiente de determinación de $R^2 = 0{,}981$,

donde y representa la temperatura simulada y x la temperatura medida experimentalmente. El coeficiente de determinación resultó ser $R^2 = 0{,}981$, lo cual indica una muy buena correlación lineal entre los datos, aunque no perfecta. La pendiente levemente mayor que 1 implica que la simulación tiende a sobrestimar por poco los valores experimentales a medida que aumenta la temperatura. La ordenada al origen negativa sugiere que, en temperaturas bajas, la simulación tiende a subestimar levemente los valores reales. Esta combinación indica que, aunque el modelo general captura adecuadamente el comportamiento térmico, existen sesgos sistemáticos a lo largo del rango de temperatura.

La Figura 3.6 presenta el estudio de residuos. Los residuos, calculados como la diferencia entre la temperatura simulada y la medida ($y_{\text{exp}} - y_{\text{sim}}$), oscilan entre aproximadamente $+2{,}5\,°\text{C}$ y $-2{,}5\,°\text{C}$. Se evidencia una distribución no aleatoria: los residuos son predominantemente positivos en la región de temperaturas bajas y negativos en las altas, lo cual coincide con lo observado en la recta de paridad. Esta distribución sistemática de los errores refuerza la interpretación de un desvío en la calibración del modelo, posiblemente causado por la elección de ciertos parámetros físicos que no están explícitamente provistos en el artículo base.

En conjunto, el modelo simulado reproduce con buen grado de precisión el comportamiento general de la temperatura de salida. La forma de la curva, el alto R^2 en la paridad, y el patrón moderado de los residuos indican que la simulación es adecuada

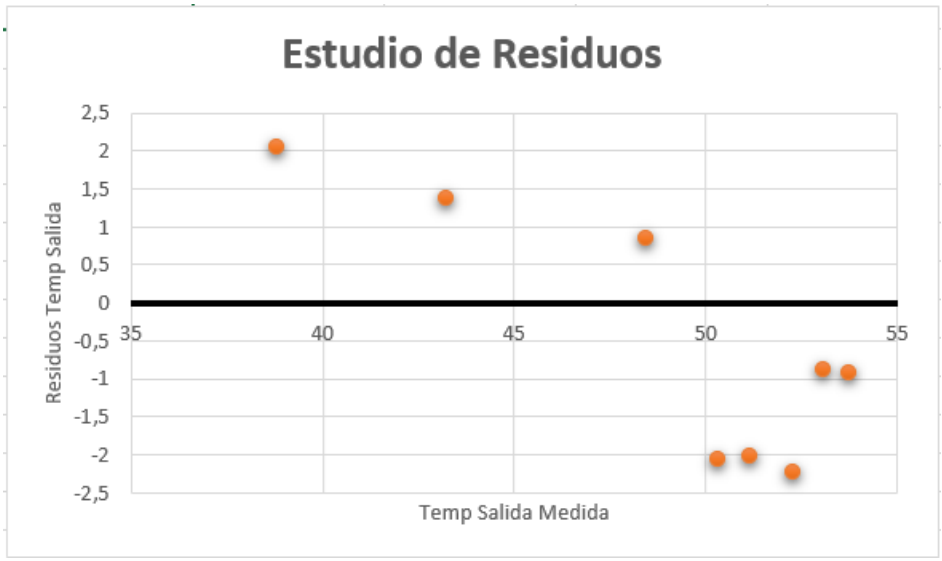


Figura 3.6: Análisis de residuos para la **temperatura de salida** entre la simulación y los datos experimentales de **Dubey y Tay (2013)**.

para fines comparativos y de análisis térmico global. Sin embargo, debe destacarse que varios parámetros de entrada necesarios para la simulación no se encuentran explícitamente especificados en el artículo de referencia. Por esta razón, fue necesario estimar dichos valores a partir de bibliografía complementaria o mediante supuestos razonables, lo cual puede introducir fuentes adicionales de error.

3.2.3. Análisis de la Temperatura de celda

La Figura ?? muestra la evolución de la temperatura de la celda fotovoltaica (T_{celda}) a lo largo del día según la simulación realizada, con una pendiente ascendente en las primeras horas y un pico máximo en torno a las 4 horas de inicio de la simulacion, seguido de un descenso gradual. La curva simulada refleja con precisión la tendencia general de los datos experimentales, indicando que el modelo térmico logra capturar de forma adecuada el calentamiento y enfriamiento de la celda bajo condiciones variables de irradiancia y temperatura.

En la Figura 3.8 se presenta el gráfico de paridad entre las temperaturas de celda simuladas y las medidas experimentalmente. La relación obtenida entre la variable independiente x (valor experimental) y la dependiente y (valor simulado) es:

$$y = (0{,}96 \pm 0{,}06)\, x + (2{,}52 \pm 3{,}87) \tag{3.2}$$

El coeficiente de determinación fue de $R^2 = 0{,}972$, lo que evidencia una fuerte correlación lineal entre ambas variables. La pendiente cercana a la unidad sugiere que el modelo reproduce de forma casi proporcional los valores medidos. La ordenada al origen positiva y no significativa (dado el error) no introduce un sesgo sistemático relevante,

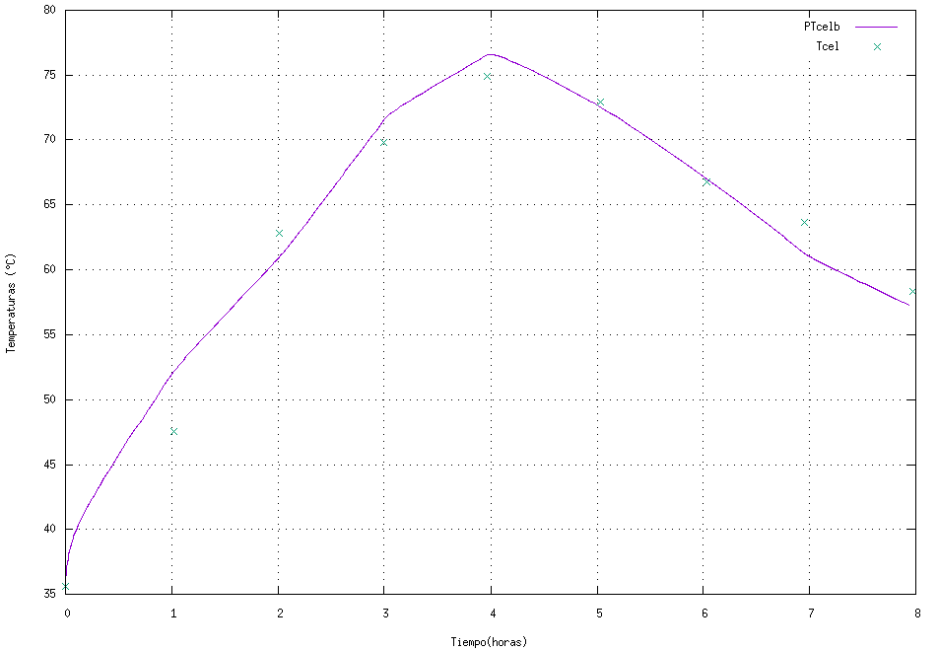


Figura 3.7: Comparación entre los resultados simulados y los datos experimentales para la **temperatura de celda** en función del tiempo, según el estudio de **Dubey y Tay (2013)**.

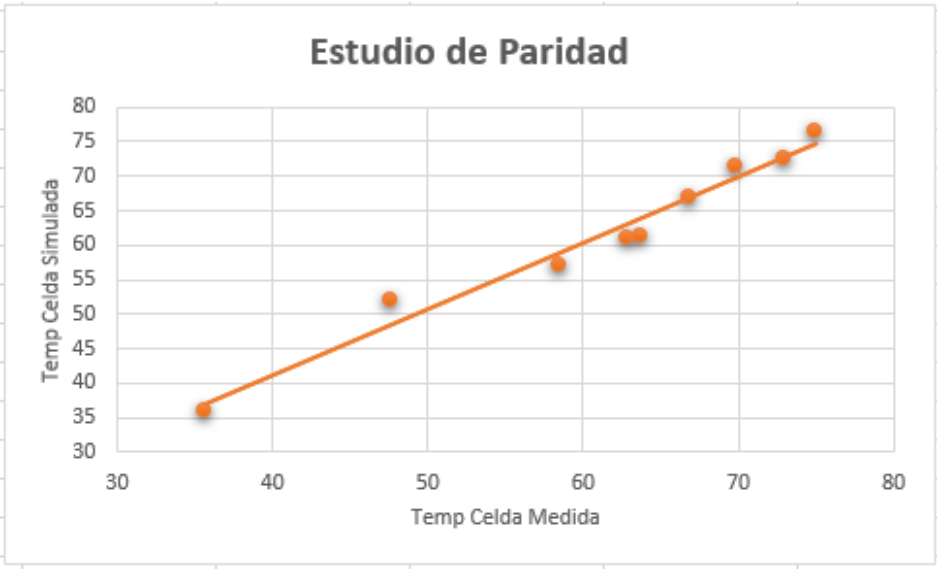


Figura 3.8: Gráfico de paridad para la **temperatura de celda** simulada frente a los valores experimentales reportados por **Dubey y Tay (2013)**.

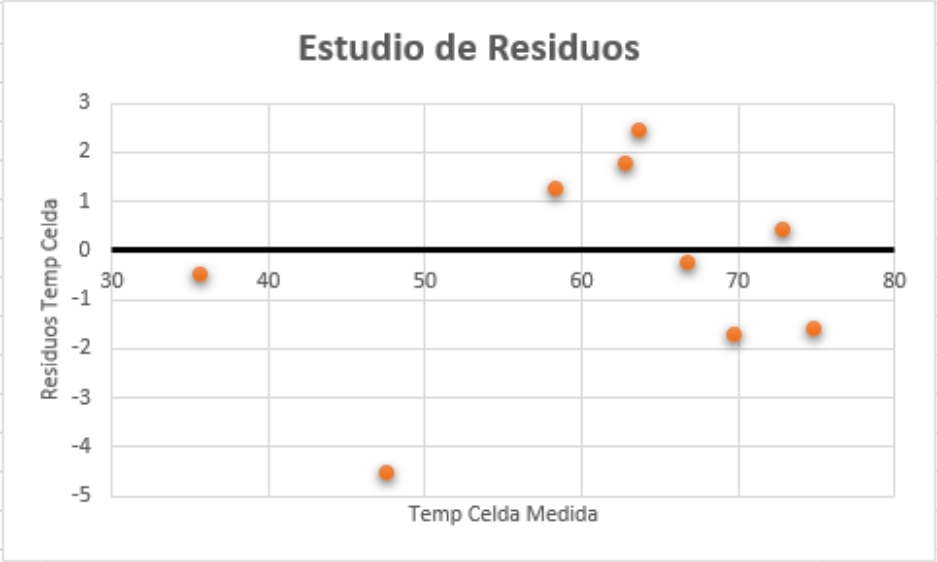


Figura 3.9: Análisis de residuos para la **temperatura de celda** entre la simulación y los datos experimentales de **Dubey y Tay (2013)**.

indicando una buena fidelidad general del modelo.

La Figura 3.9 muestra el análisis de residuos. Los residuos se encuentran en su mayoría dentro del rango de $-5\,^{\circ}\mathrm{C}$ a $+3\,^{\circ}\mathrm{C}$, sin presentar un patrón claro ni una tendencia sistemática evidente. Esto sugiere que los errores del modelo son mayormente aleatorios y no acumulativos, lo cual es deseable en una simulación de este tipo.

El modelo presenta un excelente ajuste para la temperatura de celda, con un R^2 elevado, una pendiente cercana a 1, y residuos dispersos de forma razonablemente aleatoria. Estos indicadores validan el comportamiento global del modelo en cuanto al fenómeno térmico observado en la celda fotovoltaica. Como se mencionó previamente,

3.3. Validación con *Systematic testing of hybrid PV-thermal (PVT) solar collectors in steady-state and dynamic outdoor conditions*

En este apartado se analizan los datos experimentales reportados por **Guarracino et al. (2021)** [35], con el objetivo de validar el modelo desarrollado para la simulación térmica y eléctrica de colectores solares híbridos PVT. El estudio experimental se realizó bajo condiciones exteriores, tanto en régimen estacionario como dinámico, permitiendo una evaluación detallada del comportamiento del sistema en distintas épocas del año.

Se consideran dos escenarios representativos: durante el mes de junio, se analizan las potencias térmica y eléctrica generadas por el sistema; mientras que para el mes de noviembre, se estudia la diferencia de temperatura entre la entrada y la salida del fluido térmico. Esta doble validación, basada en condiciones climáticas y de operación

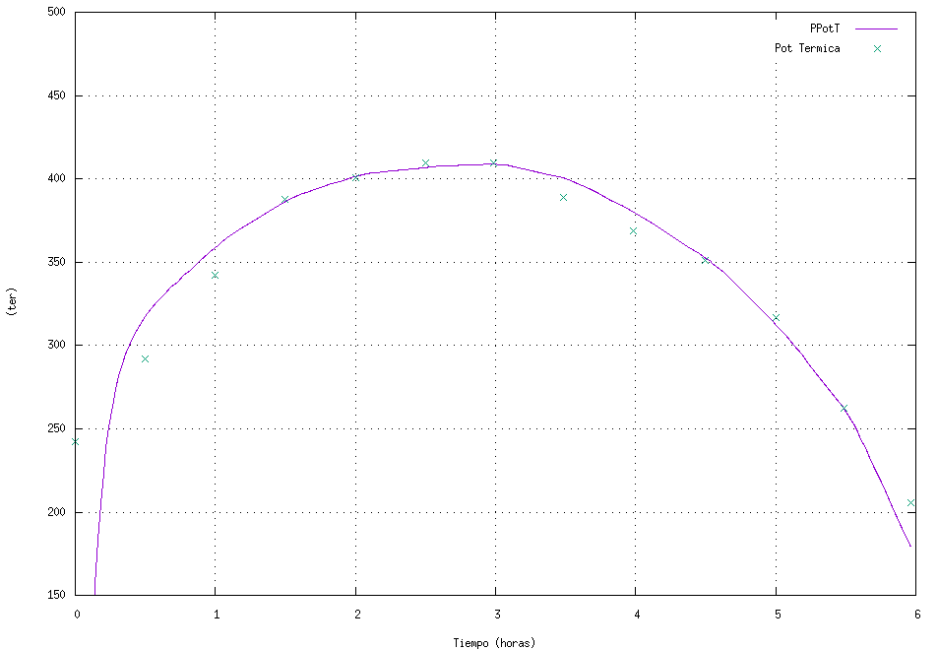


Figura 3.10: Comparación entre los resultados simulados y los datos experimentales para la **potencia térmica** en función del tiempo, según el estudio de **Guarracino et al. (2021)**.

distintas, ofrece una oportunidad valiosa para contrastar la precisión del modelo bajo múltiples configuraciones experimentales.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos a partir de la simulación numérica y su comparación con los datos experimentales, mediante gráficos de paridad y análisis de errores, destacando el grado de concordancia entre ambos enfoques.

3.3.1. Junio: Análisis de la Potencia Térmica

El gráfico 3.10 muestra el perfil temporal de potencia térmica para un día representativo del mes de junio. Se observa una concordancia razonable entre el modelo y los datos experimentales en la zona central del día, mientras que existen discrepancias significativas en las primeras y últimas horas.

Esto se refleja también en el gráfico de paridad 3.11, donde los puntos más alejados de la recta de mejor ajuste corresponden a los extremos de la jornada. La línea recta representa un ajuste lineal de la forma $y = ax + b$, donde y es la potencia térmica simulada y x la medida.

El análisis estadístico de este ajuste lineal arrojó los siguientes parámetros:

- Pendiente: $a = 1{,}47 \pm 0{,}27$
- Ordenada al origen: $b = -175{,}7 \pm 93{,}1$
- Coeficiente de determinación: $R^2 = 0{,}73$

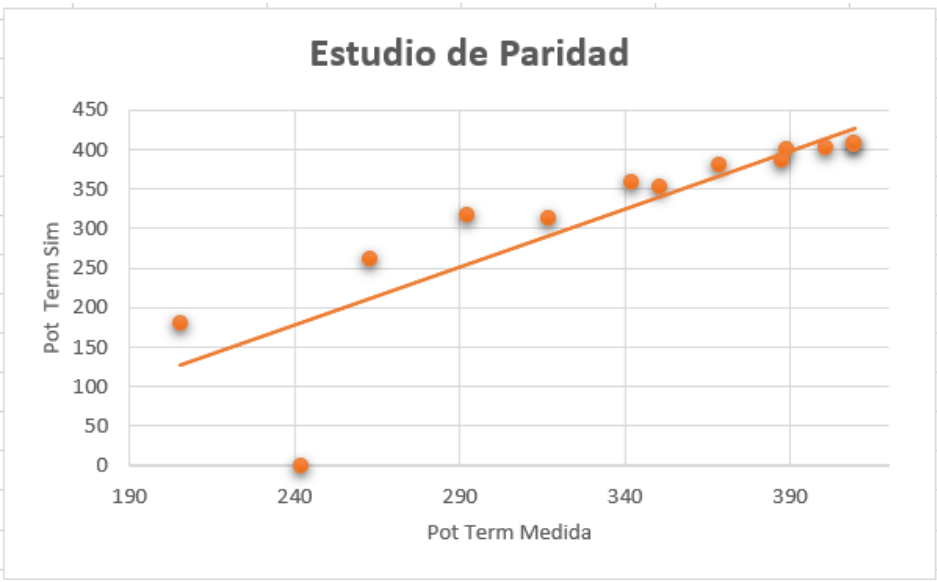


Figura 3.11: Gráfico de paridad para la **potencia térmica** simulada frente a los valores experimentales reportados por **Guarracino et al. (2021)**.

Por lo tanto, la ecuación resultante del ajuste con incertidumbres incluidas es:

$$y = (1{,}47 \pm 0{,}27) \cdot x + (-175{,}7 \pm 93{,}1)$$

Si bien la pendiente del ajuste es cercana a la unidad, lo cual sugiere que el modelo reproduce con cierta coherencia las variaciones en la potencia térmica medida, el valor de la ordenada al origen es significativamente alto y negativo, y el coeficiente de determinación $R^2 = 0{,}73$ revela una dispersión considerable de los datos alrededor de la recta. En particular, se observa que los puntos correspondientes al inicio y al final del día presentan errores sistemáticos y desviaciones muy marcadas, tanto en el gráfico de paridad como en el de residuos. Esto indica que el modelo falla en reproducir adecuadamente el comportamiento térmico en las transiciones de arranque y apagado, probablemente debido a condiciones de entrada inestables, como la irradiancia variable o el desfase térmico del sistema.

El gráfico de residuos 3.12 permite visualizar más claramente esta tendencia. Se evidencia un patrón sistemático de error en los extremos: una subestimacion al inicio y una subestimación al final del día. Esto sugiere que el modelo presenta dificultades para predecir con precisión en condiciones de entrada no estacionarias, lo cual es esperable debido a las fluctuaciones en la irradiancia y posibles incertidumbres en parámetros como el caudal másico o la temperatura de entrada del fluido.

Dado que el primer punto (el primero del día) presenta un error sistemático y un desvío marcado respecto al comportamiento general, y afecta negativamente la calidad del ajuste, se justifica su exclusión del análisis de paridad. Esta decisión no es arbitraria, sino que se basa en fundamentos metodológicos aceptados en la validación de modelos

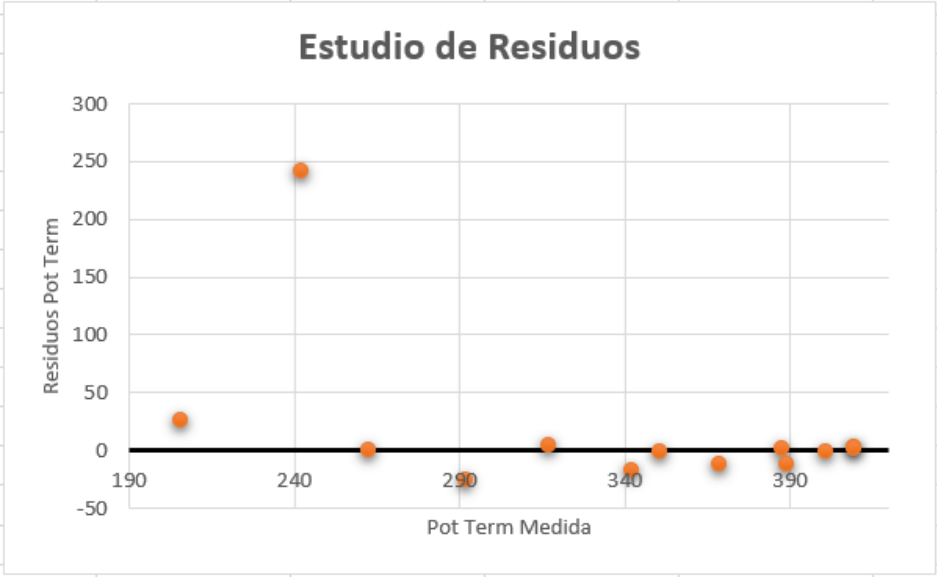


Figura 3.12: Análisis de residuos para la **potencia térmica** entre la simulación y los datos experimentales de **Guarracino et al. (2021)**.

térmicos, donde es común observar mayores errores durante las transiciones térmicas del sistema, es decir, en los momentos de arranque y apagado. En estas etapas, el sistema aún no ha alcanzado —o ya ha abandonado— el régimen cuasi-estacionario en el que el modelo es más robusto. Al eliminar estos puntos atípicos, se mejora la estimación global del modelo y se obtiene una evaluación más representativa de su desempeño bajo condiciones estables de operación, que son las que predominan durante la mayor parte del funcionamiento efectivo del colector.

Luego de analizar los resultados iniciales del modelo, se identificó que el primer punto del día generaba un desvío sistemático considerable, afectando negativamente la calidad del ajuste. Este punto correspondía a una etapa de arranque del sistema, donde aún no se había alcanzado el régimen cuasi-estacionario, lo que justifica su exclusión del análisis.

Tras remover dicho punto, se repitió el ajuste lineal sobre los datos restantes. La nueva ecuación obtenida es:

$$y = (1{,}066 \pm 0{,}060) \cdot x + (-20{,}3 \pm 20{,}9)$$

Este resultado representa una mejora significativa respecto al ajuste original. El nuevo coeficiente de determinación obtenido fue:

$$R^2 = 0{,}9697$$

En comparación con el ajuste anterior (que incluía todos los puntos y arrojaba un $R^2 = 0{,}728$), se observa una notable mejora en la capacidad explicativa del modelo. Esto se ve reflejado también en la gráfica de paridad 3.13, donde los puntos se alinean

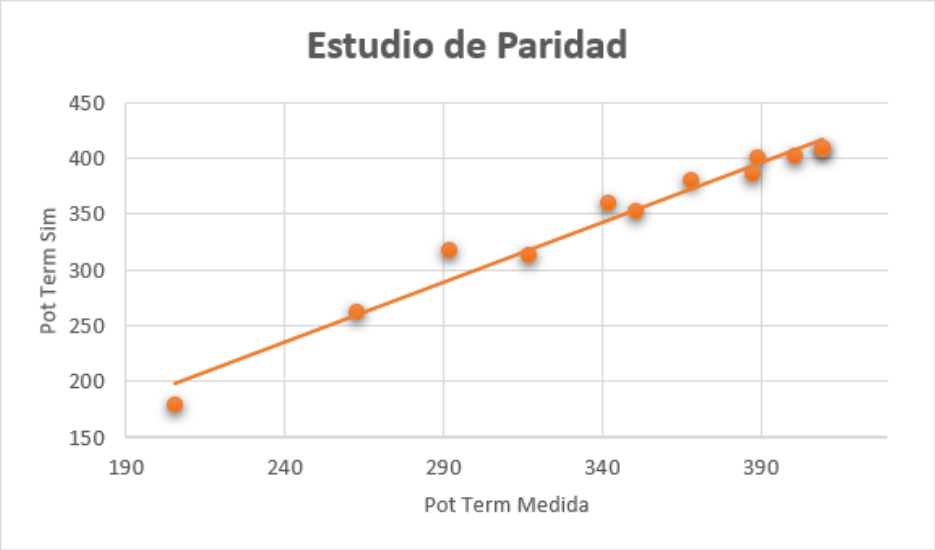


Figura 3.13: Gráfico de paridad entre los valores simulados y los datos experimentales depurados de **potencia térmica**, tras la exclusión de puntos atípicos.

con mayor precisión respecto a la recta ideal, y en la gráfica de residuos 3.14, que muestra una distribución más aleatoria y cercana a cero, sin tendencias evidentes.

La pendiente del ajuste, próxima a uno, indica una alta fidelidad del modelo en la estimación de la potencia térmica simulada frente a la medida, mientras que la ordenada al origen, cercana a cero, sugiere que no hay un sesgo sistemático apreciable. Las incertidumbres asociadas a los parámetros también disminuyeron, lo cual refuerza la confiabilidad del ajuste.

3.3.2. Junio: Análisis de la Potencia Eléctrica

La Figura 3.15 muestra la evolución de la potencia eléctrica generada por el módulo fotovoltaico a lo largo del día, obtenida mediante simulación, con un aumento progresivo desde las primeras horas de la mañana, alcanzando un valor máximo alrededor de las 5 horas solares, y posteriormente una disminución gradual hasta el final del día. Esta evolución está fuertemente condicionada por la irradiancia solar incidente y por la temperatura de operación de la celda, factores ambos considerados en el modelo implementado. La forma y el momento del pico simulado se corresponden adecuadamente con el comportamiento físico esperado para un sistema fotovoltaico expuesto a condiciones variables de radiación solar y temperatura ambiente.

En la Figura 3.16 se presenta el gráfico de paridad entre los valores de potencia eléctrica simulados (y) y los medidos experimentalmente (x). La relación de ajuste obtenida es:

$$y = (1{,}38 \pm 0{,}06)\, x + (-41{,}7 \pm 6{,}7) \tag{3.3}$$

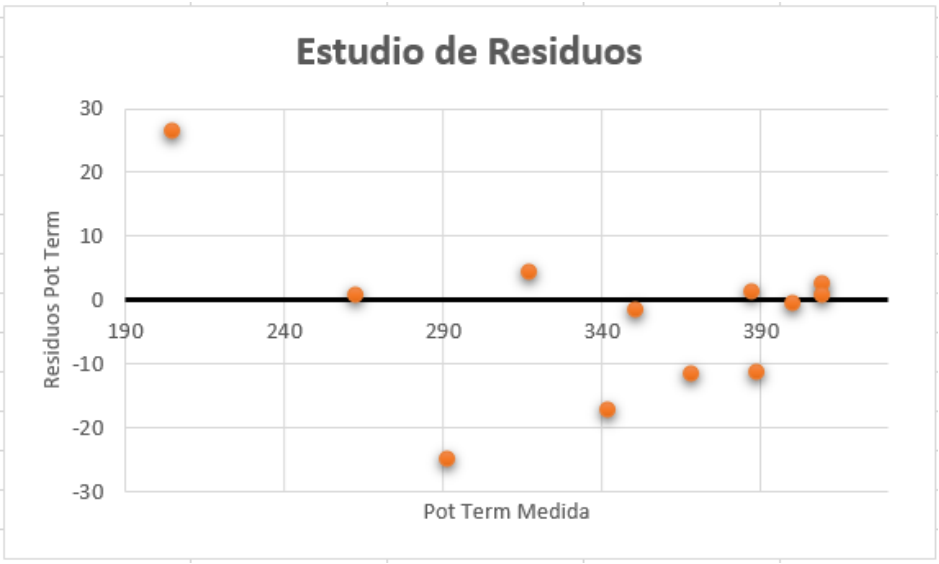


Figura 3.14: Distribución de residuos entre los datos simulados y experimentales depurados de **potencia térmica**, tras la exclusión de puntos atípicos.

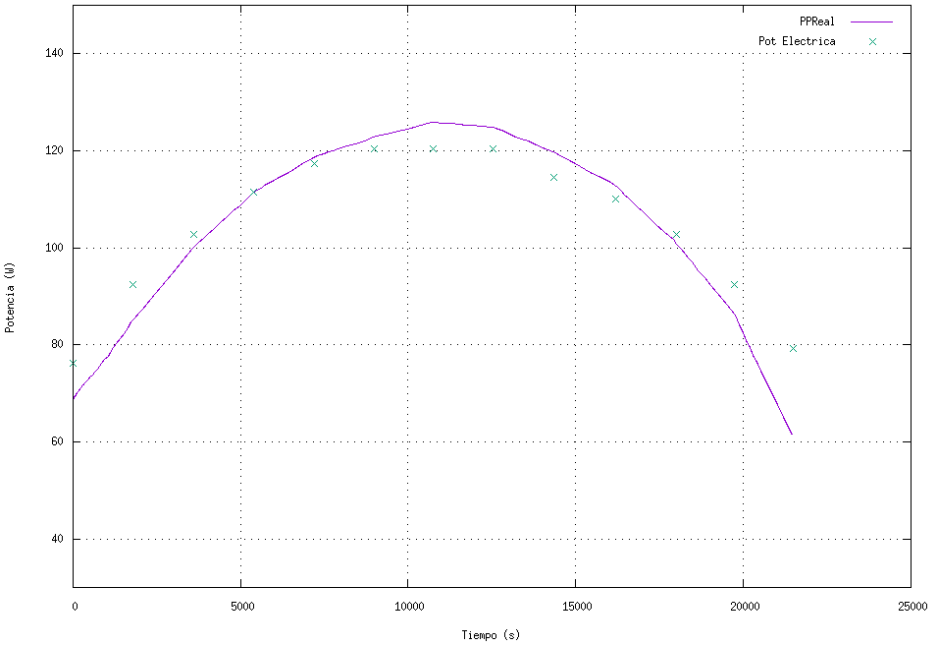


Figura 3.15: Comparación entre los resultados simulados y los datos experimentales para la **potencia eléctrica** en función del tiempo, según el estudio de **Guarracino et al. (2021)**.



Figura 3.16: Gráfico de paridad para la **potencia eléctrica** simulada frente a los valores experimentales reportados por **Guarracino et al. (2021)**.

El coeficiente de determinación asociado fue de $R^2 = 0{,}977$, indicando una correlación lineal fuerte entre los valores simulados y medidos. La pendiente superior a 1 sugiere que el modelo tiende a sobreestimar por poco la potencia eléctrica respecto a los valores experimentales, especialmente en los niveles más altos. Por su parte, la ordenada al origen altamente negativa evidencia una desviación sistemática en los valores bajos de potencia, reflejando una subestimacion del modelo en las horas iniciales la jornada. En conjunto, la alta correlación y la forma general del ajuste indican que el modelo logra representar de manera aceptable la generación eléctrica, aunque con una tendencia a sobrestimar en toda la gama de operación.

La Figura 3.17 muestra el análisis de residuos, definidos como la diferencia entre el valor simulado y el experimental ($y_{\text{exp}} - y_{\text{sim}}$). Se observa que los residuos son predominantemente positivos en la región de potencias bajas, confirmando la subestimacion sistemática del modelo en ese intervalo. A medida que aumenta la potencia, los residuos tienden a acercarse a cero y su dispersión disminuye, lo que sugiere una mayor precisión del modelo en condiciones de alta irradiancia.

El modelo de simulación eléctrica muestra un desempeño muy bueno, con un R^2 elevado y un comportamiento general coherente con el esperado para este tipo de sistemas. Aunque se identifica una tendencia a subestimar la potencia generada, especialmente en condiciones de baja irradiancia, el modelo reproduce adecuadamente la evolución temporal y magnitudes de generación eléctrica. La distribución de los residuos refuerza esta conclusión, evidenciando errores relativamente acotados y sin una tendencia acumulativa relevante. Cabe recordar que parte de los parámetros eléctricos utilizados en la simulación provienen de estimaciones bibliográficas y no de mediciones directas del panel empleado, lo cual podría contribuir a las discrepancias observadas. Este aspecto

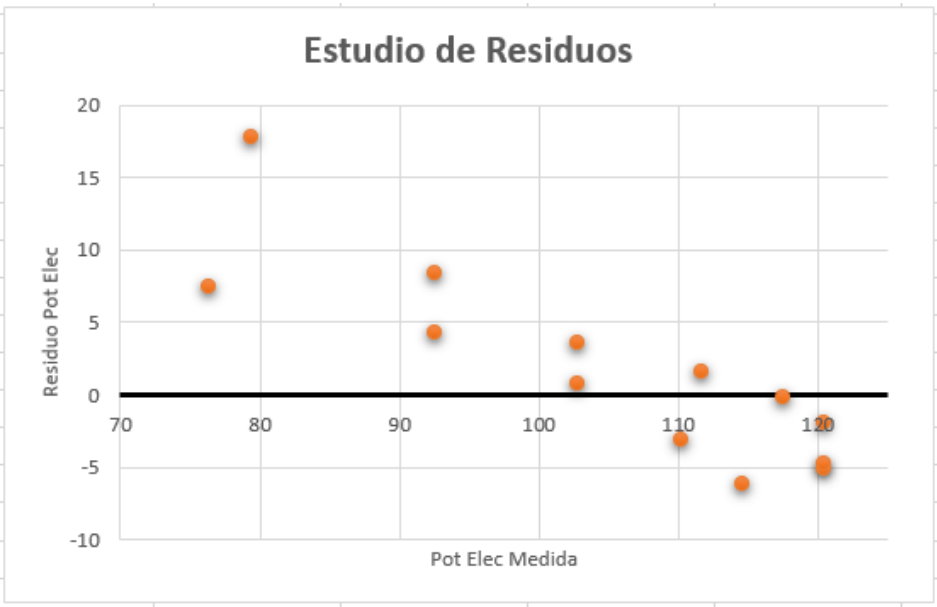


Figura 3.17: Análisis de residuos para la **potencia eléctrica** entre la simulación y los datos experimentales de **Guarracino et al. (2021)**.

será retomado en la discusión final del modelo.

3.3.3. Noviembre: Análisis de la diferencia de temperatura entrada-salida

La Figura 3.18 muestra la evolución temporal de la diferencia de temperatura entre salida y entrada del fluido térmico ($\Delta T = T_{\text{sal}} - T_{\text{in}}$). Se observa que, en líneas generales, la curva simulada sigue adecuadamente la tendencia de la curva medida, reproduciendo los principales máximos y mínimos térmicos del día. Sin embargo, se detectan desviaciones sistemáticas significativas en los primeros y últimos minutos del intervalo temporal, donde el modelo subestima la magnitud del salto térmico. Estas discrepancias sugieren que el modelo no logra capturar correctamente el comportamiento transitorio del sistema al inicio del calentamiento y durante la fase de enfriamiento, posiblemente por efectos inerciales, variaciones rápidas de irradiancia o falta de ajuste fino en los coeficientes térmicos para condiciones no estacionarias.

La Figura 3.19 muestra el estudio de paridad entre los valores simulados y medidos de ΔT. La ecuación de la recta de regresión es:

$$y = (0{,}967 \pm 0{,}044)\, x + (-0{,}016 \pm 0{,}050) \tag{3.4}$$

y se obtuvo un coeficiente de determinación $R^2 = 0{,}860$, lo que indica un ajuste aceptable, aunque no óptimo. La pendiente cercana a la unidad sugiere una buena correspondencia en la tendencia general, pero la dispersión de los puntos en torno a la recta, así como la presencia de valores extremos, reduce la calidad global del ajuste.

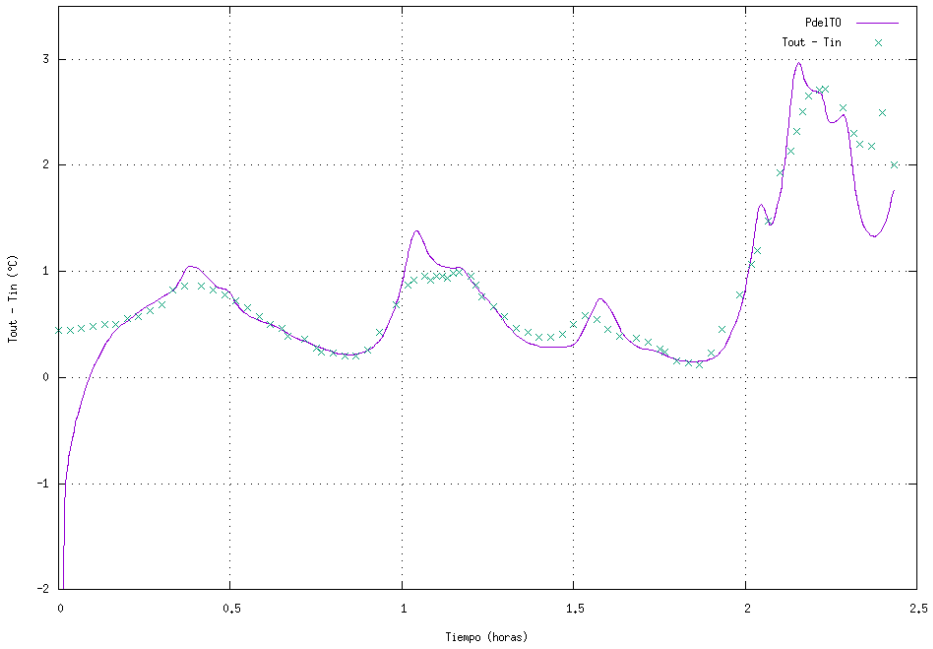


Figura 3.18: Comparación entre los resultados simulados y los datos experimentales para la **diferencia de temperatura entrada-salida** en función del tiempo, según el estudio de **Guarracino et al. (2021)**.

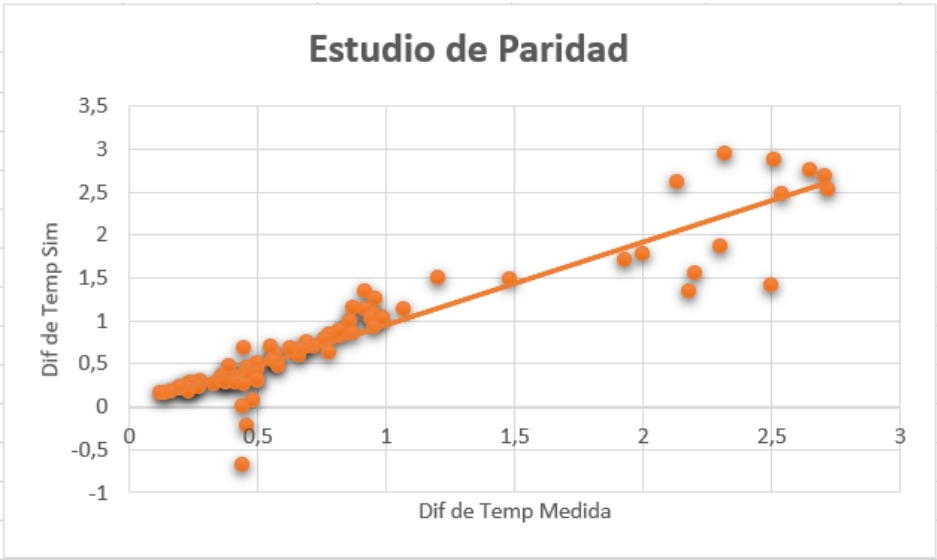


Figura 3.19: Gráfico de paridad para la **diferencia de temperatura entrada-salida** simulada frente a los valores experimentales reportados por **Guarracino et al. (2021)**.

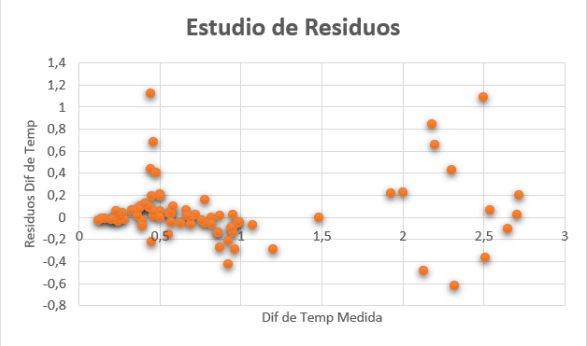


Figura 3.20: Análisis de residuos para la **diferencia de temperatura entrada-salida** entre la simulación y los datos experimentales de **Guarracino et al. (2021)**.

El gráfico de residuos (Figura 3.20) confirma que los errores más significativos se concentran en los extremos del dominio de valores de ΔT, es decir, tanto cuando el salto térmico es bajo como cuando es elevado. Esto se corresponde con los primeros y últimos minutos del ensayo, donde la simulación no logra reproducir con precisión los valores medidos.

El modelo muestra un desempeño aceptable en la predicción del salto térmico en régimen de operación, con un ajuste razonable que podría mejorarse mediante una caracterización más precisa de los transitorios. El análisis del gráfico de paridad, correspondiente a la potencia eléctrica, indica una correlación positiva entre los valores simulados y medidos, aunque no representa un ajuste óptimo. Al observar el gráfico de simulación de la diferencia de temperatura entre entrada y salida, se advierte que durante los primeros y últimos minutos del ensayo el modelo no reproduce adecuadamente la curva medida, lo cual sugiere la presencia de errores sistemáticos en los extremos temporales, posiblemente asociados a condiciones de borde o errores de medición durante el encendido y apagado del sistema. Para mejorar la precisión del ajuste, se eliminaron estos puntos atípicos, decisión fundamentada en dos observaciones: una desviación visual clara entre las curvas simuladas y medidas en los extremos del tiempo, y la concentración de los mayores residuos en los extremos del eje de potencia medida, lo que compromete la distribución aleatoria de los residuos necesaria para validar un modelo lineal confiable. Tras esta depuración, se espera una mejora en la linealidad del modelo y una reducción en la dispersión de los residuos, lo que permitirá una evaluación más representativa del comportamiento en condiciones operativas reales.

$$y = (1{,}089 \pm 0{,}028) \cdot x + (-0{,}031 \pm 0{,}028)$$

donde y representa la potencia eléctrica simulada y x la potencia eléctrica medida (estudio de paridad 3.21).

Este nuevo ajuste refleja una mejora significativa en la correlación entre los valores simulados y medidos. El valor de R^2 aumentó considerablemente a $R^2 = 0{,}9585$, lo

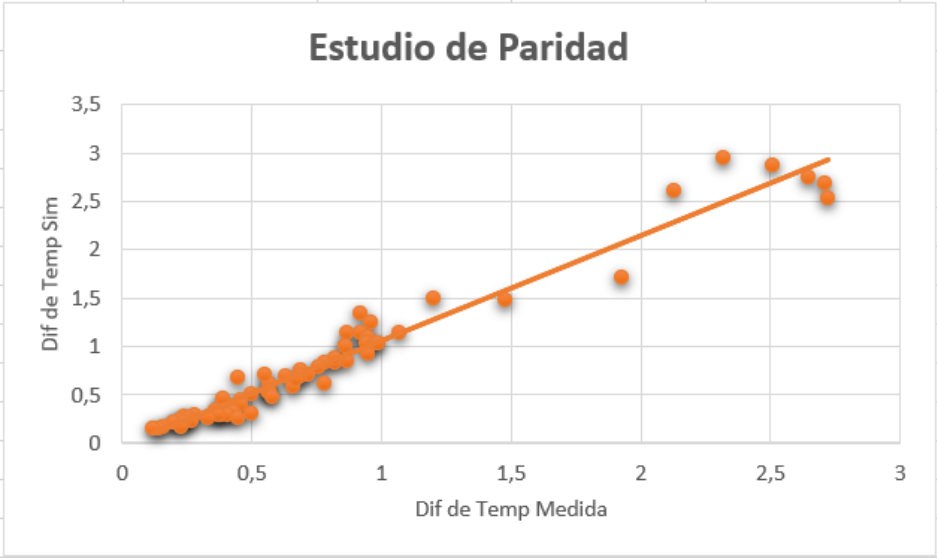


Figura 3.21: Gráfico de paridad entre los valores simulados y los datos experimentales depurados de **diferencia de temperatura entrada-salida**, tras la exclusión de puntos atípicos.

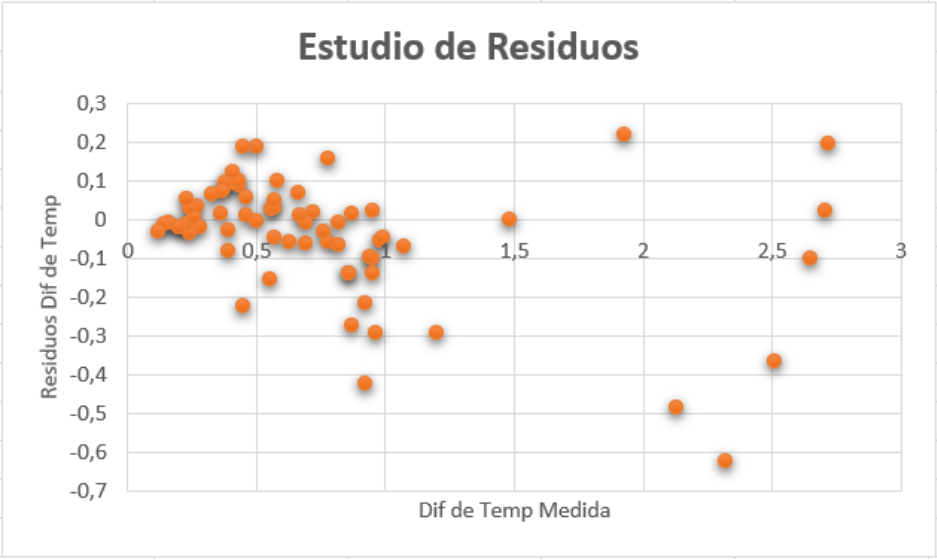


Figura 3.22: Distribución de residuos entre los datos simulados y experimentales depurados de **diferencia de temperatura entrada-salida**, tras la exclusión de puntos atípicos.

que indica que el modelo es capaz de explicar una mayor proporción de la variabilidad observada en los datos medidos. Asimismo, el gráfico de residuos 3.22 ahora muestra una distribución más centrada y sin patrones sistemáticos evidentes, lo cual fortalece la validez del modelo lineal para describir el comportamiento observado, al menos dentro del rango de operación más estable.

La eliminación de los puntos correspondientes al inicio y fin del experimento está debidamente justificada tanto por la evidencia gráfica como por la mejora en los indicadores estadísticos del ajuste. Esto permite depurar el análisis y centrarse en el comportamiento estable del sistema, obteniendo un modelo de mayor confiabilidad para describir la potencia eléctrica generada bajo condiciones de régimen permanente.

3.4. Validación con *Simulation CFD and experimental investigation of PVT water system under natural Malaysian weather conditions*

En esta sección se analiza el artículo desarrollado por **S. Misha, Amira Lateef Abdullah, N. Tamaldin, M.A.M. Rosli y F.A. Sachit,** con el objetivo de comparar los resultados obtenidos en cuanto a la temperatura de celda, la eficiencia térmica y la potencia eléctrica del sistema. A diferencia de los artículos anteriores, los autores trabajan con un panel fotovoltaico semi-flexible. Una "nueva"tecnología que busca adaptarse a mayores contextos, pero del cual no se tiene ni la marca, ni el modelo, ni se logra encontrar ningún tipo de procedencia o similitud en comparación con otros paneles similares al descrito.

3.4.1. Análisis de la Temperatura de Celda

En el gráfico 3.23 se observa la evolución temporal de la temperatura de celda simulada junto con los valores experimentales reportados por los autores. La tendencia general de ambas curvas es coincidente: se registra un aumento progresivo de la temperatura durante la mañana, alcanzando un máximo cercano a las 4 horas de haber comenzado las mediciones, seguido por una disminución hacia la tarde. Sin embargo, se observa una dispersión importante en los puntos experimentales, con variaciones locales que no logran ser replicadas por el modelo numérico a partir de la 4ta hora.

El gráfico 3.24 corresponde al estudio de paridad, donde se compara directamente la temperatura de celda simulada en función de la temperatura medida. La nube de puntos presenta una alineación general con la recta de regresión, pero con una dispersión considerable. La ecuación obtenida es:

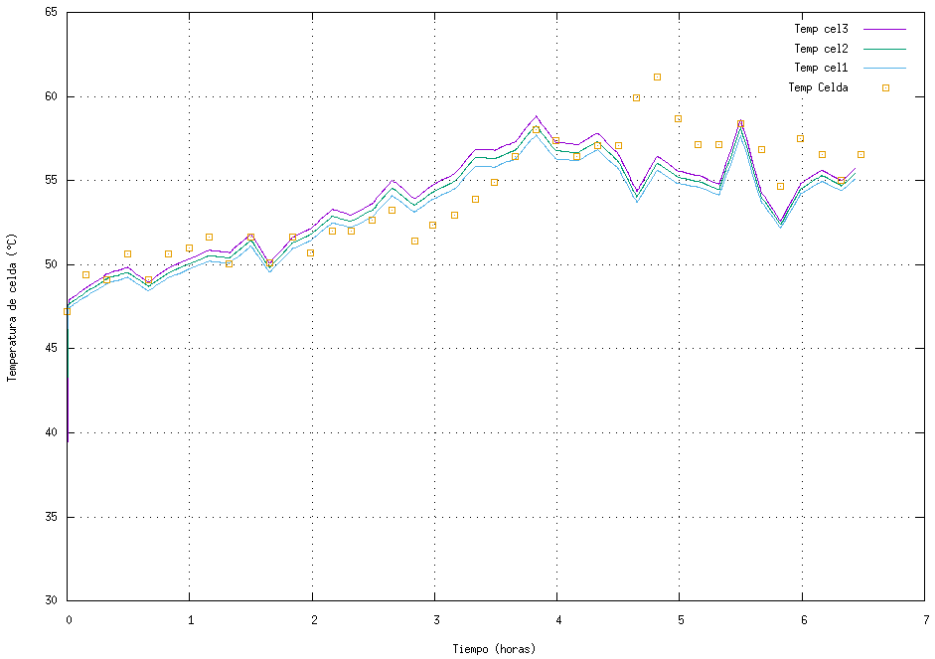


Figura 3.23: Comparación entre los resultados simulados y los datos experimentales para la **temperatura de celda** en función del tiempo, según el estudio de **Misha et. al (2020)**.

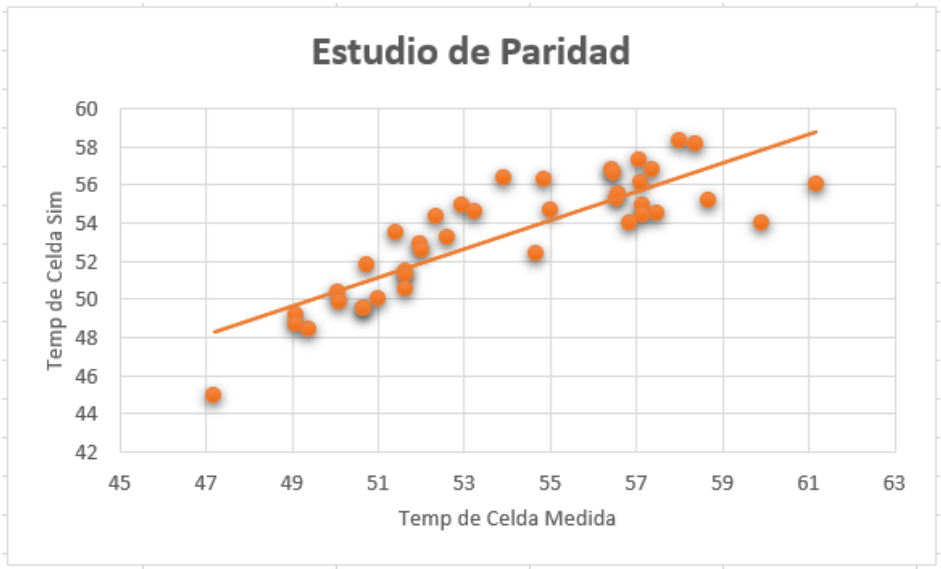


Figura 3.24: Gráfico de paridad para la **temperatura de celda** simulada frente a los valores experimentales reportados por **Misha et. al (2020)**.

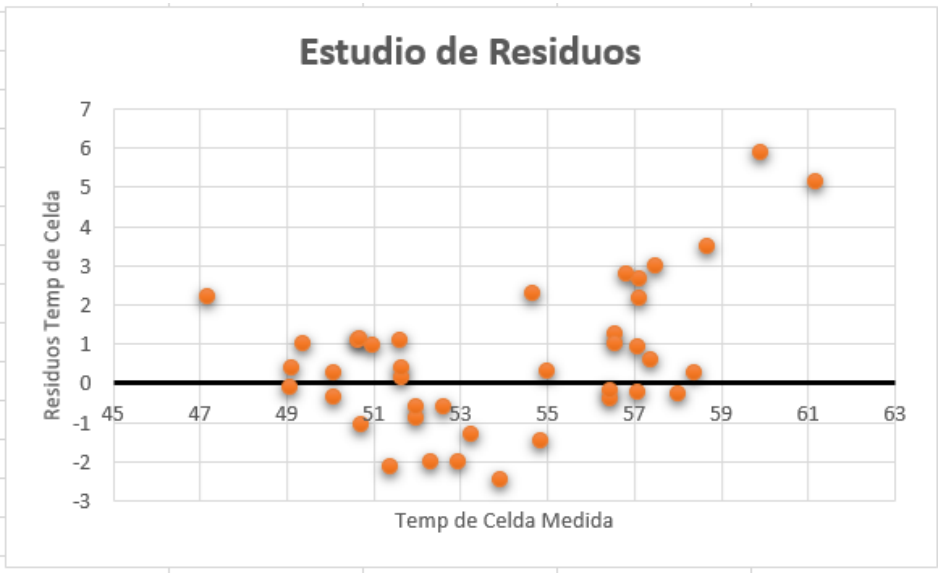


Figura 3.25: Análisis de residuos para la **temperatura de celda** entre la simulación y los datos experimentales de **Misha et. al (2020)**.

$$y = (0{,}75 \pm 0{,}08)\, x + (12{,}68 \pm 4{,}14)$$

con un coeficiente de determinación de $R^2 = 0{,}719$. Este valor indica una correlación moderada, inferior a la obtenida en otros casos analizados, y sugiere que el modelo implementado capta correctamente la tendencia global pero presenta dificultades para reproducir con precisión los valores puntuales de temperatura de celda medidos en este trabajo experimental.

El gráfico 3.25 muestra los residuos (diferencia entre los valores simulados y medidos) en función de la temperatura de celda medida. Si bien no se observa una estructura clara en la distribución de los residuos, se destaca una dispersión amplia, con errores que alcanzan hasta $\pm 5\,^{\circ}\mathrm{C}$. Esta variabilidad podría atribuirse tanto a limitaciones en el modelo como a la incertidumbre experimental, ya que los datos experimentales presentaban oscilaciones locales difíciles de modelar sin información detallada sobre las condiciones instantáneas del sistema.

Al examinar la dispersión de los datos en el gráfico de paridad correspondiente a la temperatura de celda, se detectaron tres puntos claramente alejados del resto de la nube de datos. Estos puntos atípicos presentan un comportamiento que difiere notablemente de la tendencia general observada, y su inclusión en el análisis distorsiona los parámetros del ajuste lineal. Por este motivo, se decidió excluirlos para obtener una representación más fiel del comportamiento predominante del sistema.

Luego de su eliminación, se realizó nuevamente el ajuste lineal, obteniéndose la siguiente relación entre la variable independiente x (temperatura de celda medida) y la variable dependiente y (temperatura de celda simulada):

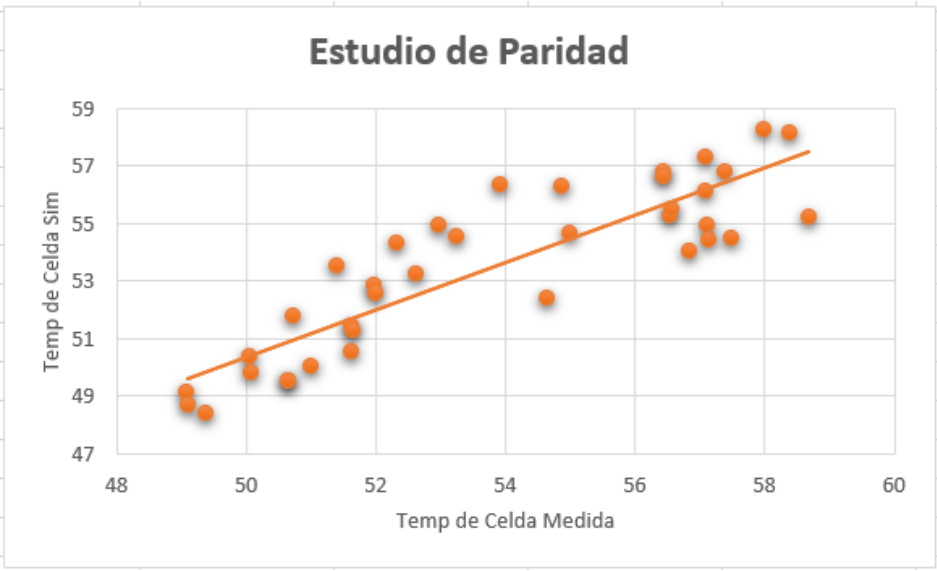


Figura 3.26: Gráfico de paridad entre los valores simulados y los datos experimentales depurados de **temperatura de celda**, tras la exclusión de puntos atípicos.

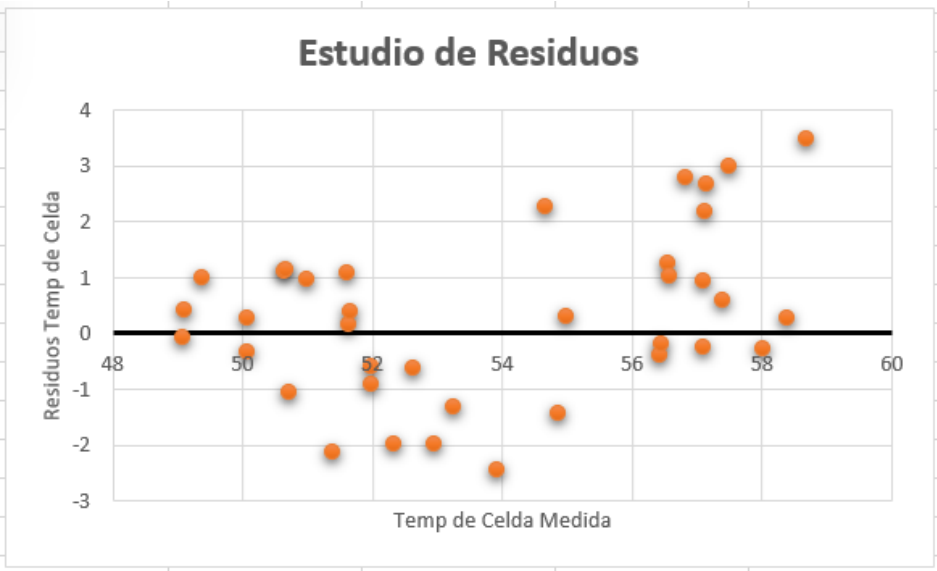


Figura 3.27: Distribución de residuos entre los datos simulados y experimentales depurados de **temperatura de celda**, tras la exclusión de puntos atípicos.

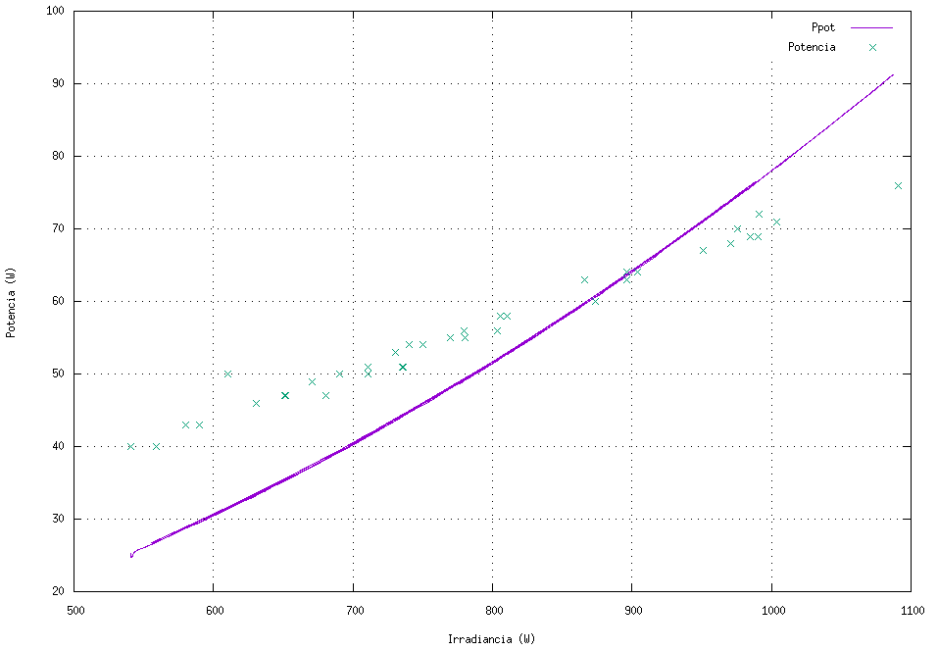


Figura 3.28: Comparación entre los resultados simulados y los datos experimentales para la **potencia eléctrica** en función del tiempo, según el estudio de **Misha et. al (2020)**.

$$y = (0{,}82 \pm 0{,}08)\, x + (9{,}42 \pm 4{,}08)$$

El nuevo coeficiente de determinación es $R^2 = 0{,}770$, lo que indica una mejora respecto al ajuste previo. Esta modificación refleja una mayor coherencia entre los datos simulados y medidos en el intervalo operativo del sistema, justificando así la remoción de los valores atípicos desde un punto de vista tanto estadístico como físico, mas, no hay un buen nivel de correlación.

3.4.2. Análisis de la Potencia Eléctrica

En la Figura 3.28 se representa la evolución de la potencia eléctrica medida y simulada con respecto a la irradiancia incidente en el plano del colector. Si bien ambas curvas siguen una tendencia similar, evidenciando coherencia general en la dinámica temporal del modelo, se observa una discrepancia significativa en los valores absolutos. En múltiples momentos del día, la simulación sobrestima notablemente la potencia eléctrica, lo que indica que, a pesar de captar adecuadamente el comportamiento global, el modelo presenta errores sistemáticos que afectan su precisión.

El gráfico 3.29 presenta el estudio de paridad, en el cual se compara la potencia eléctrica estimada mediante simulación con la correspondiente medida experimentalmente. La dispersión de los puntos en torno a la recta de ajuste revela nuevamente una tendencia general correctamente captada, lo cual se cuantifica mediante un coeficiente de determinación $R^2 = 0{,}979$, indicando una correlación lineal fuerte. Sin embargo el

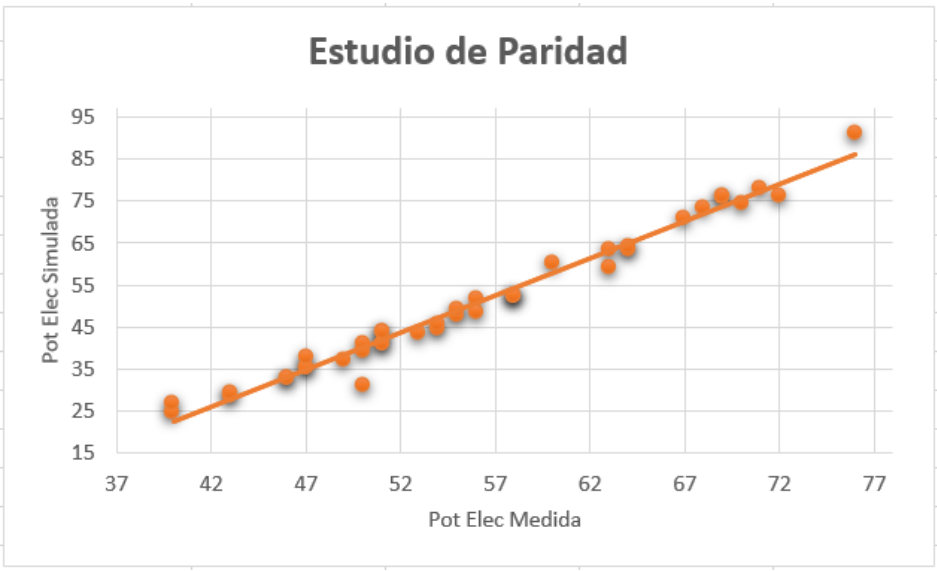


Figura 3.29: Gráfico de paridad para la **potencia eléctrica** simulada frente a los valores experimentales reportados por **Misha et. al (2020)**.

ajuste de la recta dado por:

$$y = (1{,}76 \pm 0{,}04)\, x + (-47{,}85 \pm 2{,}36)$$

evidencia una subestimacion sistemática del modelo: la simulación tiende a predecir valores elevados y disminuidos a los observados, particularmente en el rango bajo y alto de potencias.

Este comportamiento se refuerza en el gráfico correspondiente al estudio de residuos 3.30. Allí se observa que, a medida que aumenta la potencia medida, disminuye el residuo (es decir, la diferencia entre medición y simulacion) hasta cierto punto donde vuelve a aumentar en negativo. Este patrón sugiere que el modelo no sólo subestima al a valores bajos de irradiancia. sino que tambien sobrestima la potencia a valores de irradiancia mayor, lo cual apunta a una deficiencia estructural en la formulación de la simulación o en la caracterización de parámetros clave como la eficiencia eléctrica o las condiciones de frontera térmicas. Esta tendencia de los residuos también compromete la validez del modelo para predicciones fuera del rango de datos experimentales, alertando sobre la necesidad de una recalibración o refinamiento del mismo.

3.5. Conclusiones generales de la validación

El proceso de validación del modelo computacional desarrollado se realizó mediante la comparación con tres estudios experimentales independientes bajo distintas condiciones climáticas y configuraciones de sistemas PVT. Los resultados obtenidos permiten extraer las siguientes conclusiones fundamentales:

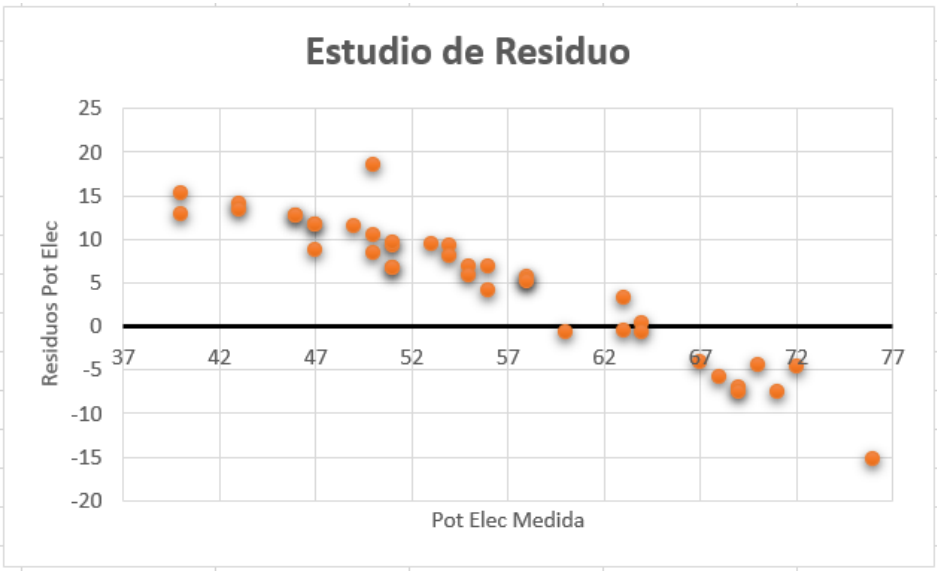


Figura 3.30: Análisis de residuos para la **potencia eléctrica** entre la simulación y los datos experimentales de **Misha et. al (2020)**.

3.5.1. Sobre el desempeño general del modelo

Capacidad predictiva: El modelo demostró capacidad para reproducir adecuadamente el comportamiento térmico y eléctrico de los sistemas PVT en condiciones estacionarias, con coeficientes de determinación (R^2) superiores a 0,95 en la mayoría de los casos analizados y pendientes de ajuste cercanas a la unidad (entre 0,82 y 1,27 en los mejores casos).

Limitaciones en condiciones iniciales: Se observó una gran dispersión en los valores de la ordenada al origen en los ajustes lineales, lo que está directamente asociado a la falta de información precisa sobre las condiciones iniciales y parámetros operativos en los estudios experimentales de referencia. Esta carencia obligó a realizar estimaciones que introdujeron incertidumbres sistemáticas.

Variabilidad según disponibilidad de datos: La calidad del ajuste mostró una correlación directa con la completitud de la información provista en cada artículo, siendo los mejores resultados aquellos donde se disponía de más parámetros específicos del sistema.

3.5.2. Sobre los aspectos térmicos

Temperaturas de operación: Las pendientes cercanas a 1 confirman que el modelo captura correctamente las relaciones físicas fundamentales, mientras que las ordenadas al origen significativas reflejan las limitaciones en la caracterización inicial.

Efecto de parámetros faltantes: La necesidad de estimar valores como coeficientes de transferencia térmica, propiedades del fluido y condiciones de contorno introdujo sesgos sistemáticos que afectaron principalmente la posición absoluta de las curvas (or-

denada al origen), más que su tendencia (pendiente).

3.5.3. Sobre los aspectos eléctricos

Consistencia en pendientes: Para potencia eléctrica se obtuvieron pendientes de ajuste cercanas a 1 en los estudios mejor documentados (1,066 para Guarracino), mientras que en el caso de Misha et al. la pendiente de 1,76 refleja claramente las limitaciones por falta de datos del panel semi-flexible.

3.5.4. Conclusión global

En conclusión, las pendientes cercanas a la unidad en la mayoría de los ajustes demuestran que el modelo implementa correctamente las relaciones físicas fundamentales de los sistemas PVT. Sin embargo, las discrepancias en las ordenadas al origen y los casos con mayor dispersión señalan claramente que las limitaciones principales provienen de la falta de información completa en los estudios experimentales de referencia, más que de deficiencias estructurales en el modelo. Este trabajo evidencia la importancia crítica de disponer de datos completos y bien documentados para lograr validaciones rigurosas de modelos computacionales en el campo de los sistemas fotovoltaico-térmicos.

Además se recomienda construir otro modelo que se adapte mejor a tecnologías no tradicionales como sistemas PVT construidos a base de paneles flexibles o semiflexibles como el utilizado para la tercer validacion, ya que no solo hay una gran discrepancia respecto a los materiales de construcción, sino en las propiedades eléctricas que lo rigen.

Capítulo 4

Aplicación del modelo validado para la predicción del desempeño del sistema PVT en condiciones locales

En el capítulo anterior, se presentó la validación del modelo computacional desarrollado para el sistema de colector PVT, a partir de la comparación con resultados experimentales disponibles en la literatura, correspondientes a configuraciones con características similares. El buen ajuste observado entre los resultados simulados y los datos experimentales sugiere que el modelo implementado es una herramienta válida para predecir el comportamiento térmico y eléctrico de este tipo de sistemas. Esto permite utilizar el modelo con confianza para analizar el desempeño del colector bajo distintas condiciones de operación.

Una vez validado el modelo, se propone la aplicación del modelo al estudio de un prototipo ~~físico~~ del colector PVT, cuya construcción se llevará a cabo en un futuro próximo, utilizando las condiciones climáticas específicas de la ciudad de Salta. Para ello, se aprovecharán las condiciones solares locales, que presentan particularidades relevantes, como una alta radiación solar promedio anual, factores que influirán en el rendimiento y la eficiencia del sistema. Salta, situada en el noroeste de Argentina, posee un clima predominantemente árido y soleado, lo cual representa una oportunidad para evaluar el desempeño de los colectores solares en un entorno de alta radiación.

Para alimentar la simulación computacional del modelo y representar las condiciones climáticas locales, se utilizarán los datos contenidos en el archivo TMY (Typical Meteorological Year) correspondiente a la ciudad de Salta, específicamente del Aeropuerto Internacional Martín Miguel de Güemes. Este archivo proporciona valores horarios, medios diarios y mensuales organizados a lo largo de un año representativo, de diversas variables meteorológicas relevantes, tales como radiación global sobre plano horizontal, temperatura ambiente, humedad relativa, velocidad del viento, entre otras.

Estos datos permiten simular el comportamiento del colector PVT a lo largo de un año completo, contemplando las variaciones estacionales de las condiciones ambientales.

La simulación, al incorporar los datos de radiación local, permitirá analizar en detalle cómo se comportará el prototipo bajo las condiciones solares de Salta, proporcionando estimaciones de su rendimiento térmico y eléctrico. Este análisis es importante para determinar el potencial de aprovechamiento de la energía solar en la región y para optimizar los parámetros del sistema, como la inclinación y orientación del colector, de modo que se maximice la captación de energía durante todo el año.

Esto, además, permitirá en una etapa futura construir físicamente el prototipo, el cual será evaluado en condiciones reales ~~al aire libre~~ en la ciudad de Salta, siguiendo las especificaciones obtenidas en la simulación. Esto permitirá comparar los resultados simulados con el desempeño real del colector, completando así el ciclo de validación y optimización del diseño del sistema.

4.1. Descripción del sistema propuesto

A continuacion se describe detalladamente el dispositivo PVT que se utilizará para la simulación y cuya construcción está prevista a corto plazo. El sistema consiste en la integración de un colector solar térmico a un panel fotovoltaico comercial, con el fin de convertirlo en un módulo híbrido generador de electricidad y calor útil. A modo ilustrativo, en la Figura 4.1 se presenta un esquema del dispositivo propuesto mostrado en sus distintas capas (siguiendo el circuito térmico previamente esquematizado en el capitulo 2, en la figura 2.3), que guía tanto el diseño del modelo como la futura construcción del prototipo.

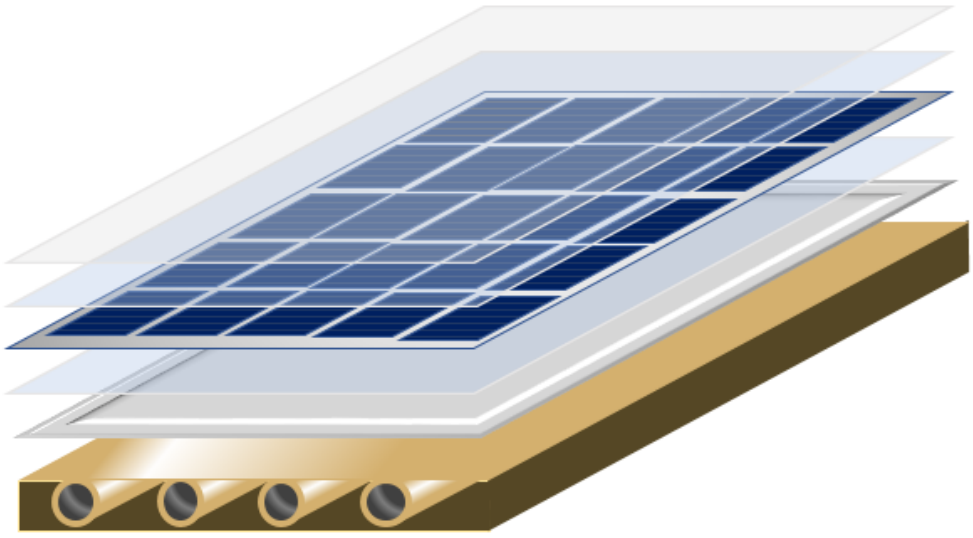


Figura 4.1: Esquema del dispositivo híbrido PVT propuesto.

estas capas, vistas desde la parte superior del sistema representan:

- Cubierta de vidrio
- E.V.A. superior
- Celdas PV
- E.V.A. inferior
- Placa trasera
- Placa de cobre
- Caños de Cobre
- Aislante
- Placa trasera del sistema

La elección del módulo fotovoltaico no fue arbitraria: se trata de paneles ya adquiridos, destinados específicamente a la construcción del prototipo. En función de esta elección, se diseñó un colector térmico adaptado a sus dimensiones y características estructurales.

A continuación, se presentan las características constructivas y parámetros técnicos de cada componente del sistema.

4.1.1. Panel fotovoltaico

El módulo EG-280P60-C es un panel de silicio policristalino con las siguientes especificaciones eléctricas bajo condiciones estándar (STC):

- **Corriente en el punto de máxima potencia:** $I_{\text{mp}} = 9{,}01\,\text{A}$
- **Voltaje en el punto de máxima potencia:** $V_{\text{mp}} = 31{,}08\,\text{V}$
- **Corriente de cortocircuito:** $I_{\text{sc}} = 9{,}43\,\text{A}$
- **Voltaje de circuito abierto:** $V_{\text{oc}} = 39{,}01\,\text{V}$
- **Coeficiente de temperatura de I_{sc}:** $+3{,}87\,\text{mA/°C}$
- **Coeficiente de temperatura de V_{oc}:** $-116{,}25\,\text{mV/°C}$
- **Número de celdas:** 60 (policristalinas)
- **Dimensiones:** $1650 \times 990 \times 35\,\text{mm}$

- **Peso:** 17,3 kg

En cuanto a sus propiedades térmicas, el panel incluye una cubierta frontal de vidrio templado de 3,2 mm de espesor, con una conductividad térmica de $k = 0{,}4\,\mathrm{W/m{\cdot}K}$ y emisividad $\epsilon = 0{,}9$. El encapsulante (EVA) posee un espesor de 0,45 mm, conductividad de $k = 0{,}3\,\mathrm{W/m{\cdot}K}$ y transmitancia óptica de $\tau = 0{,}95$. La lámina posterior (TPT) tiene un espesor de 2,55 mm, conductividad de $k = 0{,}15\,\mathrm{W/m{\cdot}K}$ y transmitancia de $\tau = 0{,}9$.

4.1.2. Colector adosado

Sobre la cara posterior del panel fotovoltaico se monta un colector solar térmico de placa plana, diseñado específicamente para este modelo. El colector está compuesto por los siguientes elementos:

- **Absorbedor:** una lámina metálica delgada de cobre, de 0,12 mm de espesor, con alta conductividad térmica ($k = 413\,\mathrm{W/m{\cdot}K}$), absortancia $\alpha = 0{,}9$ y emisividad $\epsilon = 0{,}9$. A esta lámina se le sueldan tubos de cobre de $5/8''$ de diámetro y 1 mm de espesor, dispuestos en forma de serpentín.
- **Aislación térmica:** se incorpora una capa de aislante térmico (espuma de poliuretano o poliestireno expandido), con un espesor de 17 mm, conductividad térmica de $k = 0{,}025\,\mathrm{W/m{\cdot}K}$, y transmitancia nula ($\tau = 0$).
- **Cubierta posterior:** una placa de policarbonato de 4 mm de espesor actúa como cierre mecánico del sistema y protección aislante.
- **Geometría hidráulica:** el fluido circulante fluye por los tubos de cobre en régimen de circulación forzada. El diseño contempla entrada y salida ubicadas en los extremos opuestos del colector-

4.1.3. Descripción del fluido y del sistema de almacenamiento

El sistema propuesto utiliza **agua** como fluido de trabajo, en régimen de circulación forzada. Esta elección responde por su disponibilidad, bajo costo y buenas propiedades térmicas. Los parámetros asumidos para el agua en las condiciones típicas de operación son los siguientes:

- Calor específico: $c_p = 4190\ \mathrm{J/kg{\cdot}K}$
- Densidad: $\rho = 1000\ \mathrm{kg/m^3}$
- Conductividad térmica: $k = 0{,}6\ \mathrm{W/m{\cdot}K}$
- Viscosidad dinámica: $\mu = 0{,}6 \times 10^{-3}\ \mathrm{Pa{\cdot}s}$

A partir de las propiedades del fluido y de la geometría del sistema de tuberías, se calculan los parámetros necesarios para estimar la transferencia de calor por convección interna, como la velocidad del fluido en el ingreso al colector y los números adimensionales de Reynolds, Prandtl y Nusselt.

Dado que el análisis considerará distintos valores de flujo másico, abarcando un amplio rango de condiciones posibles, los valores de Reynolds y Prandtl varían significativamente. Por esta razón, para el cálculo del número de Nusselt se emplea la correlación de Gnielinski 1.15, presentada en el Capítulo 1. Esta expresión es adecuada para flujos en régimen laminar, transitorio y turbulento, y permite un tratamiento unificado de las condiciones de transferencia convectiva interna a lo largo de todo el rango de operación.

El sistema incluye además un **tanque de almacenamiento** de 150 litros, conectado al circuito de agua. Su función es acumular la energía térmica captada por el colector a lo largo del día, para disponer de agua caliente incluso en momentos sin radiación solar. Se considera que el tanque no posee pérdidas térmicas ni está estratificado, por lo que todo el tanque tendrá una única temperatura representativa que variará a medida que evoluciona el tiempo.

para su correcta simulación, se procederá a analizar la mejor inclinación del colector

4.2. Selección de parámetros óptimos para el prototipo

4.2.1. Cálculo de inclinación óptima

La instalación considerada corresponde a un sistema fijo, con el plano del colector orientado hacia el norte geográfico , por lo cual encontrar la inclinación óptima del mismo es sumamente importante. Como parte de la optimización del diseño del sistema PVT, se evaluó la inclinación del panel que maximiza la captación de irradiancia solar anual. Para ello, se utilizó el archivo TMY correspondiente a la ciudad de Salta, el cual proporciona datos horarios de irradiancia global horizontal (G_h), irradiancia directa normal (B_n) e irradiancia difusa horizontal (D_h).

La irradiancia total media diaria mensual sobre un plano inclinado (G_T) se calculó para distintos ángulos de inclinación (β) aplicando el modelo de cielo isotrópico de Liu y Jordan (1963) citado en Duffie & Beckman [36]. Este modelo considera una distribución isotrópica de la radiación difusa y reflejada, y proyecta la componente directa sobre el plano inclinado:

$$G_T = B_n \cdot \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_z)} + D_h \cdot \frac{1+\cos(\beta)}{2} + G_h \cdot \rho \cdot \frac{1-\cos(\beta)}{2} \tag{4.1}$$

donde:

- θ: ángulo de incidencia de la radiación directa sobre el plano inclinado,
- θ_z: ángulo cenital del sol (ángulo entre la vertical y el rayo solar),
- β: ángulo de inclinación del plano respecto a la horizontal,
- ρ: albedo o reflectancia del suelo (valor típico: 0,2),
- $\cos(\theta)/\cos(\theta_z)$: factor que ajusta la componente directa considerando la geometría relativa entre el plano inclinado y la trayectoria solar.

La estimación se implementó en una hoja de cálculo, evaluando mes a mes la irradiancia correspondiente a distintos ángulos de inclinación. Luego, se integró la irradiancia mensual al mediodía solar a lo largo del año para obtener la radiación anual total captada por el colector.

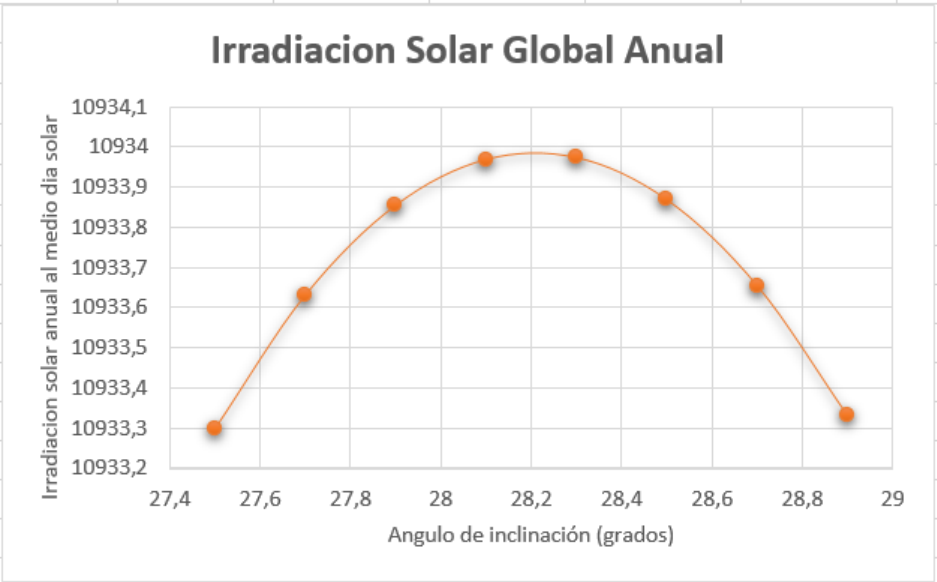


Figura 4.2: Irradiación solar global anual sobre plano inclinado en función del ángulo de inclinación del colector.

El ángulo óptimo de inclinación se identificó como el que maximiza la radiación solar anual sobre el plano del colector. Para el caso de Salta, el valor resultante fue de 28,21°.

4.2.2. Análisis del flujo másico y su impacto en el desempeño del sistema

Luego de determinar la inclinación óptima del colector para maximizar la captación anual de radiación solar, se analiza el efecto del flujo másico del fluido sobre el rendimiento térmico y eléctrico del sistema. El objetivo es identificar valores de caudal que

resulten óptimos de acuerdo con el criterio de diseño: maximizar la eficiencia térmica, la eficiencia eléctrica, o encontrar el punto óptimo que maximice ambas.

El estudio se realiza bajo condiciones climáticas representativas de la ciudad de Salta. Para ello, se seleccionan cuatro fechas clave del calendario solar del hemisferio sur: 21 de marzo (equinoccio de otoño), 21 de junio (solsticio de invierno), 21 de septiembre (equinoccio de primavera) y 21 de diciembre (solsticio de verano). Estas fechas permiten abarcar un amplio rango de condiciones solares y térmicas características de la región.

De cada día se extraen del archivo meteorológico típico (TMY), los valores horarios de irradiancia global, temperatura ambiente y velocidad del viento. El archivo TMY proporciona datos estadísticamente representativos, incluyendo información horaria, diaria y mensual de múltiples variables meteorológicas, entre ellas irradiancia directa y difusa, humedad relativa, presión y temperatura.

A partir de estos datos, se simula el comportamiento del colector PVT durante una hora alrededor del mediodía solar. La información calculada y extraida se resume en las siguientes tablas:

Tabla 4.1: Parámetros ambientales representativos – Marzo (Equinoccio de otoño)

Parámetro	**Valor**
Irradiancia sobre el plano inclinado (G_T)	894,50 W/m^2
Temperatura ambiente (T_{amb})	25,3 °C
Velocidad del viento (v_{viento})	2,4 m/s

Tabla 4.2: Parámetros ambientales representativos – Junio (Solsticio de invierno)

Parámetro	**Valor**
Irradiancia sobre el plano inclinado (G_T)	1384,15 W/m^2
Temperatura ambiente (T_{amb})	12,9 °C
Velocidad del viento (v_{viento})	0,9 m/s

Tabla 4.3: Parámetros ambientales representativos – Septiembre (Equinoccio de primavera)

Parámetro	**Valor**
Irradiancia sobre el plano inclinado (G_T)	1124,49 W/m^2
Temperatura ambiente (T_{amb})	18,2 °C
Velocidad del viento (v_{viento})	1,5 m/s

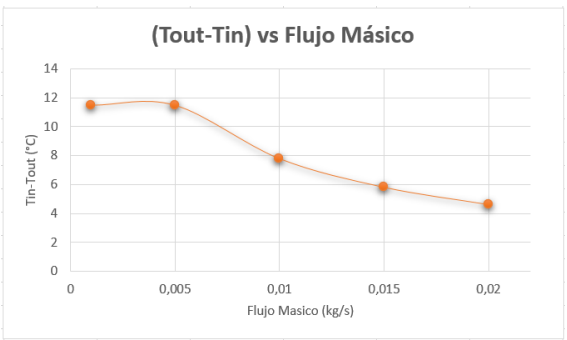
Tabla 4.4: Parámetros ambientales representativos – Diciembre (Solsticio de verano)

Parámetro	Valor
Irradiancia sobre el plano inclinado (G_T)	814,53 W/m^2
Temperatura ambiente (T_{amb})	25,0 °C
Velocidad del viento (v_{viento})	2,6 m/s

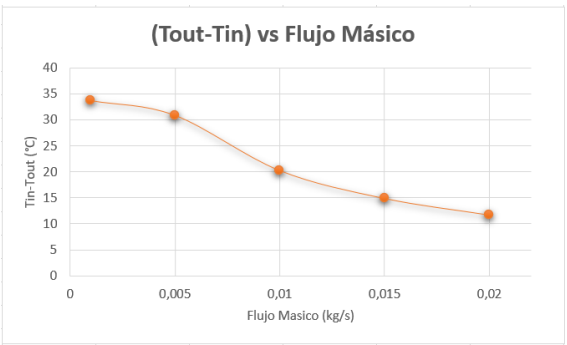
A partir de la introducción de estos datos en la simulación, se procedera a analizar la Temperatura de celda, la diferencia de temperatura entre entrada y salida del fluido, las potencias térmica y eléctrica generadas, y las correspondientes eficiencias del sistema. Este enfoque permite comprender el impacto del caudal másico sobre el rendimiento energético en distintos momentos del año, y establecer qué régimen de operación resulta más adecuado según se priorice la producción térmica o eléctrica.

Diferencia de temperatura entre entrada y salida

Se analiza la diferencia de temperatura entre la entrada y la salida del agua para las cuatro fechas seleccionadas. Esta diferencia proporciona una estimación del aporte térmico del sistema bajo distintas condiciones solares.

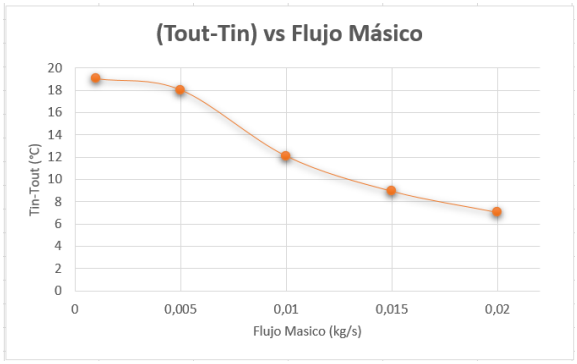


(a) Diferencia de temperatura - Equinoccio de otoño.



(b) Diferencia de temperatura de entrada y salida- Solsticio de invierno.

Figura 4.3: Diferencia de temperatura entre entrada y salida en función del flujo másico para los días 21 de Marzo y 21 de Junio.



(a) Diferencia de temperatura de entrada y salida - Equinoccio de primavera.

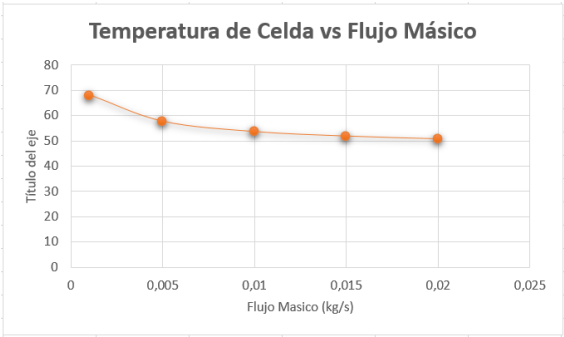
(b) Diferencia de temperatura de entrada y salida - Solsticio de verano.

Figura 4.4: Diferencia de temperatura entre entrada y salida en función del flujo másico para los días 21 de Septiembre y 21 de Diciembre

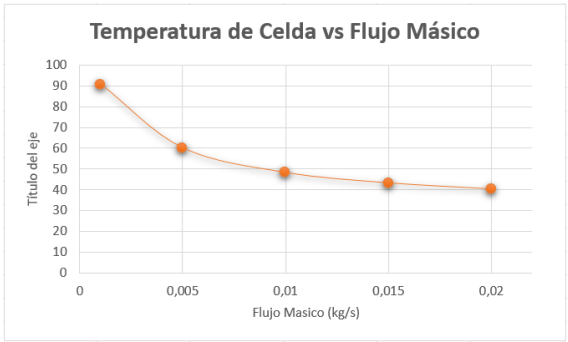
Para el 21 de marzo se observa un comportamiento claramente decreciente de la diferencia de temperatura con el aumento del flujo másico. Para valores bajos de caudal (0,001 kg/s), la diferencia de temperatura alcanza aproximadamente 12 °C, y disminuye progresivamente hasta unos 4 °C para el valor más alto de caudal considerado (0,02 kg/s). Mientras que para el 21 de Junio se presentan los valores más altos de diferencia térmica entre todos los casos analizados, especialmente en condiciones de bajo caudal. Para 0,001 kg/s se alcanza un máximo de aproximadamente 34 °C, disminuyendo hasta cerca de 12 °C para 0,02 kg/s. El 21 de septiembre, de forma similar a Junio, muestra una tendencia decreciente de la diferencia de temperatura con el aumento del flujo másico. Los valores se encuentran en el rango de 19 °C a caudal mínimo, descendiendo hasta aproximadamente 7 °C a caudal máximo. Finalmente el 21 de diciembre, es el día con menor diferencia de temperatura entre entrada y salida del colector. La curva parte de un valor cercano a 10 °C para el menor flujo, y desciende hasta unos 4 °C para el mayor flujo. Aunque la tendencia es también decreciente, el rango de variación es más estrecho que en los otros casos, y la curva muestra una pendiente más suave.

Temperatura de celda

La temperatura de la celda fotovoltaica afecta directamente el rendimiento eléctrico del sistema. A continuación se presentan las curvas simuladas de temperatura de celda para los solsticios y equinoccios.

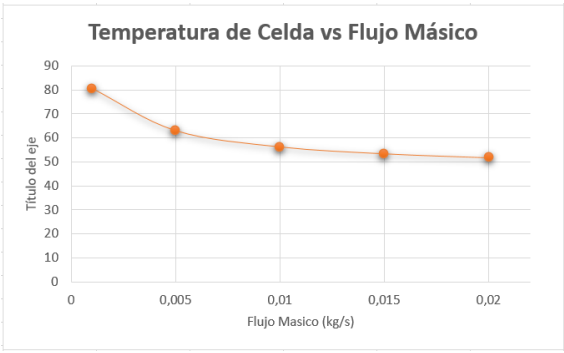


(a) Temperatura de celda - Equinoccio de otoño

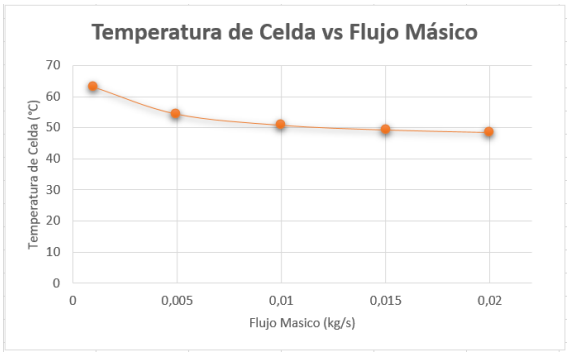


(b) Temperatura de celda - Solsticio de invierno

Figura 4.5: Temperatura de celda en función del flujo másico para los días 21 de Marzo y 21 de Junio



(a) Temperatura de celda - Equinoccio de primavera



(b) Temperatura de celda - Solsticio de verano

Figura 4.6: Temperatura de celda en función del flujo másico para los días 21 de Septiembre y 21 de Diciembre

Para el 21 de marzo se observa un comportamiento claramente decreciente de la temperatura de celda con el aumento del flujo másico. Para valores bajos de caudal (0,001 kg/s), la temperatura alcanza aproximadamente 70 °C, y disminuye progresivamente hasta unos 50 °C para el valor más alto de caudal considerado (0,02 kg/s). Mientras que para el 21 de junio se presentan los valores más altos de temperatura de celda entre todos los casos analizados, especialmente en condiciones de bajo caudal. Para 0,001 kg/s se alcanza un máximo de aproximadamente 90 °C, disminuyendo hasta cerca de 40 °C para 0,02 kg/s. El 21 de septiembre, muestra una tendencia decreciente de la temperatura con el aumento del flujo másico. Los valores se encuentran en el rango de 80 °C a caudal mínimo, descendiendo hasta aproximadamente 50 °C a caudal máximo. Finalmente el 21 de diciembre, presenta valores iniciales más bajos que el resto de los meses, comenzando con una temperatura de celda cercana a 63 °C para el menor flujo, y descendiendo hasta unos 50 °C para el mayor flujo. Junto al mes de marzo, son los meses que menos valor de Temperatuda de celda poseen

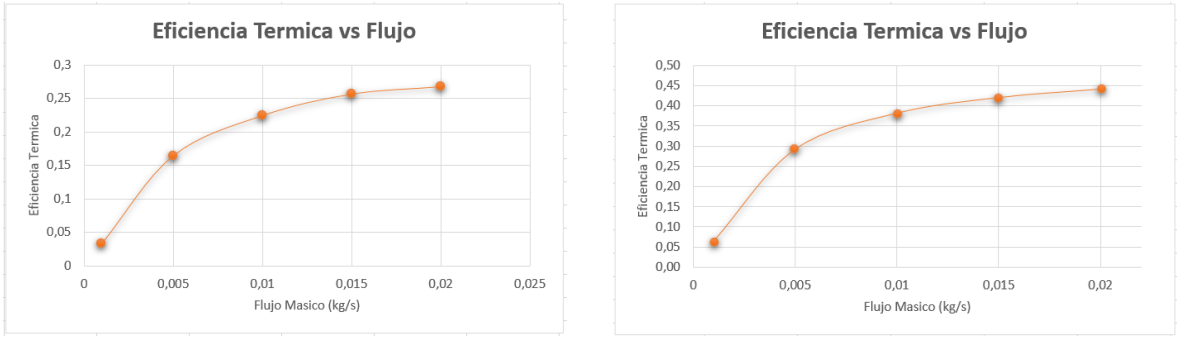
Eficiencia térmica

Se muestra en las figuras 4.7 y 4.8 la evolución de la eficiencia térmica del sistema en las cuatro fechas seleccionadas en función del flujo másico. Esta eficiencia refleja la capacidad del sistema para convertir la radiación solar en energía térmica útil, (Energía útil la cual se ha expresado en el capítulo 2, subsección 2.1.3) y se calcula utilizando:

$$\eta_t = \frac{\dot{m}\, c_p\, (T_{\text{out}} - T_{\text{in}})}{G_T \cdot A} \tag{4.2}$$

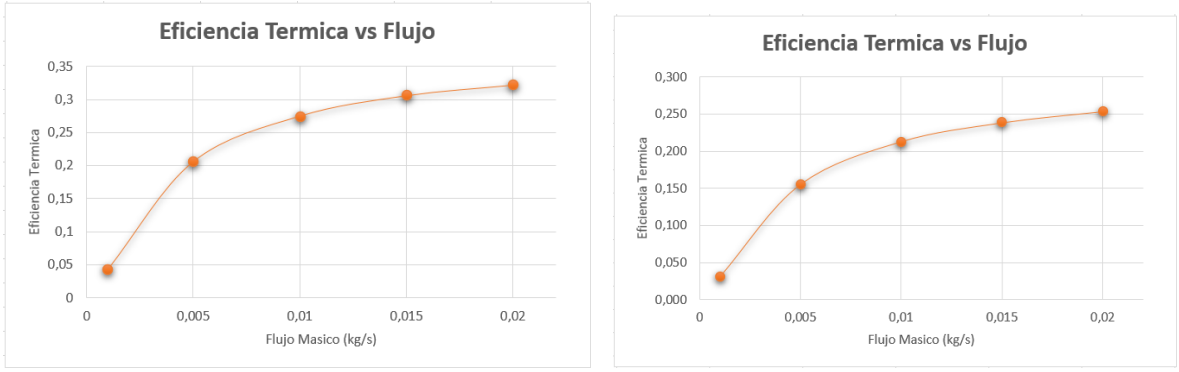
donde:

- $\dot{m}$: flujo másico del agua (kg/s),
- c_p: calor específico del agua (J/kg · K),
- $T_{\text{out}}, T_{\text{in}}$: temperaturas de salida y entrada del agua del colector (°C),
- G_T: irradiancia solar incidente sobre el plano inclinado (W/m^2),
- A: área efectiva del colector solar (m^2).



(a) Eficiencia térmica - Equinoccio de otoño **(b)** Eficiencia térmica - Solsticio de invierno

Figura 4.7: Eficiencia térmica en función del flujo másico para los días 21 de Marzo y 21 de Junio.



(a) Eficiencia térmica - Equinoccio de primavera **(b)** Eficiencia térmica - Solsticio de verano

Figura 4.8: Eficiencia térmica en función del flujo másico para los días 21 de Septiembre y 21 de Diciembre.

Para el 21 de marzo se observa un comportamiento claramente creciente de la eficiencia térmica con el aumento del flujo másico. Para valores bajos de caudal (0,001 kg/s), la eficiencia térmica es del orden de 0,04, incrementándose progresivamente hasta alcanzar un valor cercano a 0,27 para el flujo másico más alto considerado (0,02 kg/s). Mientras que para el 21 de junio se presentan los valores más altos de eficiencia térmica entre todos los casos analizados. La curva parte desde aproximadamente 0,05 a caudal mínimo y asciende hasta valores cercanos a 0,46 a caudal máximo, con un crecimiento notoriamente sostenido. El 21 de septiembre muestra una tendencia creciente de la eficiencia térmica con el aumento del flujo másico. Los valores se encuentran en el rango de 0,04 a caudal mínimo, hasta cerca de 0,330 a caudal máximo, con una pendiente que disminuye levemente hacia el final. Finalmente, el 21 de diciembre presenta también un incremento progresivo de la eficiencia térmica con el flujo másico, comenzando en torno a 0,03 para el menor flujo y alcanzando aproximadamente 0,250 para el mayor.

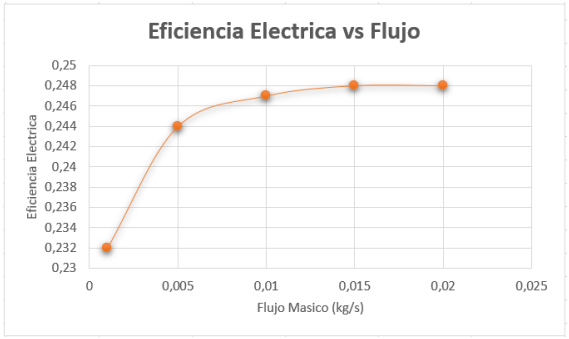
Eficiencia eléctrica

La eficiencia eléctrica se calculó a partir de la potencia generada y la irradiancia disponible. Las curvas obtenidas y mostradas en las figuras 4.9 y 4.10 permiten analizar el comportamiento del sistema ante diferentes condiciones de radiación y temperatura ambiente. La expresión utilizada fue:

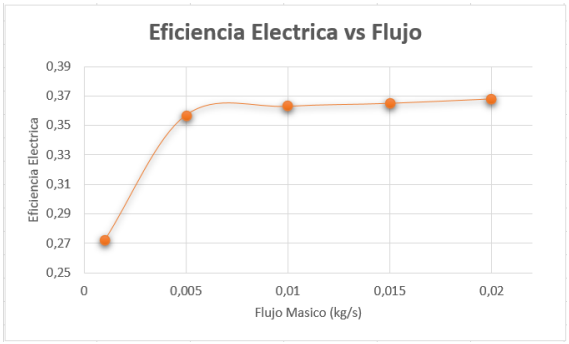
$$\eta_{\text{el}} = \frac{P_{\text{max,SC}}}{G_{\text{SC}} A_{\text{ef}}} \left[1 - \gamma_{\text{mp}} \left(T_{\text{cel}} - T_{\text{SC}}\right)\right] \tag{4.3}$$

donde:

- $P_{\text{max,SC}}$: potencia máxima bajo condiciones estándar (STC),
- G_{SC}: irradiancia de referencia en STC ($1000\,\text{W/m}^2$),
- A_{ef}: área efectiva del panel,
- γ_{mp}: coeficiente de temperatura de potencia máxima,
- T_{cel}: temperatura de la celda fotovoltaica,
- T_{SC}: temperatura de referencia en STC (25 °C).

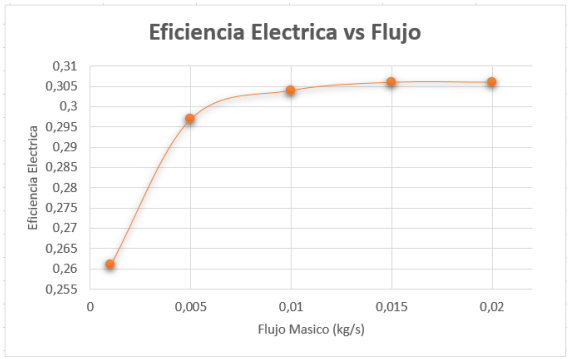


(a) Eficiencia eléctrica - Equinoccio de otoño

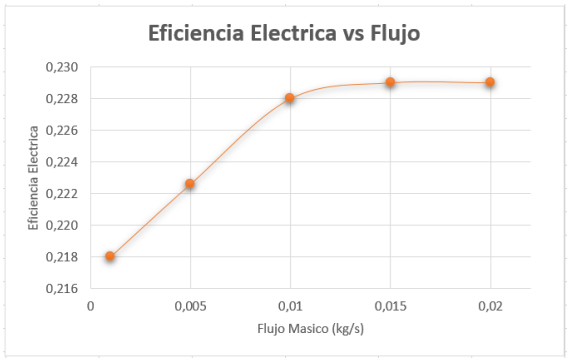


(b) Eficiencia eléctrica - Solsticio de invierno

Figura 4.9: Eficiencia eléctrica en función del flujo másico para los días 21 de Marzo y 21 de Junio.



(a) Eficiencia eléctrica - Equinoccio de primavera



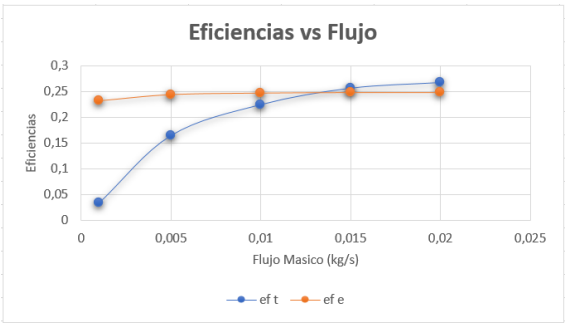
(b) Eficiencia eléctrica - Solsticio de verano

Figura 4.10: Eficiencia eléctrica en función del flujo másico para los días 21 de Septiembre y 21 de Diciembre

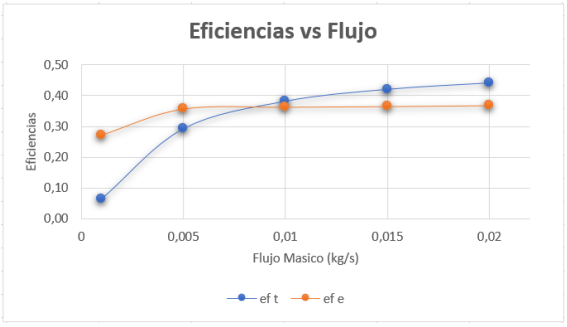
Para el 21 de marzo se observa un comportamiento creciente pronunciado a flujos bajos de la eficiencia eléctrica con el aumento del flujo másico. Para valores bajos de caudal (0,001 kg/s), la eficiencia eléctrica parte de aproximadamente 0,232, y asciende hasta un valor cercano a 0,248 para el flujo másico más alto considerado (0,02 kg/s). Mientras que para el 21 de junio se presentan los valores más altos de eficiencia eléctrica entre todos los casos analizados. La curva comienza alrededor de 0,270 a caudal mínimo, alcanzando un máximo de aproximadamente 0,370 para los flujos más elevados, con una pendiente que se estabiliza rápidamente. El 21 de septiembre, muestra una tendencia creciente de la eficiencia eléctrica con el aumento del flujo másico. Los valores oscilan entre 0,260 y 0,306, observándose que la mayor ganancia ocurre entre los primeros incrementos de caudal. Finalmente, el 21 de diciembre la curva de eficiencia eléctrica parte de un valor cercano a 0,218 para el menor flujo, ascendiendo hasta aproximadamente 0,229 a caudal máximo. Aunque la tendencia es creciente, los valores son sensiblemente inferiores a los de los demás meses.

Comparación simultánea de eficiencias

Finalmente, se presentan las curvas de eficiencia térmica y eléctrica de forma solapada para cada fecha representativa. Esta visualización permite analizar la coexistencia de ambas formas de aprovechamiento energético y su variación estacional.

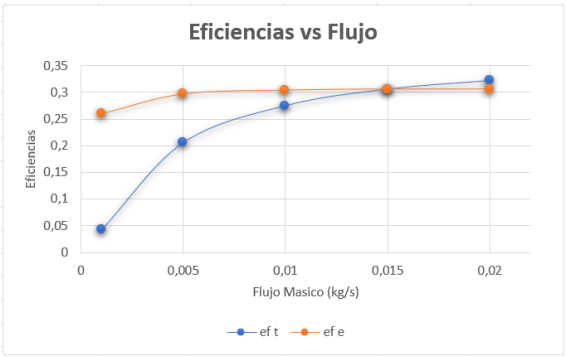


(a) Eficiencias térmica y eléctrica - Equinoccio de otoño

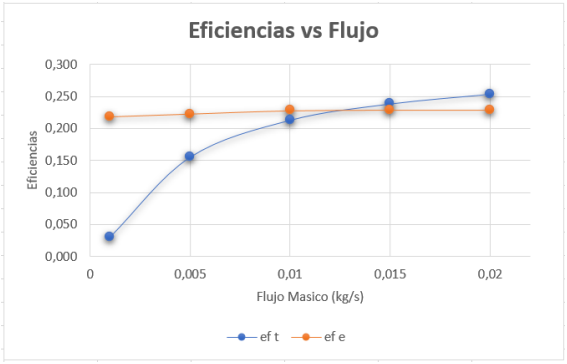


(b) Eficiencias térmica y eléctrica - Solsticio de invierno

Figura 4.11: Comparación de eficiencias térmica y eléctrica en función del flujo másico para los días 21 de Marzo y 21 de Junio.



(a) Eficiencias térmica y eléctrica - Equinoccio de primavera



(b) Eficiencias térmica y eléctrica - Solsticio de verano

Figura 4.12: Comparación de eficiencias térmica y eléctrica en función del flujo másico para los días 21 de Septiembre y 21 de Diciembre

En las curvas combinadas de eficiencia térmica (η_t) y eficiencia eléctrica (η_e) en función del flujo másico, se observa que ambas presentan una evolución creciente con el caudal, pero con pendientes y valores absolutos diferentes. Un aspecto particularmente relevante es el punto de intersección entre ambas curvas, ya que indica el valor de flujo másico a partir del cual la eficiencia térmica supera a la eléctrica, lo que puede considerarse una transición en el tipo de aprovechamiento energético predominante.

Para el 21 de marzo, se identifica un punto de intersección entre las curvas de eficiencia térmica y eléctrica en torno a un flujo másico de aproximadamente 0,014 kg/s. Por debajo de este valor, la eficiencia eléctrica es mayor, mientras que a partir de este

punto, la eficiencia térmica comienza a predominar. La transición es suave y las curvas se mantienen próximas a partir de ese caudal.

El 21 de junio presenta la intersección a un flujo másico entre 0,005 kg/s y 0,01 kg/s. donde a flujos bajos predomina la eficiencia eléctrica, y a flujos altos la eficiencia térmica.

Para el 21 de septiembre, el punto de cruce se encuentra nuevamente alrededor de los 0,015 kg/s. Luego del cruce, la eficiencia térmica continúa incrementándose con mayor pendiente que la eléctrica.

Finalmente, para el 21 de diciembre, el punto de intersección ocurre a un flujo másico cercano a 0,013 kg/s, Hasta ese valor, la eficiencia eléctrica sigue siendo la predominante como en los casos anteriores, para luego predominar la eficiencia térmica.

En resumen, el punto de intersección entre las eficiencias térmica y eléctrica se produce a mayor caudal en junio, y a menor caudal en diciembre, siendo intermedios para marzo y septiembre. Este comportamiento refleja la influencia combinada de la geometría solar, las condiciones térmicas del ambiente y la capacidad del colector para transferir energía en sus dos formas, térmica y eléctrica.

4.2.3. Conclusiones generales del análisis mensual

El análisis conjunto de las variables simuladas para los días 21 de marzo, junio, septiembre y diciembre permite identificar comportamientos distintivos del sistema PVT en función de las condiciones estacionales, geométricas y climáticas de la ciudad de Salta. Cada mes exhibe una dinámica particular, tanto en los valores de temperatura como en las eficiencias térmica y eléctrica, lo cual permite establecer conclusiones relevantes sobre el desempeño global del sistema.

En primer lugar, el 21 de junio se destaca como el mes con mejor desempeño térmico. A pesar de tratarse del solsticio de invierno, con menor irradiación global diaria, el ángulo bajo del Sol y la correcta orientación e inclinación del colector (28° hacia el norte) generan una incidencia solar más perpendicular sobre el plano del captador, maximizando la radiación directa útil. Esto se traduce en la mayor diferencia de temperatura entre entrada y salida del fluido, así como en las temperaturas de celda más elevadas, que alcanzan valores cercanos a los 90 °C a bajos caudales. Como resultado, la eficiencia térmica alcanza su máximo (cerca de 0,45), mientras que la eficiencia eléctrica también es la más alta (hasta 0,32), superando a los demás meses. El punto de cruce entre ambas eficiencias ocurre a un flujo menor que el de los otros meses, indicando que el aprovechamiento termico predomina en casi todo el rango. Además, es importante considerar que junio es el mes con menor velocidad de viento promedio en Salta, lo cual reduce las pérdidas por convección forzada y permite alcanzar mayores temperaturas en el sistema.

Un aspecto destacado en la simulación correspondiente al 21 de junio es que el valor de temperatura que alcanza la celda para el caso de flujo másico mínimo (0,001 kg/s). Este resultado llama la atención, ya que supera el límite de operación recomendado por el fabricante del módulo fotovoltaico, que suele situarse en torno a los 85 °C. A partir de este umbral, es esperable una degradación significativa en el rendimiento eléctrico del panel, así como potenciales daños por fatiga térmica o fallas en los materiales.

La explicación física de esta elevación de temperatura reside en la combinación de varios factores. Por un lado, el día 21 de junio ofrece una configuración geométrica ideal para la captación de radiación directa en Salta, debido a que el Sol, aunque más bajo en el cielo, incide casi perpendicularmente sobre el colector gracias a su orientación norte e inclinación de 28°. Por otro lado, al tratarse del mes con menor velocidad de viento promedio en la región, las pérdidas térmicas por convección hacia el ambiente se ven drásticamente reducidas, favoreciendo la acumulación de calor en el sistema. A esto se suma el hecho de que un flujo másico tan bajo implica una escasa renovación del fluido térmico, lo cual genera una especie de "embalsamiento térmico": el fluido deja de extraer efectivamente la energía incidente y, en cambio, permite que la temperatura del panel se eleve considerablemente.

Este fenómeno también influye sobre la eficiencia eléctrica. En condiciones normales, el aumento de temperatura del panel reduce la eficiencia del módulo fotovoltaico. Sin embargo, en este caso, se observa una eficiencia eléctrica considerable, lo cual se explica no tanto por las condiciones térmicas del panel, sino por la gran cantidad de radiación solar directa disponible en ese día. De todos modos, a temperaturas cercanas o superiores a los 85 °C, cualquier valor de eficiencia eléctrica estimado debe considerarse con precaución, ya que el comportamiento real del módulo podría verse afectado por procesos de degradación térmica no modelados en esta simulación.

En contraste, el 21 de marzo y el 21 de septiembre, correspondientes a los equinoccios, presentan comportamientos notablemente distintos entre sí, pese a recibir en teoría una cantidad similar de energía solar. En marzo, el fin del verano salteño está marcado por mayor humedad ambiental, mayor nubosidad y una temporada de lluvias aún activa, lo cual afecta negativamente la captación de radiación directa y eleva las pérdidas térmicas. Esto se refleja en una diferencia de temperatura más baja, temperaturas de celda moderadas (alrededor de 70 °C a caudal mínimo), y eficiencias térmica y eléctrica más modestas. Por otro lado, septiembre, en pleno clima seco preprimaveral, ofrece condiciones de atmósfera más estable y transparente, con menor contenido de vapor de agua. Como resultado, se obtiene una mayor diferencia térmica, temperaturas de celda más elevadas (hasta 80 °C), y una eficiencia térmica significativamente superior a la de marzo. El punto de cruce entre eficiencias se da en torno a los 0,015 kg/s, y a partir de allí domina la eficiencia térmica.

Finalmente, el 21 de diciembre (solsticio de verano) presenta el desempeño más

bajo en términos térmicos. A pesar de la mayor irradiación global del año, el Sol se encuentra en su punto más alto en el cielo, lo que disminuye la componente directa incidente sobre el plano del colector debido a su orientación fija. La radiación llega de forma más tangencial, con mayor proporción difusa, lo cual reduce la capacidad de transferencia térmica del sistema. Se observan entonces diferencias de temperatura menores (máximo de 10 °C), temperaturas de celda más bajas que en septiembre y junio, y una eficiencia térmica más limitada (máximo de 0,25). La eficiencia eléctrica, aunque baja en valores absolutos, domina en la primera parte del rango de caudales, con el cruce entre curvas ocurriendo cerca de los 0,013 kg/s. A partir de ese punto, la eficiencia térmica comienza a predominar, pero sin alcanzar valores destacados.

Capítulo 5

Discusión y Conclusiones

5.1. Configuración operativa recomendada a parametros fijos

A partir del conjunto de simulaciones realizadas, y considerando los diferentes escenarios climáticos a lo largo del año en la ciudad de Salta, es posible proponer una configuración operativa base del sistema PVT que maximice su desempeño y preserve la integridad de los componentes.

En primer lugar, se descartan los flujos másicos bajos (del orden de 0,001 kg/s), ya que, si bien pueden ofrecer buenas eficiencias eléctricas en ciertos momentos del año, conducen a temperaturas de celda excesivamente altas en invierno (cercanas a 90 °C), lo que pone en riesgo la integridad del panel, cuyo límite de operación se encuentra en torno a los 85 °C. Además, estos bajos caudales se asocian a pobres rendimientos térmicos y eléctricos en el resto del año.

Si el objetivo operativo es obtener un buen compromiso entre eficiencia térmica y eléctrica durante todo el año, se recomienda seleccionar un flujo másico constante entre 0,01 y 0,015 kg/s. En este rango se logran simultáneamente eficiencias eléctricas aceptables (sin sobrepasar los límites térmicos del módulo) para tres de las cuatro estaciones que se intentan representar con los días elegidos de estudios.

En caso de priorizar exclusivamente la eficiencia térmica, como en aplicaciones orientadas a la producción de agua caliente sanitaria, calefacción o acumulación térmica, se recomienda utilizar flujos mayores a 0,015 kg/s, ya que permiten extraer más energía del colector y reducir el gradiente térmico interno. Por el contrario, si la prioridad es maximizar la eficiencia eléctrica (por ejemplo, en sistemas fotovoltaicos híbridos conectados a red o a baterías), se sugiere trabajar con flujos más cercanos a 0,005–0,01 kg/s, teniendo en cuenta las precauciones mencionadas para los meses invernales.

Finalmente, se destaca que, debido a su inclinación fija, el colector presenta su mejor desempeño térmico durante el invierno (junio), coincidiendo con el momento de mayor

captación directa. En tanto que en verano (diciembre), a pesar de la alta irradiancia global, el ángulo solar más alto reduce la componente directa efectiva sobre el plano del colector. Estos resultados resaltan la importancia de considerar el contexto climático local, y, de ser posible, complementar la estrategia operativa con controles adaptativos de flujo o geometrías variables para maximizar el aprovechamiento energético a lo largo del año.

5.2. Recomendaciones para el diseño y operación del sistema con variación de parámetros

A partir del análisis detallado de los resultados simulados, se proponen a continuación una serie de mejoras en el diseño y en la estrategia de operación del sistema PVT, orientadas a maximizar su desempeño térmico y eléctrico en condiciones reales de funcionamiento, especialmente en la ciudad de Salta. Estas recomendaciones se fundamentan en las curvas de eficiencia, temperaturas alcanzadas y comportamiento estacional evaluado en el capítulo anterior.

5.2.1. 1. Implementación de una inclinación ajustable estacional

Las simulaciones pusieron en evidencia que la captación térmica del colector varía notablemente a lo largo del año, incluso bajo irradiancia global elevada. En particular, durante el mes de diciembre, se observa una reducción significativa de las eficiencias respecto a junio, a pesar de que la irradiancia total es mayor. Esto se explica por el hecho de que, en verano, el Sol alcanza una mayor altura sobre el horizonte, lo que reduce la componente directa incidente sobre un colector fijo con inclinación de 28° orientado al norte.

Por esta razón, se recomienda la implementación de una estructura con inclinación ajustable al menos en dos posiciones fijas a lo largo del año: una inclinación de colector durante los meses invernales (mayo a agosto), y una inclinación reducida para los meses de verano (noviembre a febrero). Esta estrategia permitiría maximizar la captación de radiación directa en cada estación, sin necesidad de automatismos complejos ni seguidores solares activos. Su implementación puede ser mecánica (ajuste manual semestral) o automatizada mediante un dispositivo con sensor solar o temporizador.

5.2.2. 2. Control adaptativo del flujo másico en función de las condiciones climáticas

Las curvas de eficiencia térmica y eléctrica mostraron una dependencia directa con el flujo del agua, revelando además la existencia de un punto de intersección entre ambas. A flujos bajos ($\leq$ 0,005 kg/s), se observan eficiencias eléctricas elevadas pero acompañadas de una peligrosa elevación de la temperatura de celda, Asimismo, a flujos elevados ($\geq$ 0,015 kg/s), si bien se maximiza la extracción térmica y se evita el sobrecalentamiento, la eficiencia eléctrica tiende a estabilizarse debido al descenso de la temperatura de operación del panel por debajo del umbral óptimo (en torno a los 40–50 °C), y a la disipación innecesaria de energía térmica.

Por ello, se propone la implementación de un sistema de control automático del flujo másico que ajuste dinámicamente el caudal en función de tres variables clave: la radiación solar incidente, la temperatura del panel (medida en tiempo real) y la demanda energética (eléctrica o térmica) del sistema. Este control puede realizarse mediante un caudalimetro variable programable, con basado en la lectura de sensores de irradiancia, temperatura y caudal.

5.2.3. 3. Incorporación de sensores térmicos y estrategias de seguridad

Dada la posibilidad de que el sistema entre en régimen de sobrecalentamiento (especialmente en días soleados y sin viento), se recomienda incorporar sensores de temperatura en el panel fotovoltaico (cercanos a la celda) y en la salida del fluido del colector. Estos sensores permitirían implementar una lógica de protección térmica que actúe de forma automática en caso de exceder un umbral definido (por ejemplo, 80 °C).

Ante una condición crítica de temperatura, el sistema debería ser capaz de: - Aumentar el flujo másico de manera inmediata para extraer más calor del panel. - Activar un mecanismo de derivación térmica, como un disipador o radiador externo. - Emitir una alarma visual o sonora para indicar condición anómala al usuario.

Estas medidas de seguridad permiten extender la vida útil del sistema, evitar fallas por fatiga térmica y mantener una operación continua sin interrupciones ni riesgos.

5.3. Reflexiones sobre el software utilizado

La implementación del modelo se realizó en el entorno del software Simusol, una herramienta desarrollada por docentes de la Universidad Nacional de Salta (UNSa), que permite el análisis dinámico de sistemas solares térmicos mediante una interfaz gráfica intuitiva y una estructura modular. Simusol demostró ser un recurso didáctico

valioso tanto para el aprendizaje como para la investigación, facilitando la visualización y comprensión de los fenómenos físicos involucrados.

No obstante, se considera que el siguiente paso en la evolución de este tipo de herramientas deberá orientarse hacia entornos más abiertos, flexibles y robustos. En particular, el crecimiento del lenguaje Python y el desarrollo de librerías específicas para simulación térmica y eléctrica abren la posibilidad de diseñar modelos más universales, adaptables y con mayor capacidad de integración con otros sistemas. El pasaje progresivo de herramientas locales a plataformas más globales permitirá aumentar la aplicabilidad del trabajo, facilitar la colaboración entre equipos, y promover la reutilización del código para futuras aplicaciones. Este planteo se propone como línea de trabajo futuro.

5.4. Aportes del trabajo y perspectivas futuras

El modelo desarrollado en esta tesis constituye una herramienta potente para el análisis de sistemas PVT. Su validación y aplicación a condiciones reales de Salta capital, utilizando parámetros de paneles existentes dentro del grupo de investigación, lo convierten en un insumo valioso para futuras tareas de diseño, docencia y transferencia tecnológica.

Todos los archivos generados, tanto de simulación como de análisis, estarán disponibles para su consulta y reutilización por parte de quienes deseen replicar, ampliar o aplicar este estudio a otras realidades. Esta apertura apunta a fomentar el uso del conocimiento científico con fines académicos, didácticos y prácticos, alineándose con los principios de ciencia abierta.

El grupo de investigación cuenta actualmente con fondos y equipamiento suficiente para avanzar hacia una instancia experimental. En ese sentido, se proyecta la construcción de un prototipo PVT que permita poner a prueba el modelo en condiciones reales, validar sus predicciones y explorar nuevas aplicaciones en el campo energético.

Asimismo, se planea presentar este trabajo en distintas revistas científicas y congresos del área, con el doble objetivo de difundir la metodología utilizada y visibilizar el desarrollo de herramientas propias, como es el caso del programa Simusol, fruto del trabajo local de la UNSa.

Finalmente, esta tesis constituye el inicio de una línea de trabajo que se pretende profundizar en el marco de un proyecto de doctorado. Dicha etapa tendrá un enfoque más experimental, orientado a aplicaciones específicas tanto en el ámbito privado como en proyectos sociales de desarrollo sustentable. La perspectiva es continuar generando conocimiento útil y aplicable, contribuyendo a la mejora de las condiciones energéticas en distintas escalas y contextos.

Apéndice A

Material Complementario

En este anexo se compila el material adicional utilizado o generado durante el desarrollo de la tesis, con el objetivo de facilitar la reproducción de los resultados, la verificación de los modelos y el acceso a los datos relevantes. El contenido se organiza según los capítulos principales del trabajo.

A.1. Material relacionado al Capítulo 3: Validaciones

A.1.1. Simulaciones utilizadas para la validación del modelo térmico

Se incluyen los archivos de simulación generados en Simusol para la validación del modelo térmico con base en artículos previamente publicados. Estos archivos son utilizados para replicar configuraciones geométricas, materiales y condiciones ambientales:

- `Dubey.dia` (basado en Dubey y Tay.)
- `GuaJ.dia` (basado en Guarracino et al. para el mes de Junio)
- `GuaN.dia` (basado en Guarracino et al. para el mes de Noviembre)
- `Misha3.dia` (basado en Misha et al.)

Datos climáticos utilizados en las validaciones

Para replicar las condiciones de los estudios mencionados, se emplearon perfiles horarios de radiación global, temperatura ambiente y velocidad de viento, generados según tablas reportadas en los artículos.

Los archivos con los valores ambientales extraídos de cada artículo se encuentran en las carpetas nombradas de igual manera que el autor principal del estudio.

A.2. Material relacionado al Capítulo 4: Modelo propuesto y simulación en Salta

A.2.1. Archivo de simulación del modelo PVT propuesto

Se adjunta el archivo `propuesta.dia`, correspondiente al sistema híbrido simulado en condiciones climáticas reales para la ciudad de Salta.

A.2.2. Archivo climático TMY

Se utilizó un archivo TMY (Typical Meteorological Year) para la ciudad de Salta, proporcionado por Meteonorm. Este archivo fue convertido al formato requerido para procesar los datos, abarca datos horarios de irradiancia, temperatura ambiente, velocidad de viento y humedad relativa.

- `Archivo TMY 2009-2023.zip`

A.2.3. Cálculos solares y definición de ángulos

Se adjuntan dos archivos Excel que contienen:

- Ángulo de inclinación óptimo estacional y Altura solar, declinación, ángulo horario y ángulo de incidencia para los días 21 de marzo, junio, septiembre y diciembre.
- Gráficas de Diferencia de Temperaturas de entrada y salida, Temperatura de celda, Eficiencia Eléctrica, Eficiencia Térmica para distintos flujos, para los 4 días ya estipulados

Archivos adjuntos:

- `Calculo de Parámetros Solares.xlsx`
- `Gráfica por Flujos.xlsx`

A.3. Acceso a materiales digitales

Todos los archivos mencionados están disponibles en un repositorio de acceso abierto, con fines de consulta, reproducción y adaptación para nuevos estudios:

- **Repositorio:** https://drive.google.com/drive/u/2/folders/1nmZjyJg19mTu9-OGh73cRPe

Se alienta a investigadores, docentes y estudiantes a utilizar estos recursos como base para nuevas simulaciones, prácticas de laboratorio o trabajos académicos relacionados con la conversión de energía solar en contextos similares al de Salta.

Bibliografía

[1] Good, C. Environmental impact assessments of hybrid photovoltaic–thermal (pv/t) systems – a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **55**, 234–239, 2016. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115012356. 15

[2] Platz, R., Fischer, D., Zufferey, M.-A., Selvan, J., Haller, A., Shah, A. Hybrid collectors using thin-film technology. En: Conference Record of the Twenty Sixth IEEE Photovoltaic Specialists Conference - 1997, págs. 1293–1296. Anaheim, CA, USA: IEEE, 1997. URL http://ieeexplore.ieee.org/document/654325/. 15

[3] Kalogirou, S., Tripanagnostopoulos, Y. Hybrid pv/t solar systems for domestic hot water and electricity production. *Energy Conversion and Management*, **47** (18-19), 3368–3382, 2006. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0196890406000409. 15

[4] Chow, T. T. A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology. *Applied Energy*, **87** (2), 365–379, 2010. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261909002761. 15

[5] D'Angola, A., Zaffina, R., Enescu, D., Fracastoro, G., Spertino, F. A new photovoltaic-thermal hybrid module: Thermal-electric model and experimental tests. En: 2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), págs. 1–6. Cluj-Napoca, Romania: IEEE, 2014. URL http://ieeexplore.ieee.org/document/6934625/. 15

[6] Skoplaki, E., Palyvos, J. On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance. *Solar Energy*, **83** (5), 614–624, 2009. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X08002788. 16

[7] Dubey, S., Sarvaiya, J. N., Seshadri, B. Geographical distribution of photovoltaic energy potential considering the effect of irradiation and ambient temperature on pv system performance. *Energy Procedia*, **33**, 311–321, 2013. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1876610213000829. 16

[8] Chandrasekar, M., Rajkumar, S., Valavan, D. A review on the thermal regulation techniques for non integrated flat pv modules mounted on building top. *Energy and Buildings*, **86**, 692–697, 01 2015. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0378778814009177. 16

[9] Touafek, K., Khelifa, A., Adouane, M. Theoretical and experimental study of sheet and tubes hybrid pvt collector. *Energy Conversion and Management*, **80**, 71–77, 2014. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S019689041400065X. 16, 17

[10] Herrando, M., Wang, K., Huang, G., Otanicar, T., Mousa, O. B., Agathokleous, R. A., *et al.* A review of solar hybrid photovoltaic-thermal (pv-t) collectors and systems. *Progress in Energy and Combustion Science*, **97**, 101072, 2023. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128523000023. 16, 43

[11] Wu, J., Zhang, X., Shen, J., Wu, Y., Connelly, K., Yang, T., *et al.* A review of thermal absorbers and their integration methods for the combined solar photovoltaic/thermal (pv/t) modules. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **75**, 839–854, 2017. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116308085. 16

[12] Khelifa, A., Touafek, K., Moussa, H. B., Tabet, I. Modeling and detailed study of hybrid photovoltaic thermal (pv/t) solar collector. *Solar Energy*, **135**, 169–176, 2016. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X16301554. 17

[13] Othman, M. Y. H., Yatim, B., Sopian, K., Bakar, M. N. A. Performance analysis of a double-pass photovoltaic/thermal (pv/t) solar collector with cpc and fins. *Renewable Energy*, **30**, 2005–2017, 2005. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148104004112. 17

[14] Hegazy, A. A. Comparative study of the performances of four photovoltaic/thermal solar air collectors. *Energy Conversion and Management*, **41** (8), 861–881, 2000. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890499001363. 17

[15] Rosa-Clot, M., Rosa-Clot, P., Tina, G., Scandura, P. Submerged photovoltaic solar panel: Sp2. *Renewable Energy*, **35** (8), 1862–1865, 2010. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148109004492. 17

[16] Joshi, S. S., Dhoble, A. S. Photovoltaic-thermal systems (pvt): Technology review and future trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **92**,

848–882, 2018. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118302892. 17

[17] Tyagi, V. V., Kaushik, S. C., Tyagi, S. K. Advancement in solar photovoltaic/thermal (pv/t) hybrid collector technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **16** (3), 1383–1398, 2012. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032111006058. 17

[18] Buker, M. S., Riffat, S. B. Building integrated solar thermal collectors – a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **51**, 327–346, 2015. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S1364032115005791. 17

[19] Good, C., Andresen, I., Hestnes, A. G. Solar energy for net zero energy buildings – a comparison between solar thermal, pv and photovoltaic–thermal (pv/t) systems. *Solar Energy*, **122**, 986–996, 2015. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X15005460. 17

[20] Marasli, D. B., Gunes, N. C., Tavman, S. A comprehensive review of solar photovoltaic hybrid food drying systems. *Critical Reviews in Food Science and Nutrition*, **62** (15), 4152–4168, 2022. URL https://doi.org/10.1080/10408398.2021.1873728. 18

[21] Tiwari, S., Agrawal, S., Tiwari, G. N. Pvt air collector integrated greenhouse dryers. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **90**, 142–159, 2018. URL https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118301291. 18

[22] Kratochvil, J., Boyson, W., King, D. Photovoltaic array performance model, 08 2004. URL https://www.osti.gov/servlets/purl/919131/. 18

[23] Soto, W. D., Klein, S., Beckman, W. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. *Solar Energy*, **80**, 78–88, 2006. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X05002410. 18, 35, 36

[24] Spertino, F., D'Angola, A., Enescu, D., Leo, P. D., Fracastoro, G. V., Zaffina, R. Performance investigation of an unglazed photovoltaic module with water cooling under variable flow rates in different climates. *Solar Energy*, **133**, 119–140, 2016. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0038092X16300081. 18, 35, 38

[25] Tiwari, A., Sodha, M. Parametric study of various configurations of hybrid pv/thermal air collector: Experimental validation of theoretical model. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, **91** (1), 17–28, 2007. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0927024806003448. 18

[26] de Investigaciones Científicas y Técnicas Para la Defensa, I., Cabezas-Maslanczuk, M. D., Franco-Brazes, J. I., Fasoli-Tolosa, H. J. Diseño y evaluación de un panel solar fotovoltaico y térmico para poblaciones dispersas en regiones de gran amplitud térmica. *Ingeniería, investigación y tecnología*, **19** (2), 209–221, 2018. URL http://www.revistaingenieria.unam.mx/numeros/v19n2-08.php. 20

[27] Echazú, R., Cadena, C. Estudio experimental de un dispositivo para mejorar el rendimiento de paneles fv en sistemas de bombeo de agua. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, **21**, 09.01–09.12, 2017. Trabajo seleccionado de Actas ASADES2017. 21

[28] Durán, G. J., Condori, M. A. Modelo físico y simulación computacional bajo simusol de un colector solar de aire con absorbedor de mallas metálicas. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, **18** (8), 79–88, 2014. URL http://hdl.handle.net/11336/4939. 21

[29] Durán, G. J., Condori, M. A. Modelo físico y simulación computacional de un colector fotovoltaico-térmico pv/t con circulación de agua. *Extensionismo, Innovación y Transferencia Tecnológica: claves para el desarrollo*, 2019. URL https://revistas.unne.edu.ar/index.php/eitt/article/view/3776. 21

[30] Incropera, F. P., DeWitt, D. P., Bergman, T. L., Lavine, A. S. Fundamentals of Heat and Mass Transfer. 7ª edón. Wiley, 2011. 29

[31] Notton, G., Cristofari, C., Mattei, M., Poggi, P. Modelling of a double-glass photovoltaic module using finite differences. *Applied Thermal Engineering*, **25** (17-18), 2854–2877, 2005. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S135943110500075X. 42

[32] Watmuff, J., Charters, W., Proctor, D. Solar and wind induced external coefficients-solar collectors. *Cooperation Mediterraneenne pour l'Energie Solaire*, pág. 56, 1977. 42

[33] de Saravia, D. A., Saravia, L. R., Saravia, D. Simusol: Facilita la descripción de diferentes circuitos físicos y su simulación numérica. Facultad de Ciencias Exactas, U.N.Sa; Inenco (Instituto U.N.Sa — Conicet); Consejo de Investigación, U.N.Sa, Avda. Bolivia 5150, 4400 Salta, Argentina, April 2008. URL mailto:loli@unsa.edu.ar,mailto:saravia@unsa.edu.ar,mailto:dsa@unsa.edu.ar, tel.: 0054 387 4255424 - Fax.: 0054 387 4255489. 44

[34] Rohatgi, A. Webplotdigitizer (version 4.5). https://automeris.io/WebPlotDigitizer, 2021. Accessed May 20, 2025. 57

[35] Guarracino, I., Freeman, J., Ramos, A., Kalogirou, S. A., Ekins-Daukes, N. J., Markides, C. N. Systematic testing of hybrid pv-thermal (pvt) solar collectors in steady-state and dynamic outdoor conditions. *Applied Energy*, **240**, 1014–1030, apr 2019. URL https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0306261918318634, accessed: 2023-06-28. 66

[36] y William A. Beckman, J. A. D. Solar Engineering of Thermal Processes, Photovoltaics and Wind. 2020. 89