

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA**



**ANÁLISIS NUMÉRICO PARA LA EVALUACIÓN DEL  
DESEMPEÑO ENERGÉTICO DE UN SISTEMA DE  
CALENTAMIENTO SOLAR DE AGUA**

**POR**

**LUIS FERNANDO FONG LÓPEZ**

**COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA CON ORIENTACIÓN  
EN ENERGÍAS TÉRMICA Y RENOVABLES**

**OCTUBRE, 2018**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN  
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA  
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**



**ANÁLISIS NUMÉRICO PARA LA EVALUACIÓN DEL  
DESEMPEÑO ENERGÉTICO DE UN SISTEMA DE  
CALENTAMIENTO SOLAR DE AGUA**

**POR**

**LUIS FERNANDO FONG LÓPEZ**

**COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA CON ORIENTACIÓN  
EN ENERGÍAS TÉRMICA Y RENOVABLES**

**OCTUBRE, 2018**

**Universidad Autónoma de Nuevo León**  
**Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica**  
**Subdirección de Estudios de Posgrado**

Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la Tesis «Análisis numérico para la evaluación del desempeño energético de un sistema de calentamiento solar de agua», realizada por el alumno Luis Fernando Fong López, con número de matrícula 1880625, sea aceptada para su defensa como requisito parcial para obtener el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería con Orientación en Energías Térmica y Renovables.

El Comité de Tesis



Dr. Héctor Daniel García Lara

Director



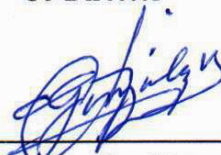
Dr. Daniel de la Rosa Urbalejo

Co-Director



Dr. Alejandro Gutiérrez Ortiz

Revisor



M.C. Joel González Marroquín

Revisor

Vo. Bo.



Dr. Simón Martínez Martínez

Subdirección de Estudios de Posgrado



San Nicolás de los Garza, Nuevo León, octubre 2018

*Aquí puedes poner tu dedicatoria  
si es que tienes una.*

# ÍNDICE GENERAL

---

<b>Agradecimientos</b>	<b>xvi</b>
<b>Resumen</b>	<b>xvii</b>
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.1.1. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero . . . . .	1
1.1.2. Energía solar térmica en México . . . . .	4
1.1.3. Energía solar térmica para calentamiento de agua . . . . .	6
1.1.4. Modelado numérico . . . . .	7
1.2. Antecedentes . . . . .	9
1.2.1. Evaluación experimental de instalaciones solares térmicas . . . . .	9
1.2.2. Simulación de instalaciones solares térmicas mediante métodos numéricos . . . . .	10
1.3. Hipótesis . . . . .	13
1.4. Objetivos . . . . .	13

1.4.1. Objetivo general . . . . .	13
1.4.2. Objetivos particulares . . . . .	13
1.5. Estructura de la tesis . . . . .	15
<b>2. Marco teórico</b>	<b>17</b>
2.1. Radiación solar . . . . .	17
2.1.1. Radiación solar sobre superficies inclinadas . . . . .	19
2.2. Instalaciones solares para calentamiento de agua . . . . .	24
2.2.1. Principio de funcionamiento . . . . .	24
2.2.2. Clasificación de las instalaciones solares para calentamiento de agua . . . . .	25
2.2.3. Colectores solares . . . . .	28
2.2.4. Colector solar de tubos evacuados . . . . .	30
2.2.5. Almacenamiento térmico . . . . .	33
2.3. TRNSYS . . . . .	35
<b>3. Metodología</b>	<b>39</b>
3.1. Vista general del proceso . . . . .	39
3.2. Instalación experimental . . . . .	41
3.2.1. Planta termosolar . . . . .	41
3.3. Análisis de datos experimentales . . . . .	46
3.3.1. Archivos de datos externos introducidos al modelo . . . . .	46

---

3.3.2.	Funcionamiento de la instalación . . . . .	47
3.3.3.	Efecto de los flujos de entrada y salida sobre la estratificación dentro de los tanques . . . . .	52
3.4.	Modelado y simulación de la instalación experimental . . . . .	55
3.4.1.	Procesador de radiación . . . . .	56
3.4.2.	Colectores solares . . . . .	58
3.4.3.	Almacenamiento térmico . . . . .	63
3.4.4.	Tuberías . . . . .	69
3.4.5.	Mezcladores y divisores de flujo . . . . .	71
3.4.6.	Calentadores auxiliares . . . . .	72
3.4.7.	Bombas de circulación . . . . .	73
3.5.	Simulación anual . . . . .	75
3.5.1.	Perfil de consumo constante . . . . .	75
3.5.2.	Datos meteorológicos anuales de Meteonorm . . . . .	76
<b>4.</b>	<b>Resultados</b>	<b>78</b>
4.1.	Comparativa entre simulación y mediciones . . . . .	78
4.1.1.	Simulación de un módulo con datos experimentales de entrada	79
4.1.2.	Temperaturas en los módulos de colectores . . . . .	81
4.1.3.	Temperaturas dentro de los tanques . . . . .	84
4.2.	Simulación anual . . . . .	88

---

4.2.1. Casos . . . . .	90
4.2.2. Temperaturas . . . . .	92
4.2.3. Horas de funcionamiento de las bombas . . . . .	96
4.2.4. Energías . . . . .	98
4.2.5. Caso 4 . . . . .	100
<b>5. Conclusiones y trabajos futuros</b>	<b>108</b>
5.1. Conclusiones . . . . .	108
5.2. Trabajos futuros . . . . .	110
<b>Referencias</b>	<b>112</b>

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

1.1. Evolución de las emisiones antropogénicas totales anuales de GEI por grupos de gases de 1970 - 2010. . . . .	2
1.2. Emisiones de gases de efecto invernadero por sectores económicos en 2010. . . . .	3
1.3. Crecimiento de la demanda energética por combustible en el sector de edificaciones en el Escenario de Nuevas Políticas. . . . .	5
1.4. Capacidad global de colectores solares para calentamiento de agua, 2007-2017. . . . .	6
2.1. Proyección de la radiación directa sobre la horizontal en una superficie inclinada . . . . .	21
2.2. Distribución esquemática de la radiación difusa con la porción circun-solar difusa añadida al componente isotrópico [23] . . . . .	22
2.3. Esquema de un sistema de calentamiento solar de agua convencional.	25
2.4. a) Sistemas de calentamiento solar de agua pasivos y b) Sistemas de calentamiento solar de agua activos. . . . .	26
2.5. Sistemas de calentamiento solar de agua indirecto con intercambiador de calor a) dentro y b) fuera del tanque . . . . .	27

---

2.6. Colector de tubos evacuados tipo heat pipe sin flujo interior. . . . .	30
2.7. Partes de un colector solar de tubos evacuados tipo heat pipe. . . . .	31
2.8. Líneas de eficiencia del colector solar de tubos evacuados y uno de placa plana . . . . .	32
2.9. Conexiones entre Types en la interfaz de Simulation Studio. . . . .	36
2.10. Parámetros de diseño <b>a)</b> , entradas <b>b)</b> y salidas <b>c)</b> del CTE (Type 71). . . . .	37
2.11. (a) Archivo externo de IAMs para el modelo del colector y (b) sintaxis del archivo externo. . . . .	38
3.1. Metodología seguida para el desarrollo del trabajo. . . . .	40
3.2. Ubicación geográfica de la instalación . . . . .	41
3.3. Instalación de colectores solares . . . . .	42
3.4. Tanques de almacenamiento. . . . .	43
3.5. Esquema del sistema de almacenamiento. . . . .	43
3.6. Interfaz de control y monitoreo desarrollada en LabVIEW. . . . .	45
3.7. Datos de radiación solar global incidente sobre la horizontal y tempe- ratura ambiente de los días 5 al 9 de Julio de 2018. . . . .	46
3.8. Datos del perfil de consumo y temperatura del agua fría de los días 5 al 9 de Julio de 2018. . . . .	47
3.9. Condiciones de funcionamiento de la bomba de los colectores solares. . . . .	48
3.10. Funcionamiento del control de la bomba de los colectores en base a límites de temperatura y radiación del día 8 de Julio. . . . .	49

---

3.11. Temperaturas de salida de los módulos solares de los días del 5 al 9 de Julio de 2018. . . . .	50
3.12. Temperaturas de salida de los módulos del día 7 de Julio de 2018. . .	50
3.13. Temperaturas de salida de los módulos del día 8 de Julio de 2018. . .	51
3.14. Efecto del flujo de agua de retorno de los colectores sobre la estratificación de los tanques del 5 al 9 de julio de 2018. . . . .	53
3.15. Efecto del flujo de retorno de los colectores sobre la estratificación de los tanques del día 7 de julio de 2018. . . . .	54
3.16. Diagrama del modelo en Simulation Studio, TRNSYS 17. . . . .	55
3.17. Modificadores de ángulos de incidencia. . . . .	58
3.18. Esquema del tanque de almacenamiento cilíndrico vertical. . . . .	63
3.19. Flujos de entrada a través de los puertos del tanque. . . . .	66
3.20. Configuración de los nodos de entrada y salida de los tanques de almacenamiento y suministro . . . . .	67
3.21. Funcionamiento de los mezcladores y divisores de flujo . . . . .	71
3.22. Mediciones del perfil del flujo de agua hacia las regaderas. . . . .	75
3.23. Perfil del flujo de agua hacia las regaderas usado en las simulaciones. . . . .	76
3.24. Datos de radiación de Meteonorm usados en la simulaciones anuales. . . . .	76
3.25. Datos de temperatura ambiente de Meteonorm usados en la simulaciones anuales. . . . .	77
3.26. Datos de temperatura ambiente y radiación solar de dos días típicos. . . . .	77

---

4.1. Temperatura de salida experimental contra simulación del módulo 1 con datos experimentales de entrada. . . . .	79
4.2. Temperatura de salida experimental contra simulación del módulo 1 con datos experimentales de entrada del día 5 de julio. . . . .	80
4.3. Temperatura de salida experimental contra simulación del módulo 1 con datos experimentales de entrada del día 7 de julio. . . . .	80
4.4. Temperatura de salida experimental contra simulación para los días del 5 al 9 de julio de 2018 de los módulos 1 y 6. . . . .	81
4.5. Temperatura de salida experimental contra simulación del módulo 1 del día 5 de julio. . . . .	82
4.6. Temperatura de salida experimental contra simulación del módulo 1 del día 7 de julio. . . . .	83
4.7. Temperaturas superior e inferior dentro del tanque de suministro de los días del 5 al 9 de julio de 2018. . . . .	84
4.8. Temperaturas superior e inferior dentro del tanque de almacenamiento de los días del 5 al 9 de julio de 2018. . . . .	85
4.9. Comparativa entre mediciones y simulación de temperatura en el fondo del tanque de almacenamiento (Nodo 5) del día 6 de julio de 2018.	86
4.10. Comparativa entre mediciones y simulación de temperatura en el fondo del tanque de almacenamiento (Nodo 5) del día 9 de julio de 2018.	86
4.11. Temperatura del flujo de entrada al tanque de almacenamiento proveniente de los colectores. . . . .	90
4.12. Temperatura disponible en el fondo del tanque de suministro (nodo 5) para los casos 1, 2 y 3. . . . .	92

---

4.13. Temperatura entregada a las regaderas para los Casos 1, 2 y 3. . . . .	93
4.14. Temperatura disponible en el fondo del tanque de suministro (nodo 5) de la semana del 22 al 28 de enero. . . . .	94
4.15. Temperatura disponible en el fondo del tanque de suministro (nodo 5) de la semana del 23 al 29 de julio. . . . .	94
4.16. Promedios mensuales de temperatura entregada a las regaderas. . . . .	95
4.17. Horas de funcionamiento de las bombas para los Casos 1, 2 y 3. . . . .	96
4.18. Energía solar captada y energía auxiliar (gas natural) consumida men- sualmente para los casos 1, 2 y 3. . . . .	98
4.19. Temperatura del flujo de entrada al tanque de almacenamiento pro- veniente de los colectores caso 4. . . . .	101
4.20. Temperatura entregada a las regaderas para el caso 4. . . . .	102
4.21. Temperatura disponible en el tanque de suministro (nodo 5) de la semana del 22 al 28 de enero. . . . .	102
4.22. Temperatura disponible en el tanque de suministro (nodo 5) de la semana del 23 al 29 de julio. . . . .	103
4.23. Horas de funcionamiento de las bombas para el caso 4. . . . .	103
4.24. Energía solar captada y energía auxiliar(gas natural) consumida men- sualmente para el caso 4. . . . .	104
4.25. Temperatura promedio entregada mensualmente a las regaderas. . . . .	106
4.26. Costos totales mensuales. . . . .	106

# ÍNDICE DE TABLAS

---

2.1. Correlación para el calculo de la fracción difusa en función del índice de claridad [21]. . . . .	19
2.2. Clasificación de los colectores solares [34]. . . . .	29
3.1. Parámetros y variables de entrada y salida del procesador de radiación.	57
3.2. Parámetros y variables de entrada y salida de los colectores solares. .	59
3.3. Modificadores de ángulo de incidencia transversales reportados en el certificado de pruebas de la SRCC para el modelo de colector usado. .	60
3.4. Modificadores de ángulo de incidencia longitudinales calculados de acuerdo a la ecuación propuesta por la ASHRAE. . . . .	61
3.5. Parámetros y variables de entrada y salida de los tanques de almacenamiento. . . . .	68
3.6. Parámetros y variables de entrada y salida de las tuberías. . . . .	70
3.7. Parámetros y variables de entrada y salida de los calentadores auxiliares.	72
3.8. Parámetros y variables de entrada y salida de las bombas de circulación.	74
4.1. Errores entre mediciones y simulación de la temperatura de salida de los módulos. . . . .	83

---

4.2. Errores entre mediciones y simulación de la temperatura de los nodos superior e inferior de los tanques. . . . .	85
4.3. Tabla general de errores entre mediciones y simulación cuando el sistema se encuentra en operación. . . . .	87
4.4. Costo del kWh eléctrico según la tarifa GDMTH. . . . .	89
4.5. Energías totales. . . . .	100
4.6. Promedios anuales de temperatura entregada a las regaderas y temperatura disponible en tanque de suministro. . . . .	101
4.7. Horas de trabajo anuales de las bombas. . . . .	104
4.8. Energías totales . . . . .	105
4.9. Características de los casos. . . . .	107
4.10. Costo del kWh eléctrico según la tarifa GDMTH. . . . .	107

# AGRADECIMIENTOS

---

Aquí puedes poner tus agradecimientos. (No olvides agradecer a tu comité de tesis, a tus profesores, a la facultad y a CONACyT en caso de que hallas sido beneficiado con una beca).

## CAPÍTULO 1

# INTRODUCCIÓN

---

## 1.1 MOTIVACIÓN

### 1.1.1 EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

A pesar de los intentos por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y todas las políticas adoptadas por los países, estas siguen incrementándose año con año. En la década del 2000-2010 las emisiones de GEI se incrementaron en promedio 1.0 gigatonelada de dióxido de carbono equivalente ( $GtCO_2eq$ )(2.2%) por año, comparado con un crecimiento de  $0.4GtCO_2eq$  (1.3%) por año en el periodo de 1970-2000. Las emisiones de GEI antropogénicas totales en la década del año 2000 al 2010 han sido las mayores en la historia, alcanzado las  $49 (\pm 4.5) GtCO_2eq$  en 2010. Destacando sobre todo las emisiones de  $CO_2$  debido a la quema de combustibles fósiles y procesos industriales las cuales representan alrededor del 65%. En la Figura 1.1 se muestra la evolución de las emisiones de GEI desde 1970 hasta 2010 donde se puede observar un incremento del 80% en las emisiones en ese lapso de tiempo [1].

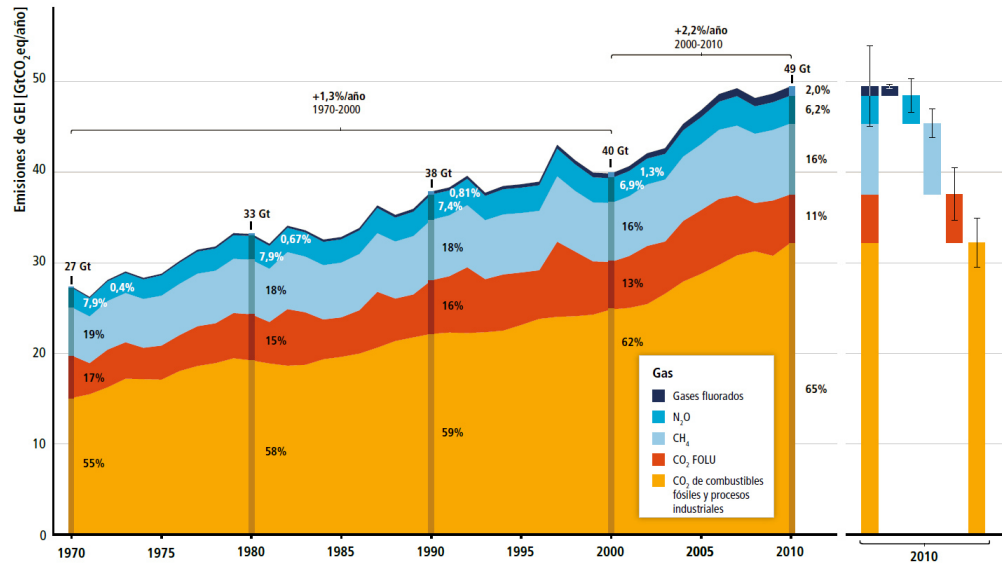


Figura 1.1: Evolución de las emisiones antropogénicas totales anuales de GEI por grupos de gases de 1970 - 2010.

Las emisiones de GEI se han incrementado en  $10GtCO_2eq$  entre 2000 y 2010, incremento que proviene directamente de los sectores de producción de energía eléctrica y térmica (47%), industria (30%), transporte (11%) y edificios(3%), sin embargo, al tomar en cuenta las emisiones indirectas (producción de energía eléctrica y térmica) las aportaciones del sector de industria y edificios aumentan considerablemente. De las  $49 (\pm 4.5) GtCO_2eq$  emitidas en 2010, el 35% ( $17GtCO_2eq$ ) fueron generadas en el sector de producción de energía eléctrica y térmica, 24% ( $12GtCO_2eq$ , netas) en el sector de Agricultura, Silvicultura y Otros Usos de la Tierra (AFOLU), 21% ( $10GtCO_2eq$ ) en el sector industria, 14% ( $7GtCO_2eq$ ) en el sector transporte y 6.4% ( $3.2GtCO_2eq$ ) en el sector de edificaciones, sin embargo, si se le atribuyen las emisiones debido a la producción de energía eléctrica y térmica (emisiones indirectas) a los sectores que usan la energía final, las contribuciones de los sectores industria y edificaciones a la emisión global de GEI incrementan a 31% y 19%, respectivamente. En la Figura 1.2 se muestra la gráfica de las emisiones de GEI por sectores económicos [1].

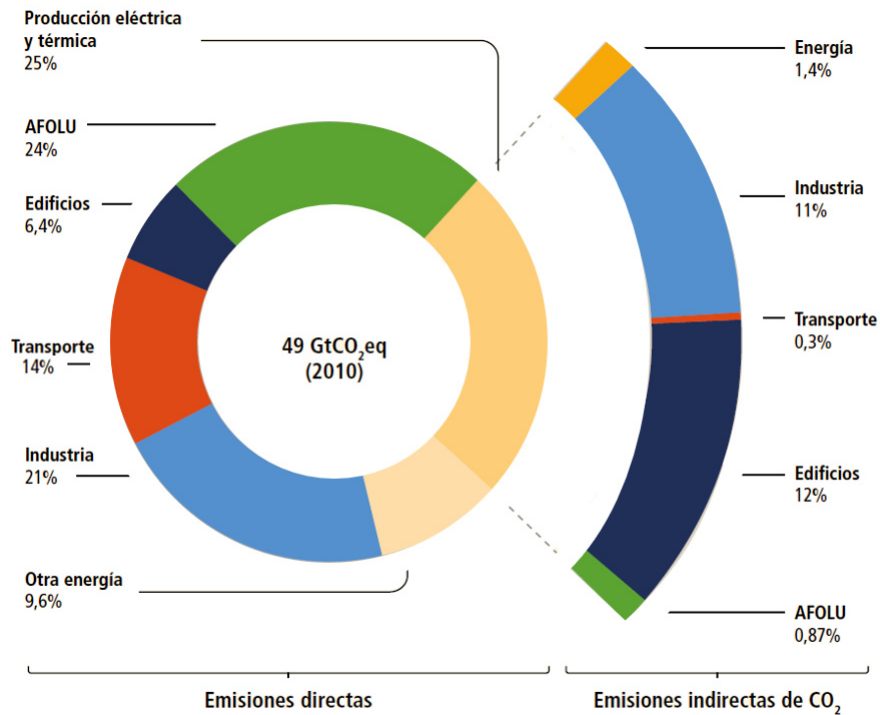


Figura 1.2: Emisiones de gases de efecto invernadero por sectores económicos en 2010.

En 2010 el sector de edificios representó el 32 % del consumo final de energía, generando 8.8  $GtCO_2eq$  incluyendo emisiones directas e indirectas. Debido a las mejoras en la riqueza, el cambio en el estilo de vida, el acceso a servicios de energía modernos y una vivienda adecuada, y la urbanización se prevé que esta demanda se duplique para mediados de siglo, ocasionando un incremento de entre 50 % y 150 % de las emisiones de  $CO_2$ .

Con los avances en tecnología y las políticas adoptadas por el sector es posible reducir el uso de energía de las edificaciones a nivel mundial. Gracias a los códigos de construcción de bajo consumo energético para edificios nuevos y la implementación de nuevas tecnologías y estrategias que mejoren la eficiencia energética en edificaciones ya establecidas se ha logrado reducir el uso de energía para calefacción/refrigeración de 50-90 % en edificaciones individuales [1].

A finales del 2016, se captaron 375 TWh (=1350PJ) por medio de sistemas solares térmicos basados en agua. La generación de energía a partir de estos sistemas evitó la quema de 40.3 millones de toneladas de petróleo, equivalente a 130 millones de toneladas de  $CO_2$ . La aplicación mas importante de estos sistemas en el calentamiento de agua para uso doméstico, aportando ese año el 94% principalmente a casas pequeñas (67%) y aplicaciones de mayor escala como multifamiliares, hoteles, escuelas, etc.(27%).

En el ámbito internacional los países que más contribuyeron a la reducción de las emisiones de  $CO_2$  gracias a la implementación de colectores solares para calentamiento de agua en 2016 fueron: China en primer lugar con 90,155,760t $CO_2eq$ , seguido de Estados Unidos, Brasil y Alemania con 3,871,470t $CO_2eq$ , 3,090,130t $CO_2eq$  y 2,731,591t $CO_2eq$ .

### 1.1.2 ENERGÍA SOLAR TÉRMICA EN MÉXICO

La mayor fuente de energía con la que cuenta el planeta Tierra es el Sol. Teóricamente, el potencial de la energía solar es tal, que podría cubrir la demanda energética mundial si se tuviera la tecnología para su aprovechamiento y suministro. Cerca de cuatro millones de exajoules ( $1EJ = 10^{18}$  J) llegan al planeta Tierra anualmente, de los cuales alrededor de  $5 \times 10^4$  EJ son fácilmente aprovechables. A pesar de su enorme potencial y el incremento en la conciencia social sobre el uso de energías alternativas, la contribución de la energía solar al consumo de energía global sigue siendo despreciable [2].

México se localiza geográficamente entre los 14° y 33° de latitud septentrional, una posición geográfica privilegiada dentro del llamado “Cinturón Solar”. Como uno de los países con mayor potencial para el aprovechamiento de la energía solar, su nivel de irradiación solar global media diaria alcanza los 5.5kWh/m<sup>2</sup> [3]. La zonas cercanas al Mar de Cortés y el Golfo de California alcanzan los 7kWh/m<sup>2</sup>/d, mientras

que las zonas costeras del Golfo de México tienen un promedio de  $4kWh/m^2/d$ , valor mucho más elevado que el de países líderes en el sector como los son Alemania y España, con  $2kWh/m^2/d$  y  $3kWh/m^2/d$ . A pesar de que México cuenta con zonas de su territorio con niveles de radiación tan elevados que podrían ser fácilmente explotables y cubrir gran parte de la demanda energética de procesos y aplicaciones térmicas, estas no están siendo aprovechadas.

Dentro de la Prospectiva Energética de México publicada en 2016 por la Agencia Internacional de Energía (IEA), se reporta que en 2014 el sector de edificaciones consumió 24 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) (20 %) de las 118 que representan el total del consumo final de energía del país. Según las estimaciones se prevé que para 2040 se tenga un incremento del 37.5 % en este sector por lo que su consumo sería de 33 Mtep, representando el 21 % del consumo final total de ese año [4].

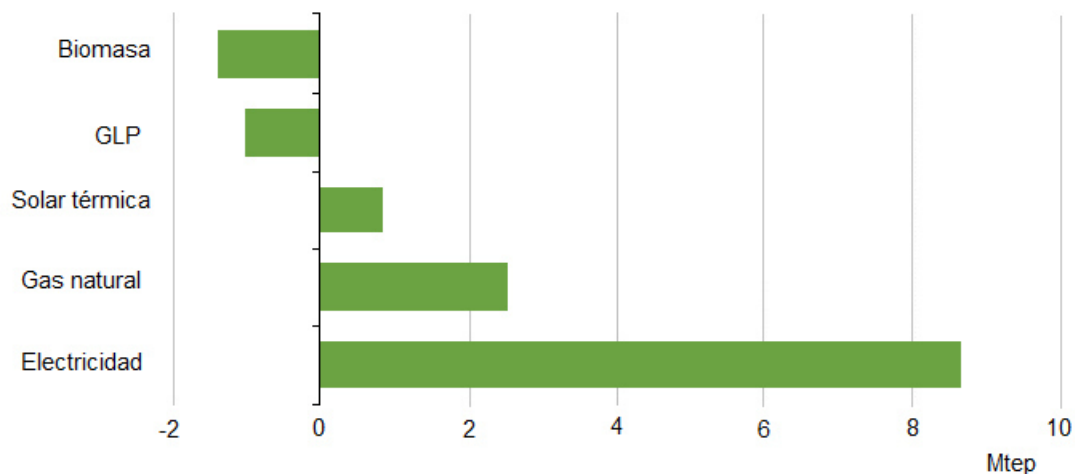


Figura 1.3: Crecimiento de la demanda energética por combustible en el sector de edificaciones en el Escenario de Nuevas Políticas.

En la Figura 1.3 se muestra el crecimiento de la demanda energética en el sector de las edificaciones, se puede apreciar un aumento en la demanda de la energía solar térmica para el calentamiento de agua, sin embargo este incremento es pequeño comparado con el de la energía eléctrica.

### 1.1.3 ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA CALENTAMIENTO DE AGUA

La tecnología solar térmica cubre un amplio rango de aplicaciones: calentamiento de agua, calefacción/refrigeración, secado de productos, plantas desalinizadoras, generación de vapor para procesos industriales y en cocinas comerciales. En 2016 la capacidad global instalada era 456 Gigawatts térmicos ( $GW_t$ ) de capacidad instalada de calentadores solares de agua, para finales de 2017 se instalaron  $35GW_t$  más, incrementando la capacidad global un 4%, llegando a los  $472GW_t$  [5].

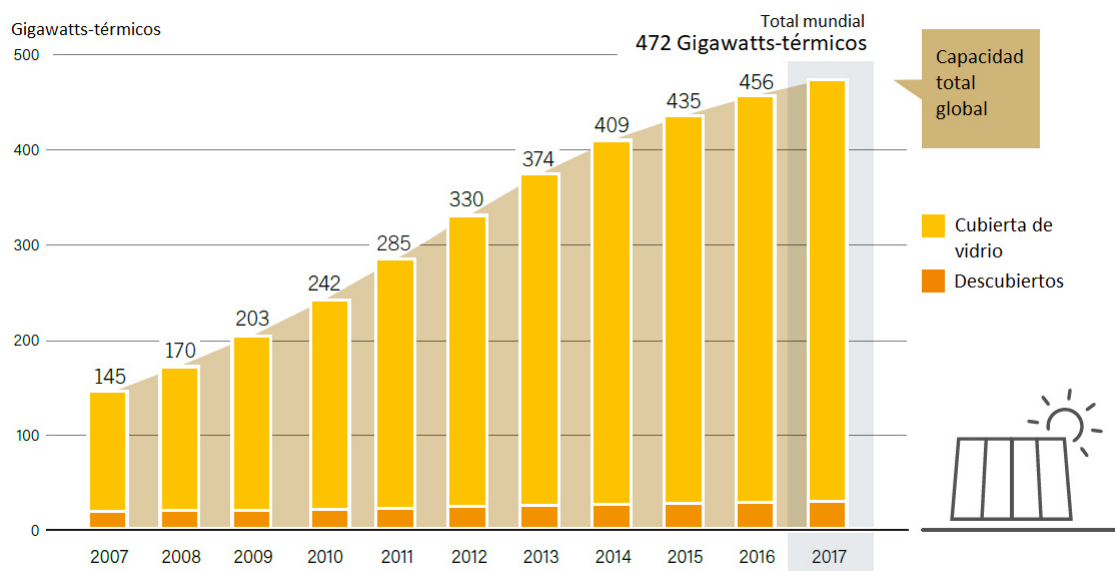


Figura 1.4: Capacidad global de colectores solares para calentamiento de agua, 2007-2017.

En 2017 se registró una disminución en el crecimiento de la capacidad instalada del 3%, de  $36.2GW_t$  instalados en 2016 a  $35GW_t$  instalados en 2017 (Figura 1.4).

De acuerdo al Reporte del Estatus Global de Energías Renovables del REN21 (Renewable Energy Network for the 21st Century), los sistemas de captación solar para calentamiento de agua aportaron  $388TW_h$  ( $1397PJ$ ) en 2017, equivalentes al contenido energético de 228 millones de barriles de petróleo. En su 5<sup>to</sup> reporte los países con mayor capacidad añadida de tecnología solar térmica en 2017 son China,

seguido de Turquía, India, Brasil y Estados Unidos. China por si sola ocupa el 71.2% de la capacidad global de colectores solares de calentamiento de agua y en 2017 añadió  $26.1GW_t$  (37.26 millones de  $m^2$ ), 19 veces más que el crecimiento de Turquía, segundo mercado más grande a nivel mundial. México se encuentra en el noveno lugar con un crecimiento del 7%.

#### 1.1.4 MODELADO NUMÉRICO

Uno de los principales impedimentos para la implementación de tecnologías para el aprovechamiento de energía solar es la naturaleza cambiante de las condiciones meteorológicas que genera cierta incertidumbre en cuanto a la viabilidad de las mismas en ciertos lugares y para determinadas aplicaciones. Actualmente, y gracias a los grandes avances computacionales, existe software que mediante métodos numéricos permite evaluar el desempeño que tendrían este tipo de sistemas tomando en cuenta las condiciones climáticas del lugar, permitiendo de esta forma, conocer la cantidad de energía aportada por estos sistemas al consumo energético total.

Una ventaja del modelado numérico de instalaciones solares es que permite variar, además de las condiciones meteorológicas con las que interaccionan, las condiciones de operación bajo las que funcionan sus componentes y los parámetros de diseño que los caracterizan. Gracias a esto, es posible conocer el desempeño global que tendría el sistema si se deseara modificar alguno de los componentes o si se deseara evaluar su desempeño en otro lugar solo con tener la información meteorológica.

Teniendo la opción de variar las condiciones de operación del sistema, también es posible conocer las consecuencias de variar las mismas, tales como los caudales en distintos puntos del sistema, límites de temperatura, límites de radiación, entre muchas otras condiciones que determinan la forma en que funciona el sistema. Todo lo anterior permite realizar modificaciones al modelo de la instalación y analizar

de que manera impactan en el desempeño del sistema antes de realizar cualquier modificación real al sistema.

Otra característica importante del modelo es que permite analizar el efecto de la variación de los parámetros de diseño de la instalación, desde cambiar los sistemas de aislamiento, probar diferentes configuraciones del arreglo de colectores o modificar la geometría del sistema de almacenamiento, siendo este último uno de los aspectos más importantes ya que la eficiencia de los colectores presenta una gran dependencia del nivel de estratificación con el que se cuenta dentro de los tanques de almacenamiento ya que si se compara un tanque de almacenamiento completamente estratificado con un tanque completamente mezclado utilizado en una instalación solar térmica la eficiencia de almacenamiento térmico y de todo el sistema se incrementan un 6 % y 20 %, respectivamente [6]. Por una parte, el efecto de este fenómeno hace que la temperatura de entrada a los colectores descienda, lo que incrementa su eficiencia, y por otra parte disminuye los periodos de operación de los calentadores auxiliares por lo que aumenta la eficiencia de todo el sistema. Contando con este tipo de información se pueden evitar grandes inversiones en equipo e instalaciones que podrían no funcionar de la forma deseada [7][8].

## 1.2 ANTECEDENTES

El desarrollo de tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar no es tan reciente como se piensa. En 1891 American Clarence Kemp había patentado el primer dispositivo que combinaba el uso de un tanque de almacenamiento de agua pintado de color negro y el principio de “*caja caliente*”, que básicamente era una caja de madera aislada que tenía un cristal en la parte frontal para capturar y almacenar la radiación solar. En 1909, William J. Bailey patentó un nuevo diseño que reducía las pérdidas de calor instalando el tanque de almacenamiento aislado dentro de la casa y exponiendo el colector solar en el exterior. Con esto, menos agua se localizaba dentro del colector, haciendo que el calentamiento fuera más rápido y alcanzara mayores temperaturas. Este diseño también permitía almacenar agua caliente para utilizar por las noches o incluso al día siguiente. [9]

El calentamiento de agua para uso doméstico empleando combustibles fósiles era simple y económico por lo que el interés en los sistemas de calentamiento solares había desaparecido. Fue hasta el año de 1973 que se impulsó el uso y desarrollo de tecnologías para el aprovechamiento de energías alternativas, todo esto debido a la llamada “*crisis del petróleo*”. Sin embargo, para finales de los años 80’s debido a problemas con la calidad de la tecnología de ese tiempo y al desplome de los precios del petróleo que se dejó de invertir en su desarrollo.

### 1.2.1 EVALUACIÓN EXPERIMENTAL DE INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS

Ayompe *et al.* [10], en 2013 realizan un estudio a una instalación solar térmica de dimensiones domésticas ( $4m^2$ ) que emplea colectores solares de placa plana comerciales en la que controlaban los consumos de agua y el encendido de los calentadores auxiliares. Monitorearon el sistema durante un año y encontraron que la

máxima temperatura de salida del sistema de almacenamiento en el año fue de 70 °C mientras que en el fondo del tanque fue de 59.9 °C. Determinaron también la energía diaria promedio anual recolectada (19.6 MJ/d), la energía entregada por el calentador auxiliar (16.2 MJ/d), las pérdidas a través de la tubería de suministro (3.2 MJ/d), la fracción solar (32.2 %), la eficiencia del colector (45.6 %) y la eficiencia del sistema (37.8 %).

En otro trabajo realizado también por Ayompe *et al.* [11], realizan una comparativa entre tecnologías de captación solar, monitorearon colectores solares placa plana y tubos evacuados funcionando bajo las mismas condiciones meteorológicas. Evaluaron su desempeño energético diario, mensual y anual, realizaron un análisis económico y determinaron la viabilidad económica de cada uno.

### 1.2.2 SIMULACIÓN DE INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS MEDIANTE MÉTODOS NUMÉRICOS

Ayompe *et al.* [12] en 2011 desarrollaron en TRNSYS el modelo de un sistema de calentamiento solar de agua el cual empleaba un colector de tubos evacuados tipo heat pipe y dos colectores de placa plana. El sistema estaba programado para simular el perfil de consumo de agua caliente típico para una vivienda de Europa. El modelo fue validado usando datos medidos experimentalmente. La comparación entre los resultados del modelo y las medidas experimentales de temperatura de salida de los colectores, calor captado y calor entregado hacia la carga tuvieron un porcentaje de error absoluto medio de 18.4 %, 16.8 % y 7.6 % para el colector de tubo evacuados y 16.9 %, 14.1 % y 6.9 % para el colector de placa plana respectivamente.

Pasamontes *et al.* [13] en 2013 modelaron un sistema de calentamiento solar de agua de colectores de placa plana capaz de modelar distintas configuraciones. Para ello modelaron cada uno de los componentes del sistema por medio de las ecuaciones que describen su funcionamiento. Un punto a destacar en este trabajo es el uso

de algoritmos genéticos para ajustar los parámetros desconocidos del modelo. Este último fue desarrollado con la intención de simular distintas estrategias de control.

Abdunnabi *et al.* [14] en 2014 analizaron durante seis días consecutivos un sistema de calentamiento solar de agua de circulación forzada que emplea cuatro colectores de tubos evacuados conectados en serie. El propósito del estudio fue determinar cuan preciso es TRNSYS para simular diferentes configuraciones de sistemas de calentamiento solar de agua e investigar los parámetros que más afectan la discrepancia entre los resultados de las simulaciones y las mediciones experimentales.

Essabbani *et al.* [15] en 2014 simularon un sistema de calentamiento solar de agua para uso doméstico conformado por solares de placa plana y un tanque de almacenamiento de 300 L, usando un calentador eléctrico como sistema auxiliar. Utilizaron datos meteorológicos recabados por una estación meteorológica para la temporada invernal (Diciembre 2011 - Marzo 2010). Evaluaron los efectos de la radiación solar, temperatura ambiente y perfil de consumo de agua caliente.

Almeida *et al.* [16] en 2014 utilizaron un enfoque diferente en cuanto a identificación de parámetros de un sistema de colectores solares. Utilizaron TRNSYS para simular el sistema y GENOPT para su optimización. El objetivo fue demostrar el uso de TRNSYS y GENOPT como una alternativa al software ISS, 2.7 (In Situ Scientific Software 2.7) utilizado por los laboratorios de prueba de estos sistemas para la identificación de parámetros. Todo esto de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 que indica la metodología de prueba dinámica de sistemas solares térmicos.

Shrivastava *et al.* [17] en 2016 explican en su trabajo la importancia que cobra la simulación cuando se desea realizar el análisis de desempeño y la optimización de algún sistema cuando la experimentación involucra un conjunto de variaciones y de una gran cantidad de incertidumbres. Para llevar a cabo esta experimentación sería necesario crear ambientes de prueba extremos en laboratorios que pueden llegar a ser muy costosos y que en muchos casos, la duración de los fenómenos físicos que se evalúan suele ser excesivamente grande. TRNSYS es un software de simulación

de sistemas transitorios cuyos rango de error va de 5 % a 10 %, que es una buena aproximación al comportamiento real del sistema.

Jonas *et al.* [18] en 2017 desarrollaron en TRNSYS un modelo de simulación de una bomba de calor híbrida que incorpora colectores solares para suministrar energía a los edificios. Al final del trabajo desarrollaron una herramienta que puede ser utilizada para analizar este tipo de sistemas con las especificaciones de los componentes y evaluar si este cubre o no las necesidades de la instalación.

Bava F. y Furbo S. [19] en 2017 desarrollaron y validaron un modelo numérico de un campo de colectores solares para el calentamiento de un distrito. Para ello consideraron aspectos que no son tomados en cuenta por otros modelos, como la distribución de los flujo por los circuitos hidráulicos, el efecto del régimen de flujo sobre la eficiencia de los colectores, capacidad térmica de los componentes y el efecto del sombreado entre componentes. Los resultados de la simulación fueron comparados con mediciones de la instalación y el impacto de cada aspecto fue evaluado.

Muhammad *et al.* [20] en 2018 analizó en TRNSYS distintas configuraciones de colectores solares de tubos evacuados y de placa plana acoplados a un sistema de enfriamiento por absorción. Estas configuraciones fueron modeladas completamente en TRNSYS y se llevaron a cabo simulaciones dinámicas para la temporada de verano. Evaluaron factores de desempeño como la fracción solar, eficiencia de los colectores y ahorro de energía primaria para optimizar variables clave de la instalación, entre las que destacan la inclinación de los colectores, volumen de almacenamiento, el tipo y el tamaño de colector.

## 1.3 HIPÓTESIS

Los sistemas de captación solar para calentamiento de agua son una opción para disminuir el consumo energético en edificaciones con alta demanda de agua caliente. Por medio del modelado numérico es posible conocer el comportamiento que tendrían estos sistemas ante la variación de sus condiciones de operación, por lo que es posible disminuir su consumo energético y costo de operación.

## 1.4 OBJETIVOS

### 1.4.1 OBJETIVO GENERAL

Desarrollar y validar experimentalmente un modelo numérico que simule el comportamiento de una instalación de calentamiento solar de agua de tubos evacuados tipo heat pipe para la evaluación de su desempeño energético y económico por medio de simulaciones anuales.

### 1.4.2 OBJETIVOS PARTICULARES

- **Adaptar el sistema de control y monitoreo de la instalación.**

Se instrumentará la instalación de forma que permita agregar las condiciones de operación al sistema de control y obtener mediciones experimentales en distintos puntos de la instalación para la validación del modelo numérico a desarrollar.

- **Desarrollar el modelo de simulación del sistema.**

Se elaborará el modelo numérico de simulación en Simulation Studio usando

las librerías del software TRNSYS. Adaptando los modelos a los parámetros de diseño de los componentes de la instalación y la lógica de control implementada en la instalación.

- **Validar experimentalmente el modelo con datos de las mediciones.**

La validación del modelo consistirá en utilizar mediciones de temperatura y flujo del consumo de agua de la edificación junto con mediciones de radiación y temperatura ambiente como entradas del modelo y comparar los resultados de la simulación con las mediciones experimentales de temperatura en los distintos puntos de la instalación por medio de porcentajes de error.

- **Evaluar de forma numérica distintas lógicas de control.**

Una vez validado el modelo numérico con las mediciones experimentales, se llevarán a cabo simulaciones anuales con datos de Meteonorm y se determinará la energía consumida por la instalación. Con los resultados de energías consumidas se obtendrá el costo total de operación para cada caso simulado.

## 1.5 ESTRUCTURA DE LA TESIS

La estructura de esta tesis está conformada por 5 capítulos en los cuales se describe el trabajo, tanto teórico como experimental, realizado durante el desarrollo del proyecto.

En el **capítulo 1** se presenta al lector, a manera de motivación, la necesidad de una transición energética hacia el uso de energías renovables exponiendo la situación actual de las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial, especialmente las de  $CO_2$  generado por la quema de combustibles. Ya adentrados en este contexto, se desglosan las emisiones por sectores con la intención de hacer énfasis en el papel que podría jugar el sector de las edificaciones, en especial el sector residencial, en la reducción de las emisiones de estos gases. Se presenta también el potencial que tiene México para el aprovechamiento de la energía solar gracias a su posición geográfica. Se plantean y describen los objetivos de esta tesis y la estructura de la misma.

En el **capítulo 2** se describen de manera general los términos empleados en el trabajo y cuyo conocimiento servirá para comprender de mejor forma lo explicado en capítulos posteriores. Comenzando con una descripción de los modelos de radiación solar y como calcular la radiación solar que incide sobre una superficie inclinada a partir de mediciones de radiación sobre la horizontal. Seguido de esto se da una breve descripción de los tipos de instalaciones para calentamiento de agua y sus partes principales. En la última sección se da una introducción al software TRNSYS y la forma en que trabaja Simulation Studio a partir de conexiones.

El **capítulo 3** está dividido en cinco secciones, la primera describe los resultados de la adaptación de la instalación experimental, seguido de esto se analizan las mediciones experimentales que validan el funcionamiento del sistema de control. La siguiente sección describe los modelos matemáticos de cada uno de los componentes que conforman el sistema (colectores solares, tanques de almacenamiento, calentadores auxiliares, sistema de control y los componentes del circuito hidráulico) así como

los parámetros de diseño que los adaptan a los componentes instalados. Finalmente, se muestran los datos introducidos al modelo para llevar a cabo las simulaciones anuales.

En el **capítulo 4** se describen los resultados obtenidos al desarrollar lo planteado en la metodología. El capítulo comienza mostrando la comparativa entre las mediciones experimentales y los resultados de la simulación del modelo usando datos de mediciones del perfil de consumo, temperatura ambiente y radiación solar. La siguiente sección muestra los resultados de las simulaciones anuales para cada lógica de control concluyendo con los resultados de un último caso de control planteados con base en los resultados de los primeros casos.

En el **capítulo 5** se especifican las conclusiones a las que se llegaron con base al análisis de los resultados, así como los trabajos futuros que podrían ser desarrollados como continuación de este trabajo de investigación.

## CAPÍTULO 2

# MARCO TEÓRICO

---

## 2.1 RADIACIÓN SOLAR

La cantidad de energía solar por unidad de tiempo, a una distancia promedio entre la Tierra y el Sol, que recibe una unidad de área de una superficie normal al Sol (perpendicular a la dirección de propagación de la radiación) fuera de la atmósfera es llamada *constante solar*. La cantidad de energía que alcanza la superficie terrestre es menor a la constante solar debido a que gran parte es dispersada, reflejada hacia el espacio y absorbida por la atmósfera. Como resultado de las interacciones de la radiación en la atmósfera una porción de lo que eran los rayos solares, se dispersan en muchas direcciones, la porción de esa radiación dispersada que alcanza la superficie terrestre es llamada *radiación difusa*. La porción que llega directamente a la superficie, es decir, sin haber sufrido ningún cambio en su dirección, es llamada *radiación directa*. La cantidad total que alcance la superficie dependerá del grosor de la capa de ozono, la distancia que viaje a través de la atmósfera, la cantidad de aire (partículas de polvo, vapor de agua, etc.) y el grado de nubosidad.

Para los cálculos de la radiación global se utiliza un índice de claridad,  $K_t$ , el cual relaciona la cantidad de energía solar que llega a la superficie terrestre con la radiación que llega a la superficie de la atmósfera (2.1). Este índice es utilizado en

correlaciones para calcular la fracción de radiación difusa que llega a la superficie terrestre.

$$K_t = \frac{I}{I_o} \quad (2.1)$$

donde:  $I$  es la radiación global sobre la horizontal medida e  $I_o$  es la radiación incidente sobre la atmósfera terrestre, calculada fácilmente de la ecuación:

$$I_o = \frac{12 \times 3600}{\pi} G_{sc} \left[ 1 + 0.033 \cos \frac{360n}{365} \right] \times \left[ \cos \phi \cos \delta (\sin w_2 - \sin w_1) + \frac{2\pi(w_2 - w_1)}{360} \sin \phi \sin \delta \right] \quad (2.2)$$

donde  $G_{sc}$  es la constante solar,  $n$  es el día del año,  $\phi$  es la latitud del sitio,  $\delta$  es la declinación terrestre y  $w_1$ ,  $w_2$  son los ángulos horarios. Siendo la declinación solar dada por,

$$\delta = 23.45 \sin \left( 360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (2.3)$$

Con el índice de claridad es posible hacer uso de las correlaciones desarrolladas por Reindl para el calculo de la fracción difusa que incide sobre la horizontal  $\hat{I}_d$ , basado en la temperatura ambiente  $T_a$ , humedad relativa ( $\phi$ ) y la altitud solar ( $\alpha$ ). De no contarse con las mediciones de todas estas variables, es posible usar la correlación final del modelo desarrollado por Reindl que se basa únicamente en el índice de claridad [21] para calcular la fracción difusa.

La radiación global sobre la horizontal es la combinación de radiación directa y difusa que llega a una superficie horizontal. Debido a que los colectores estacionarios normalmente están montados sobre una superficie inclinada para maximizar la cantidad de radiación que incide sobre él, es necesario determinar la radiación

Intervalo	Restricción	Correlación
$0 \leq K_t \leq 0.3$	$I_d/I \leq 1.0$	$\hat{I}_d/I = 1.020 - 0.248K_t$
$0.3 \leq K_t \leq 0.78$	-	$\hat{I}_d/I = 1.45 - 1.67K_t$
$0.78 \leq K_t$	-	$\hat{I}_d/I = 0.147$

Tabla 2.1: Correlación para el calculo de la fracción difusa en función del índice de claridad [21].

que incide sobre el colector. Esto se hace convirtiendo la radiación global que incide sobre la horizontal en radiación incidente sobre la superficie de interés [22].

### 2.1.1 RADIACIÓN SOLAR SOBRE SUPERFICIES INCLINADAS

La Tierra gira sobre su propio eje a una cierta inclinación y al mismo tiempo gira alrededor del Sol sobre una orbita elíptica. Estos dos movimientos, de rotación y traslación, provocan variaciones en la intensidad de radiación que llega a la superficie de la atmósfera. Por otro lado, la radiación que llega a la superficie terrestre varía tanto temporal como geográficamente. Al atravesar la atmósfera es reflejada, absorbida y dispersada debido a condiciones meteorológicas presentes dentro de la atmósfera terrestre. Estos tres fenómenos provocan variaciones en la intensidad de la radiación, la proporción de sus componentes directa y difusa, la anisotropía de la componente difusa y su composición espectral.

La intensidad de la energía solar que incide en cualquier punto de la superficie terrestre depende de su orientación relativa al Sol, la hora del día, el día del año, la latitud y altitud del punto en que se encuentre y las condiciones atmosféricas. En días despejados, la intensidad se incrementa y la componente directa representa una fracción mayor de la radiación global que incide sobre la superficie terrestre. Si se encuentra con una atmósfera con mucha nubosidad, la fracción de radiación difusa se incrementa debido a la dispersión de la radiación directa por las nubes.

Para la simulación de sistemas de captación solar es necesario conocer la cantidad de energía solar que incide sobre la superficie dado un intervalo de tiempo. Intervalos de una hora son los más comunes en las simulaciones de estos sistemas, aunque no están limitados únicamente a estos, pudiendo usar intervalos mensuales e incluso por minutos. La mayoría de los dispositivos de captación solar se instalan con una cierta inclinación respecto a la horizontal determinada comúnmente por la latitud a la que se encuentren. Las mediciones de radiación más comunes son de radiación global sobre la horizontal. Debido a la escasez de mediciones de radiación sobre superficies inclinadas se suelen utilizar modelos matemáticos para estimar la radiación incidente sobre la superficie de los colectores. Para la estimación la radiación incidente sobre superficies inclinadas es necesario dividir la radiación global sobre la horizontal en sus componentes directa y difusa. Las mediciones de estas componentes no son muy comunes, si no se cuenta con ellas, también es posible estimarlas proyectando las componentes de la radiación que incide sobre la horizontal hacia la superficie que se desea analizar.

La radiación total que incide sobre una superficie inclinada se compone de radiación directa, difusa y reflejada del suelo. La **radiación directa** es aquella que llega del sol sin haber sido reflejada o dispersada por la atmósfera. La **radiación difusa** por el contrario, es la radiación solar cuya trayectoria ha sufrido modificaciones debido a las condiciones atmosféricas. La **radiación reflejada por el suelo** es aquella que es reflejada por la horizontal hacia la superficie deseada.

$$I_T = I_{b,T} + I_{d,T} + I_{g,T} \quad (2.4)$$

donde:  $I_t$  es la radiación total sobre la superficie deseada;  $I_{b,T}$ ,  $I_{d,T}$  y  $I_{g,T}$  son las componentes directa, difusa y reflejada por el suelo que inciden sobre la superficie deseada, respectivamente [21].

## 2.1.1.1 RADIACIÓN DIRECTA SOBRE SUPERFICIES INCLINADAS

Para el cálculo de la radiación directa que incide sobre una superficie inclinada,  $I_{b,T}$ , se utiliza la proyección del haz de luz sobre una superficie inclinada por medio de un factor geométrico,  $R_b$ , que relaciona la radiación directa que incide sobre una superficie inclinada,  $I_{b,T}$ , con la radiación directa que incide sobre la horizontal,  $I_b$ , [23].

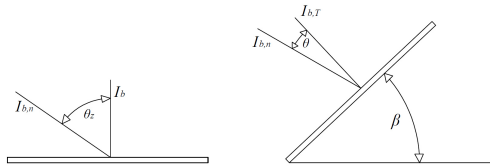


Figura 2.1: Proyección de la radiación directa sobre la horizontal en una superficie inclinada

$$R_b = \frac{I_{b,T}}{I_b} = \frac{I_{b,n} \cos \theta}{I_{b,n} \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (2.5)$$

Donde  $\theta$  es el ángulo de incidencia para una superficie inclinada y  $\theta_z$  es el ángulo de incidencia para una superficie horizontal, que es igual al ángulo cenital. Por lo tanto, la radiación directa que incide sobre una superficie inclinada en función de la radiación solar directa que incide sobre la horizontal queda:

$$I_{b,T} = I_b \cdot R_b \quad (2.6)$$

De esta forma, la radiación sobre la superficie inclinada será cero cuando  $\theta$  o  $\theta_z$  sea mayor que  $90^\circ$ . Cuando  $\theta$  sea mayor a  $90^\circ$ , significa que el sol está detrás de la superficie del colector. Cuando  $\theta_z$  sea mayor a  $90^\circ$ , el sol estará debajo del horizonte.

## 2.1.1.2 RADIACIÓN DIFUSA SOBRE SUPERFICIES INCLINADAS

El cálculo de la radiación difusa es más complicado que el de la radiación directa, esto se debe a que esta se divide en tres componentes: circunsolar, brillo del horizonte e isotrópica difusa.

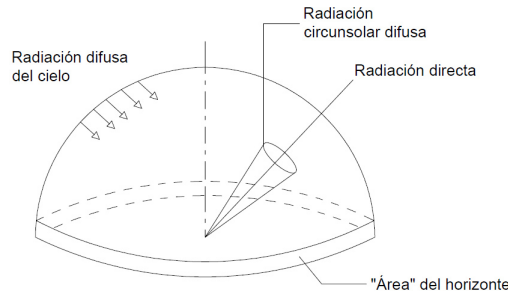


Figura 2.2: Distribución esquemática de la radiación difusa con la porción circunsolar difusa añadida al componente isotrópico [23]

Existe una gran variedad de modelos que proponen métodos para estimar la radiación difusa sobre una superficie inclinada, pero no todos toman en cuenta sus tres componentes. Uno de los modelos que toma en cuenta la proporción de las componentes es el de Reindl [21]. Este fue desarrollado modificando el modelo de Hay-Davies [24] con base en los trabajos de Temps-Coulson [25] y Klucher [26]. El modelo de Reindl modificado para calcular la radiación difusa sobre una superficie inclinada con datos de radiación difusa sobre la horizontal queda:

$$I_{d,T} = I_d \left[ (1 - AI) \cdot \left( \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) \cdot \left( 1 + f \sin \frac{\beta}{2} \right) + AI \cdot R_b \right] \quad (2.7)$$

donde  $I_d$  es la radiación difusa sobre la horizontal,  $AI$  es el índice de anisotropía para el modelo de Hay-Davies,  $\beta$  es la inclinación de la superficie a estudiar,  $R_b$  es el factor geométrico para la radiación directa y  $f$  es un factor de modulación para la intensidad de la radiación proveniente de la región cercana a la línea del horizonte aplicado al término isotrópico del modelo de Hay-Davies prepuesto por Temps y Coulson.

$$f = \sqrt{\frac{I_b}{I}} \quad (2.8)$$

$$AI = \frac{I_{b,n}}{I_{on}} \quad (2.9)$$

donde  $I$  es la radiación global sobre la horizontal e  $I_{on}$  es la radiación extraterrestre sobre la atmósfera. De esta forma, en días con mucha nubosidad el factor de modulación,  $f$ , y el índice de anisotropía,  $AI$ , tienden a cero hasta que la ecuación se reduce al modelo isotrópico de Liu-Jordan [27]. En días parcialmente nublados el término isotrópico es corregido añadiéndole la porción de radiación proveniente del horizonte.

### 2.1.1.3 RADIACIÓN REFLEJADA SOBRE SUPERFICIES INCLINADAS

La radiación reflejada es la porción de la radiación total proveniente de edificios y objetos que se encuentren a los alrededores de la superficie analizada. Se asume que todas las superficies reflejan radiación difusa, sin embargo, no es posible tomar en cuenta todas las superficies a las que se encuentra expuesta la superficie analizada. Una práctica estándar es asumir que solo hay una superficie, horizontal, de gran tamaño y difusamente reflectante. Un método común para calcular la radiación reflejada por el suelo es asumir todos los alrededores de la superficie analizada como reflectores isotrópicos. La radiación isotrópica reflejada por el suelo se obtiene [23]:

$$I_{g,T} = I\rho_g \left( \frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad (2.10)$$

donde  $\rho_g$  es la reflectancia del terreno. De esta forma la radiación reflejada por el suelo se calcula asumiendo que los alrededores son una superficie horizontal con reflectancia homogénea que refleja la radiación incidente uniformemente en todas direcciones. Se recomiendan una reflectancia del terreno  $\rho_g = 0.2$  como un valor

típico promedio sin nieve y  $\rho_g = 0.7$  para terreno con una cubierta de nieve fresca [28].

## 2.2 INSTALACIONES SOLARES PARA CALENTAMIENTO DE AGUA

Una instalación solar de calentamiento de agua para uso residencial esta conformada por tres partes básicas: un sistema de colección solar (arreglo de colectores), un fluido de trabajo y un sistema de almacenamiento térmico (tanques de almacenamiento), sin embargo, posee otros componentes como bombas (en sistemas activos), calentadores auxiliares, tuberías e intercambiadores de calor [29].

### 2.2.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Un sistema de calentamiento solar de agua convencional cuenta con un colector solar al cual llega la radiación solar, como se observa en la Figura 2.3. Cuando esta pasa a través del vidrio del colector, ya sea de placa plana o de tubos evacuados, es absorbida por la placa o el "heat pipe", según sea el caso. Estos poseen una alta absorción a la radiación solar. Los colectores solares están diseñados para maximizar la absorción de energía solar y reducir las pérdidas de calor, una vez que estos absorben la radiación solar, la transforman en energía térmica (calor) que luego es transferida a un fluido de trabajo, generalmente agua o mezclas de agua con anticongelante. El fluido es transportado por medio de tuberías a través del colector y llevado hacia un intercambiador de calor ubicado en la parte inferior dentro del tanque de almacenamiento (sistema indirecto), ya sea con una bomba (sistema activo) o por convección natural (sistema pasivo). Dentro del tanque de almacenamiento hay un calentador auxiliar convencional y para reducir las pérdidas de calor por el tanque se suele aislar con una capa de poliuretano [30] [31] [32].

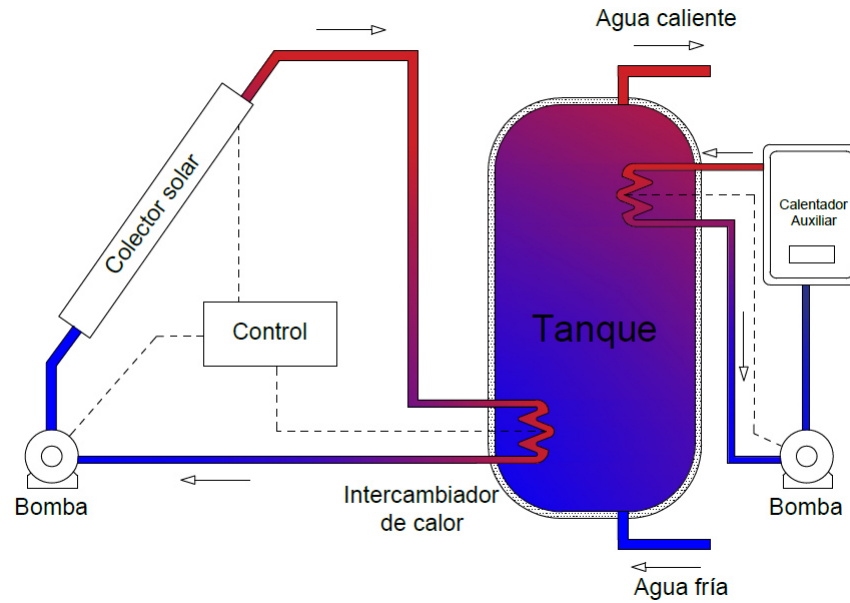


Figura 2.3: Esquema de un sistema de calentamiento solar de agua convencional.

## 2.2.2 CLASIFICACIÓN DE LAS INSTALACIONES SOLARES PARA CALENTAMIENTO DE AGUA

### 2.2.2.1 SISTEMAS PASIVOS Y ACTIVOS

Una forma de clasificar los sistemas de calentamiento solar es dependiendo de si usa o no una bomba para hacer pasar el fluido por los colectores solares. Los que hacen uso de una son llamados activos, mientras que los que no la requieren son llamados pasivos [32].

En un sistema de calentamiento **pasivo** el tanque de almacenamiento se encuentra por encima de los colectores solares de forma que el flujo por los colectores se genera por convección natural. Estos sistemas pueden suministrar agua a temperaturas de  $60^{\circ}\text{C}$  y son los más usados para calentamiento de agua de uso doméstico [33]. Los sistemas de calentamiento **activo** incorporan una bomba, un sistema de control y una válvula check para hacer circular el fluido a través del colector. Por lo general

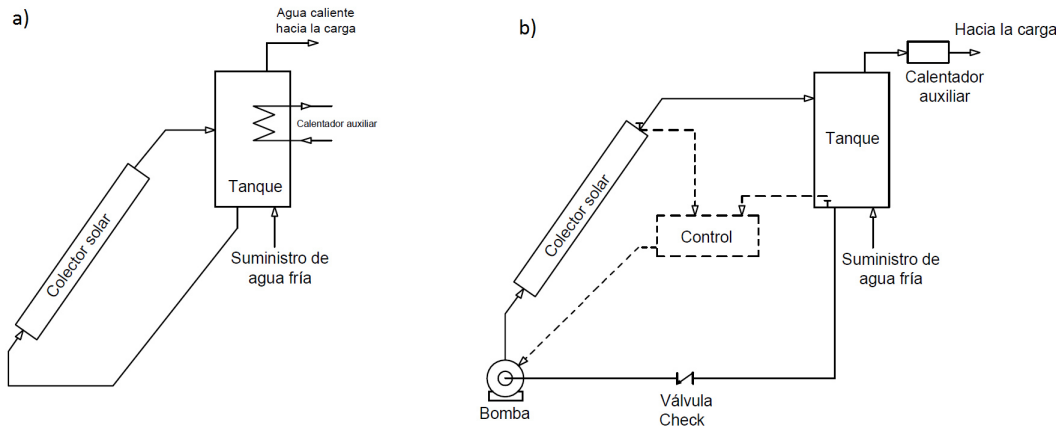


Figura 2.4: a) Sistemas de calentamiento solar de agua pasivos y b) Sistemas de calentamiento solar de agua activos.

se suele usar un control diferencial para encender la bomba cuando la diferencia de temperaturas entre la parte superior/salida colector y la sección inferior del tanque es lo suficientemente grande. Para evitar la circulación inversa del agua almacenada en la tubería que conecta los colectores solares con el tanque de almacenamiento se utiliza una válvula check [34].

La eficiencia de los sistemas activos esta entre 35 % y 80 % [35] mientras que la de los sistemas pasivos esta entre 30 % y 50 % [33]. Los sistemas activos tienen la ventaja de que los colectores no necesitan estar cerca del sistema de almacenamiento por lo que pueden ser utilizados en edificios de varios pisos. Por otro lado las desventajas que respecto a los sistemas pasivos son que dependen de energía eléctrica y debido a la complejidad en su funcionamiento requieren de personal especializado para su operación óptima. Debido a lo anterior, los costos de operación de los sistemas activos suelen ser mayores que los de los pasivos [32].

## 2.2.2.2 SISTEMAS DIRECTOS E INDIRECTOS

Otra forma de clasificarlos es basado en el fluido que circula a través del colector, si el agua de servicio circula directamente por colector solar el sistema es llamado **directo**, mientras que si lo que circula por el colector es un fluido de trabajo, usualmente anticongelante, agua destilada o un fluido orgánico, es llamado **indirecto**. En ambos casos se utiliza un intercambiador de calor para transferir la energía térmica desde el colector hacia el tanque de almacenamiento, este puede estar dentro o fuera del tanque como se puede observar en la Figura 2.5 [29] [30] [31].

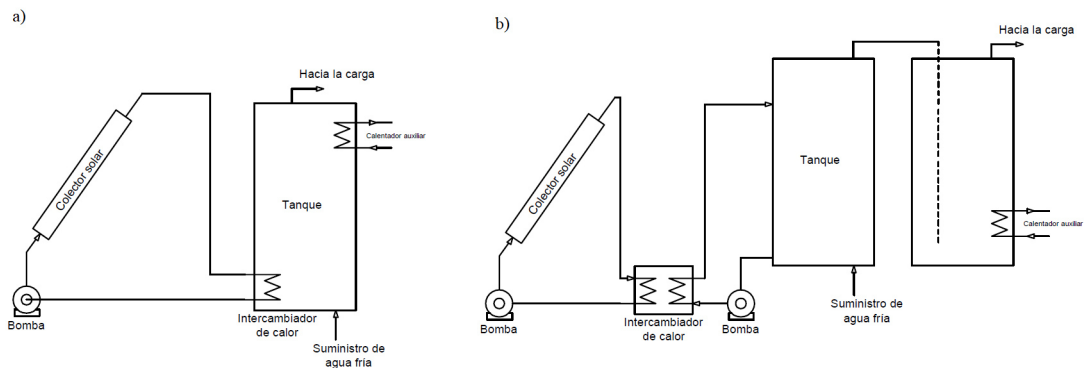


Figura 2.5: Sistemas de calentamiento solar de agua indirecto con intercambiador de calor a) dentro y b) fuera del tanque

Las instalaciones solares térmicas deben considerar los posibles daños a los colectores y tuberías debido a congelamientos o ebullición. De presentarse temperaturas por debajo de  $0^{\circ}\text{C}$  en tuberías y colectores, debido a periodos de poca radiación y temperaturas ambiente bajas, podría haber congelamiento en la instalación. Por otro lado, si la energía no es removida del colector en periodos de alta radiación, la temperatura elevarse demasiado dentro de los colectores y causar daños a la instalación.

Existen varios métodos para evitar el congelamiento; se puede drenar el agua de los colectores, utilizar mezclas de soluciones anticongelantes o calentar el agua de los colectores. El uso de soluciones anticongelantes es muy común, se suelen usar

mezclas de etilenglicol -agua y propilenglicol-. En el caso del sobrecalentamiento, es muy común en temporada de verano cuando la energía captada supera por mucho la energía entregada a la carga. La temperatura límite en el tanque de almacenamiento se alcanza rápidamente y el sistema de control apaga la bomba de circulación, la temperatura en este punto puede alcanzar temperaturas de estancamiento de entre  $150 - 300^{\circ}C$ . A esa temperatura la presión en el sistema sería muy elevada y la mayoría de los fluidos de trabajo se evaporarían o habrían sobrepasado la temperatura de trabajo [23]. El método más efectivo para evitar o controlar la ebullición es diseñar el conjunto de tuberías de tal forma que el fluido pueda regresar fácilmente al tanque de expansión.

### 2.2.3 COLECTORES SOLARES

Los colectores solares son un tipo especial de intercambiador de calor que transforma la radiación solar en energía interna de un fluido de transporte. Es el componente más importante de una instalación solar ya que es el encargado de absorber la radiación solar, transformarla en calor y transferir ese calor al fluido de transporte que fluye en su interior. Los fluidos de transporte utilizados generalmente son aire, agua, aceite o mezclas de agua con anticongelantes en condiciones extremas. La energía solar colectada puede ser transportada directamente para ser utilizada como agua caliente de servicio, puede ser usada en un equipo de acondicionamiento de algún espacio por medio intercambiadores de calor o ser transportada a un tanque de almacenamiento térmico para su uso durante la noche o en días nublados [34].

Existen diferentes tipos de colectores solares térmicos según la aplicación y el rango de temperatura necesario. Se pueden clasificar de muchas formas, una de las más comunes de clasificarlos es en dos grupos principales: estacionarios o sin concentración y con concentración. Un colector solar sin concentración tiene la misma área de intercepción y de absorción de radiación solar, mientras que un colector solar con concentración posee por lo general un reflector que intercepta y concentra la

Movimiento	Tipo de colector	Tipo de receptor	Relación de concentración	Rango de temperatura
Estacionario	Placa plana	Plano	1	30-80
	Tubos evacuados	Plano	1	50-200
	Parabólico compuesto	Tubular	1-5	60-240
Un eje	Parabólico compuesto	Tubular	5-15	60-300
	Reflector lineal Fresnel	Tubular	10-40	60-250
	Canal cilíndrico	Tubular	15-50	60-300
	Canal parabólico	Tubular	10-85	60-400
Dos ejes	Discos parabólicos	Puntual	600-2000	100-1500
	Campo de helióstatos	Puntual	300-2500	150-2000

Tabla 2.2: Clasificación de los colectores solares [34].

radiación directa a un área de absorción pequeña incrementando el flujo de radiación solar, este tipo de sistemas suelen tener un seguimiento solar. Dependiendo del requerimiento de temperatura es posible usar colectores con concentración solar si se desean temperaturas elevadas.

### 2.2.3.1 COLECTORES SOLARES SIN CONCENTRACIÓN

Los colectores solares se clasifican principalmente por su movimiento, ya sean estacionarios o con seguimiento solar en uno o ambos ejes, y por su temperatura operativa. Dentro de los estacionarios podemos encontrar los colectores de placa plana (CPP), de tubos evacuados (CTE) y los colectores parabólicos compuestos (CPC). La principal característica de los colectores solares estacionarios es que, por lo general, su posición esta siempre fija y no tienen un sistema de seguimiento. Para maximizar la intercepción de radiación solar suelen tener una cierta inclinación, una práctica muy común es inclinar el colector los mismos grados que la latitud a la que se encuentra, y una cierta orientación que depende de su posición geográfica, viendo hacia el sur aquellos que se encuentran en el hemisferio norte y viendo hacia el norte lo que se encuentran en el hemisferio sur.

### 2.2.4 COLECTOR SOLAR DE TUBOS EVACUADOS

Los colectores de placa plana funcionan bien en climas cálidos donde la mayoría de los días están despejados, pero su desempeño se ve muy afectado en condiciones menos favorables, en climas fríos con días nublados o con mucho viento [34]. Los CTE combinan una superficie selectiva con un supresor de pérdidas por convección que ha demostrado un buen desempeño en condiciones menos favorables.

El supresor de pérdidas de calor de los CTE consiste en dos tubos de cristal concéntricos hechos de boro-silicato, entre ellos se extrae el aire y se crea un espacio al vacío que cumple la función de aislante perfecto impidiendo que la radiación de onda corta escape. Gracias a estos dos tubos y el espacio vacío entre ellos, es posible dirigir la radiación incidente dentro del tubo evacuado reduciendo drásticamente las pérdidas tanto por radiación como por conducción.

Una de las variantes de los CTE es el de tipo *heat pipe*, este consiste en un tubo interior llamado *heat pipe*, como se puede observar en las Figuras 2.6 y 2.7, este sistema de absorción y transferencia de energía puede operar a temperaturas superiores a los  $300^{\circ}\text{C}$  con eficiencias del 50 % al 60 % [36].

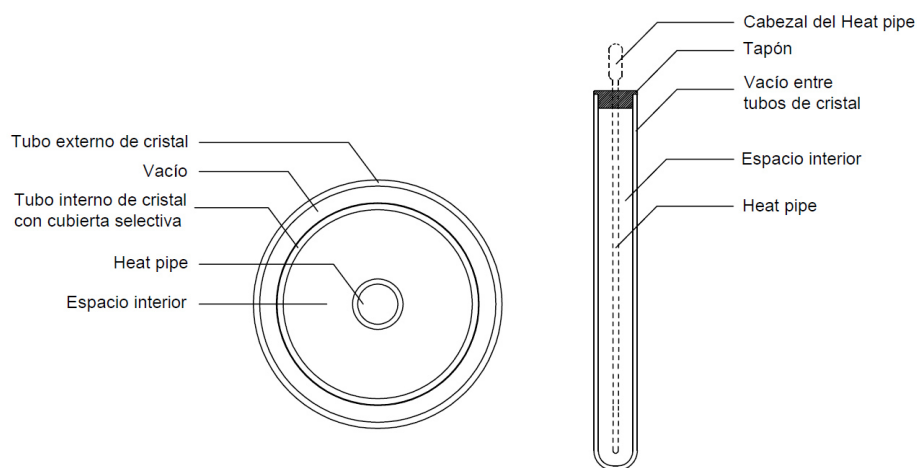


Figura 2.6: Colector de tubos evacuados tipo *heat pipe* sin flujo interior.

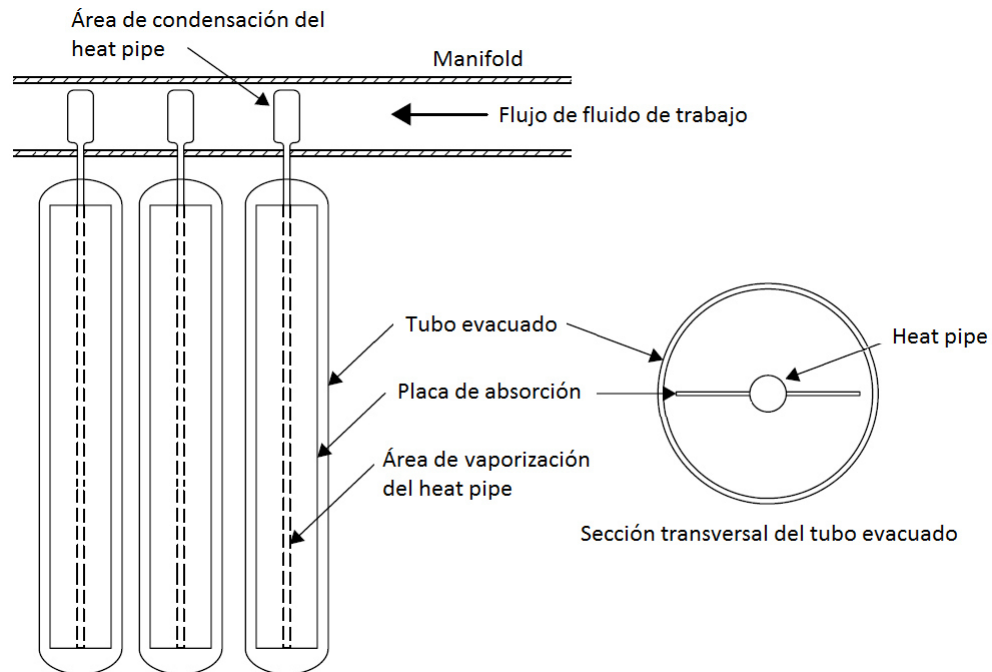


Figura 2.7: Partes de un colector solar de tubos evacuados tipo heat pipe.

Dentro del *heat pipe* se encuentra un fluido en constante cambio de fase que transfiere el calor con gran eficiencia. La radiación que incide sobre el hace que el fluido de trabajo cercano a las paredes absorba el calor latente de vaporización y se evapore instantáneamente. Esta parte del *heat pipe* es conocida como región de vaporización. El vapor generado viaja hacia la parte superior, causando que se condense. Esta es la región de condensación del *heat pipe*, donde el calor latente es retirado por el fluido de transporte frío que fluye a través del manifold (Figura 2.7). Para evitar pérdidas hacia el ambiente el manifold se encuentra aislado térmicamente por lo que suele ser considerada una zona adiabática.

La eficiencia de un colector solar de acuerdo a la Solar Rating and Certification Corporation (SRCC) está dada por la diferencia entre la energía absorbida por el colector menos las pérdidas que este tenga:

$$\eta_{\text{colector}} = (F_R \tau \alpha) - (F_R U_L) \left[ \frac{T_{\text{entrada}} - T_{\text{ambiente}}}{G} \right] \quad (2.11)$$

### Comparación entre eficiencias de colectores $G=1000 \text{ W/m}^2$

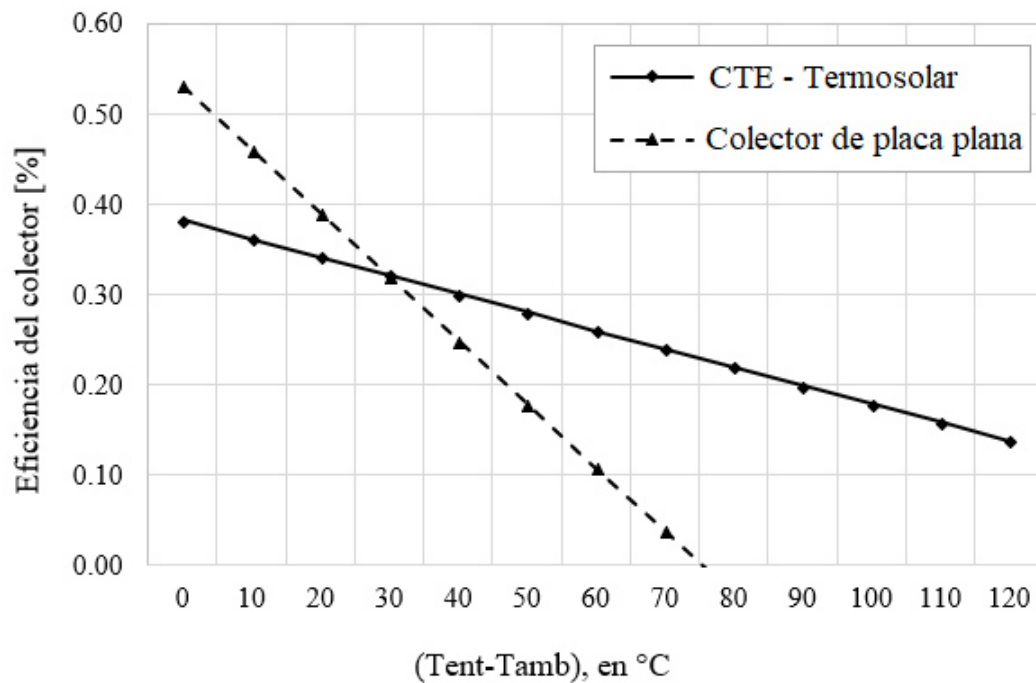


Figura 2.8: Líneas de eficiencia del colector solar de tubos evacuados y uno de placa plana

donde  $F_R\tau\alpha$  representa la máxima eficiencia del colector, que es alcanzada cuando la diferencia de temperaturas entre la entrada del colector y la temperatura ambiente es cero. Mientras que  $F_RU_L$  representa la pendiente de la línea de eficiencia del colector, es decir, la velocidad a la que la eficiencia de colector decrece conforme la empeoran las condiciones ambientales.

Si se comparan las líneas de eficiencia de un colector de tubos evacuados con uno de placa plana se puede observar como la eficiencia de los colectores de tubos al vacío tiene un mejor comportamiento a mayores temperaturas (Figura 2.8).

### 2.2.5 ALMACENAMIENTO TÉRMICO

La energía solar es un recurso limitado por las horas de luz que se tienen al día. La mayoría de las aplicaciones que requieren energía muchas veces no están dentro del rango horario en que la energía solar puede ser aprovechada, por lo que un sistema de almacenamiento térmico es necesario para cualquier proceso que involucre aprovechamiento de energía solar térmica.

En un sistema de aprovechamiento solar el desempeño de cada uno de sus componentes está relacionado con el de los demás componentes. La dependencia del desempeño del colector solar con la temperatura hace que el desempeño de todo el sistema sea sensible a la temperatura. Por ejemplo, en un sistema de calentamiento solar de agua un grado de estratificación pobre dentro del tanque de almacenamiento significaría que el flujo que se está haciendo pasar por los colectores es agua caliente, y dado que la eficiencia de los colectores según la ecuación 2.11 depende en gran parte de esta temperatura, estaría impactando directamente su desempeño y por ende, el desempeño global del sistema se vería afectado.

Son muchos los factores involucrados a la hora de buscar la capacidad óptima del sistema de almacenamiento para una instalación solar térmica; las horas de radiación solar esperadas, la naturaleza de las cargas esperadas en el proceso, el grado de fiabilidad necesario para el proceso, la forma en que se suministra la energía auxiliar, y realizando un análisis económico se determina la cantidad de la carga total anual que debe ser aportada por la energía solar y la parte que debe ser aportada por la energía auxiliar.

Las características más importantes de un sistema de almacenamiento son [23]:

- Capacidad por unidad de volumen
- Rango de temperatura sobre el que opera (temperatura a la que el calor es añadido y removido de la unidad de almacenamiento)
- Medios por los cuales se añade y remueve la energía y los diferenciales de

- temperatura asociados a ellos
- Temperatura de estratificación dentro de la unidad de almacenamiento
- Requerimientos de potencia para la adición o remoción de calor
- Los contenedores, tanques, u otros elementos estructurales asociados con el sistema de almacenamiento
- Los medios para controlar las pérdidas térmicas del sistema de almacenamiento
- Su costo

### 2.2.5.1 ESTRATIFICACIÓN DENTRO DEL ALMACENAMIENTO TÉRMICO

La estratificación térmica dentro de los tanques ha sido tema de estudio de numerosos trabajos, experimentales y numéricos [37] [38] [39]. Se ha demostrado que un buen grado de estratificación depende de muchos factores como las pérdidas de energía al ambiente, la conducción de calor en fluido y la paredes del tanque, la mezcla del fluido durante los procesos de carga y descarga, geometría de los puertos de entrada y salida, entre otros [40] [41] [42].

Para asegurar la estratificación dentro de una unidad de almacenamiento térmico la entrada del fluido caliente debe estar en la parte superior y el fluido se retira del fondo[43]. Sin embargo, este no se mantendrá debido principalmente factores como:

- Mezcla de flujos entrantes con el fluido almacenado en el tanque durante los procesos de carga y descarga.
- Conducción de calor a lo largo de las paredes del tanque de almacenamiento.
- Conducción de calor entre capas de fluido a diferentes temperaturas.
- Pérdidas de calor a través de las paredes del tanque hacia el ambiente.

La estratificación dentro del tanque puede ser mejorada disminuyendo o eliminando los factores antes mencionados, ya sea aislando térmicamente el tanque de

almacenamiento para disminuir las pérdidas hacia el ambiente, utilizar materiales con una conductividad térmica para disminuir la conductividad térmica a lo largo de las paredes del tanque, o disminuir las velocidades de los flujos entrantes para disminuir la mezcla de fluidos.

Se sabe que al usar flujos altos a través de los colectores se incrementa el factor de remoción de calor, por lo que también su eficiencia se ve incrementada [23]. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, al utilizar flujos menores se logra una mejor estratificación dentro del tanque [44] [45].

## 2.3 TRNSYS

TRNSYS, acrónimo para sistema transitorio (TRaNsient SYStem), es un programa de simulación de sistemas diseñado en el año de 1935 por Duffy y Beckman. Es un entorno de simulación completo y extensible que trata principalmente los problemas asociados con los sistemas que tienen un comportamiento transitorio, como las aplicaciones de energía solar[17]. La estructura del programa es modular, de manera que el usuario especifica los componentes que constituyen el sistema y las conexiones existentes entre ellos. Cada componente funciona como una caja negra llamada "Type" (2.9) que implementa un modelo matemático que lo describe mediante una serie de entradas, salidas y parámetros de diseño [46].

En la Figura 2.9 se muestra un ejemplo de la forma en que se conectan los Types en la interfaz de Simulation Studio de TRNSYS. En ella se hace la conexión de un lector de archivos externos para la radiación solar global y directa incidente sobre la horizontal (Type 9) cuyas salidas están conectadas de un procesador de radiación (Type 16) para calcular la radiación que incide sobre una superficie con una determinada inclinación, que una vez calculadas, dados los parámetros fijados en el procesador de radiación, sus salidas con conectadas al CTE (Type 71).

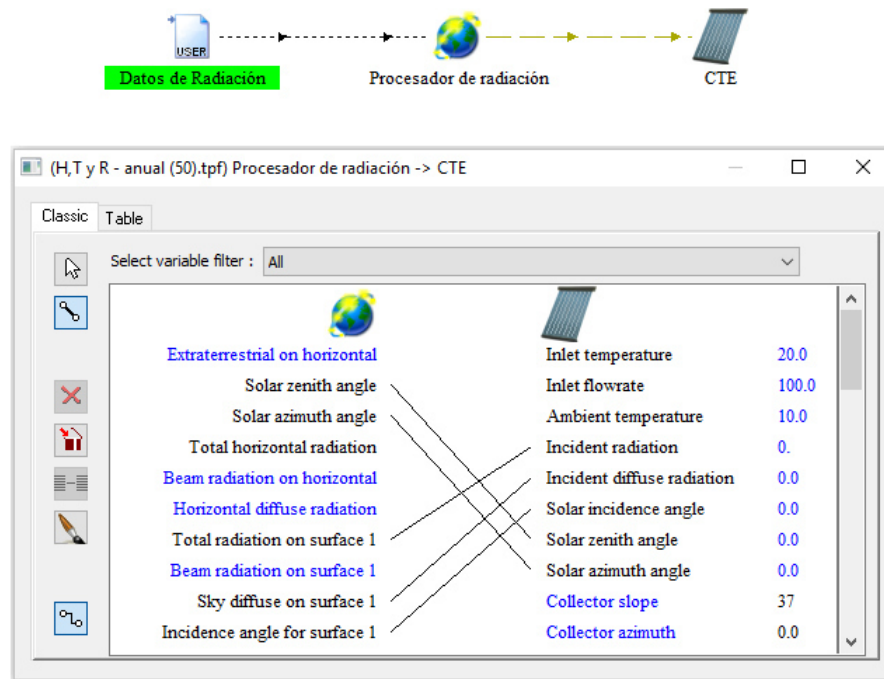


Figura 2.9: Conexiones entre Types en la interfaz de Simulation Studio.

TRNSYS posee un motor (*kernel*) que lee y procesa el archivo de entrada, de forma iterativa resuelve el sistema, determina la convergencia y grafica las variables del sistema [47].

Para la simulación del sistema de calentamiento solar de agua se utilizaron modelos matemáticos de la librería de TRNSYS que fueron adecuados según las características de los equipos con los que se cuenta, esto mediante la asignación de valores a los parámetros de diseño. Cada equipo, al ser representado por medio de módulos individuales llamados *Types*, es provisto de información por medio de parámetros de diseño, variables de entrada, condiciones iniciales (*Derivatives*), descripciones especiales (*Special Cards*) y archivos externos. De esta forma, los equipos reciben información, la procesan y con base en sus parámetros de diseño producen una respuesta de salida. En la Figura 2.10 se observan los parámetros de diseño, entradas y salidas del colector de tubos evacuados (Type 71) y en la Figura 2.11 la sintaxis del archivo de datos externo que contiene los IAMs.

(H,T y R - anual (50).tpf) CTE

Parameter Input Output Derivative Special Cards External Files Comment

		Name	Value	Unit	More	Macro
1		Number in series	5	-	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
2		Collector area	15.94	m <sup>2</sup>	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
3		Fluid specific heat	4.190	kJ/kg.K	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
4		Efficiency mode	1	-	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
5		Flow rate at test conditions	0.0102	kg/s.m <sup>2</sup>	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
6		Intercept efficiency	0.383	-	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
7		Negative of first order efficiency coefficient	1.8304	W/m <sup>2</sup> .K	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
8		Negative of second order	0.00300	W/m <sup>2</sup> .K <sup>2</sup>	More...	<input checked="" type="checkbox"/>

(a) Parámetros

(H,T y R - anual (50).tpf) CTE

Parameter Input Output Derivative Special Cards External Files Comment

		Name	Value	Unit	More	Macro
1		Inlet temperature	20.0	C	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
2		Inlet flowrate	100.0	kg/hr	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
3		Ambient temperature	10.0	C	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
4		Incident radiation	0.	kJ/hr.m <sup>2</sup>	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
5		Incident diffuse radiation	0.0	kJ/hr.m <sup>2</sup>	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
6		Solar incidence angle	0.0	degrees	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
7		Solar zenith angle	0.0	degrees	More...	<input checked="" type="checkbox"/>
8		Solar azimuth angle	0.0	degrees	More...	<input checked="" type="checkbox"/>

(b) Entradas

(H,T y R - anual (50).tpf) CTE

Parameter Input Output Derivative Special Cards External Files Comment

		Name	Value	Unit	More	Macro	Print
1		Outlet temperature	0	C	More...	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2		Outlet flowrate	0	kg/hr	More...	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3		Useful energy gain	0	kJ/hr	More...	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

(c) Salidas

Figura 2.10: Parámetros de diseño **a)**, entradas **b)** y salidas **c)** del CTE (Type 71).



## CAPÍTULO 3

# METODOLOGÍA

---

### 3.1 VISTA GENERAL DEL PROCESO

En la Figura 3.1 se muestran, de manera general, los pasos seguidos para el desarrollo de este trabajo. Se inició con el modelado del sistema en TRNSYS con la adaptación de los modelos de cada componente por medio de sus parámetros de diseño (colectores, tanques de almacenamiento, sistemas auxiliares, etc.) y por medio de mediciones de temperaturas y flujos en el sistema, junto con datos de radiación y temperatura ambiente, se validó su respuesta ante ciertas condiciones de entrada.

Una vez que fue validado se simuló el comportamiento de la planta a lo largo de un año, para esto se fijó un perfil de consumo constante y se utilizaron datos meteorológicos horarios de la base de datos de Meteonorm. Por medio de las simulaciones anuales se obtuvieron datos de consumos energéticos de la instalación bajo ciertas condiciones de operación y con esta información se calculó el costo de operación.

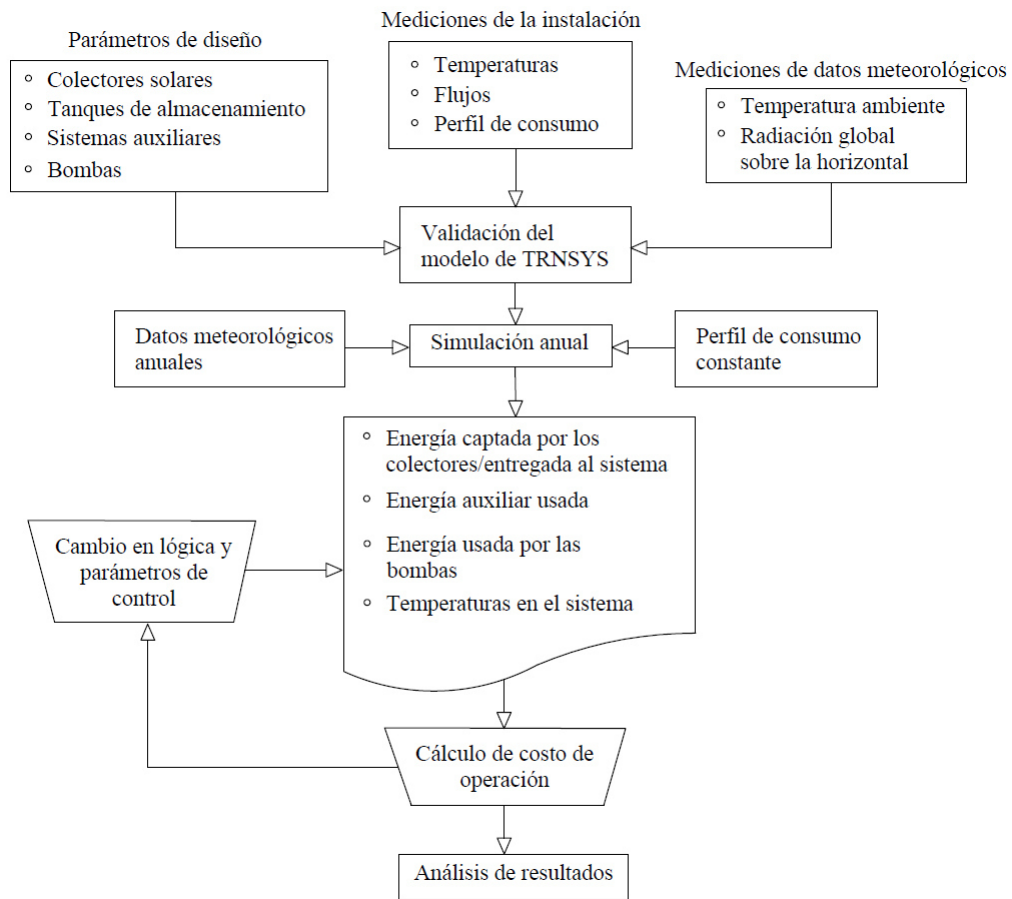


Figura 3.1: Metodología seguida para el desarrollo del trabajo.

## 3.2 INSTALACIÓN EXPERIMENTAL

### 3.2.1 PLANTA TERMOSOLAR

La instalación se encuentra  $25^{\circ}43'37.15''$  latitud norte y  $100^{\circ}18'48.91''$  longitud oeste, como se muestra en la Figura 3.2. Está constituida por un sistema de almacenamiento de agua caliente, un sistema de control y monitoreo, un circuito hidráulico, sistemas de calentamiento auxiliar y un sistema de captación solar.

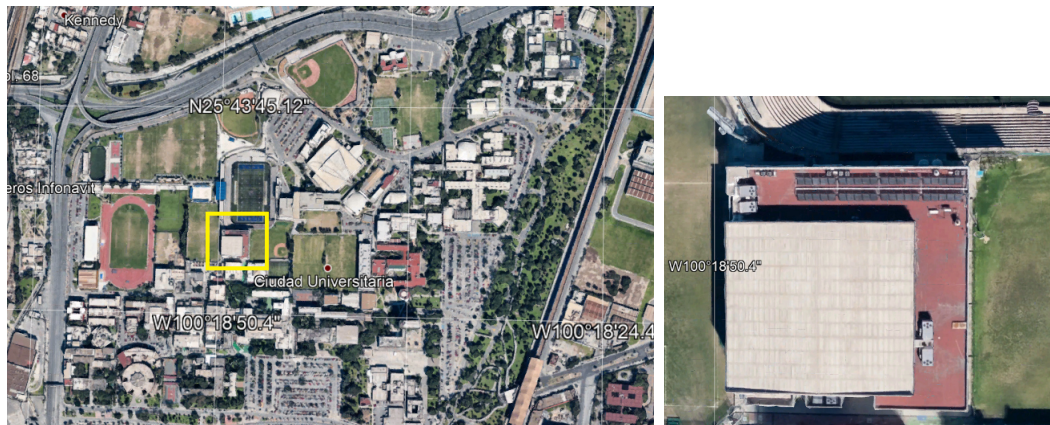


Figura 3.2: Ubicación geográfica de la instalación

#### 3.2.1.1 COLECTORES SOLARES

El sistema de captación solar está formado por 35 módulos solares de tubos al vacío tipo heat pipe marca SunPower modelo SPA-58/1800-20, cada colector tiene un área total de captación de  $3.188m^2$ . Se encuentran orientados hacia el ecuador con una inclinación de  $37^{\circ}$ , como se puede observar en la Figura 3.3. Los 35 colectores están distribuidos en módulos de cinco colectores conectados en serie de forma que a cada módulo ingresa agua proveniente de la parte inferior del tanque de almacenamiento, por medio de una tubería principal se distribuye el flujo y descargan, por medio de una tubería de retorno en ambos tanques.

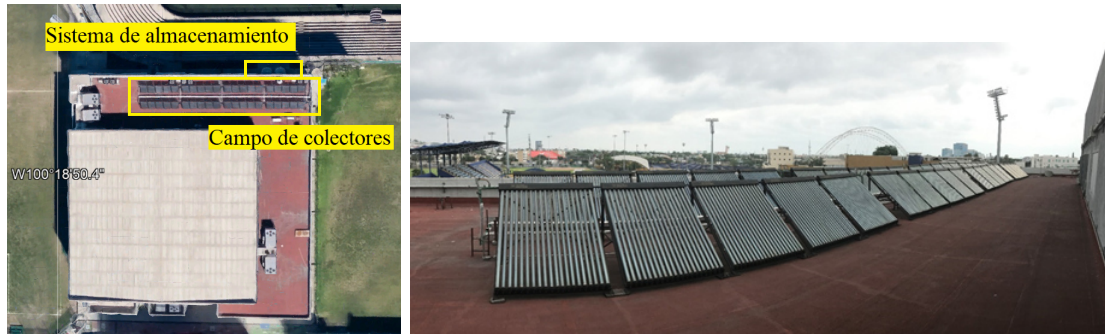


Figura 3.3: Instalación de colectores solares

### 3.2.1.2 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

El sistema de almacenamiento consiste en dos tanques de  $5m^3$  cada uno, se encuentran expuestos a la intemperie y están aislados térmicamente con una capa de espuma de poliuretano de aproximadamente  $14cm$  de grosor. De uno de ellos se bombea agua hacia los colectores solares y del otro se suministra el agua caliente hacia la carga. Ambos tanques están instrumentados para medición y monitoreo de temperaturas a la entrada y salida del sistema, temperatura a distintos niveles interiores para medición del grado de estatificación y sensores de nivel en la parte superior de cada tanque. Las entradas de agua caliente proveniente de los colectores están en la parte superior de los tanques, mientras que las entradas de agua fría de la red de agua potable están en la parte inferior. En la Figura 3.4 se muestra uno de los tanques del sistema de almacenamiento.

En la Figura 3.5 se muestra el esquema del sistema de almacenamiento. Se aprecia como el flujo de retorno de los colectores descarga a ambos tanques por la parte superior y como el flujo de agua fría de la red entra a la parte inferior de cada tanque. El agua hacia los colectores es succionada por la bomba de la parte inferior del tanque de almacenamiento, mientras que el agua hacia las regaderas es succionado por otra bomba de la parte inferior del tanque de suministro.



Figura 3.4: Tanques de almacenamiento.

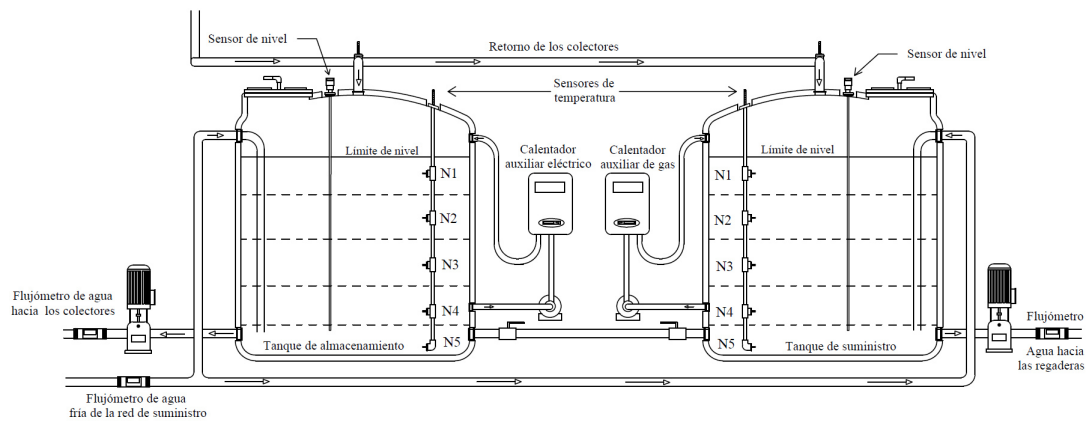


Figura 3.5: Esquema del sistema de almacenamiento.

### 3.2.1.3 CIRCUITO HIDRÁULICO

Para hacer circular el agua por los colectores se utiliza una bomba de 1 HP que extrae el agua de la parte inferior del tanque de almacenamiento y por medio de una tubería principal, distribuye el flujo a todos los módulos. Su encendido y apagado está en función de la temperatura al interior del tanque de suministro y de la disponibilidad del recurso solar. Se envía agua caliente hacia las regaderas por medio de otra bomba de 3 HP que extrae el agua de la parte inferior del tanque de suministro. Para mantener una presión constante en las regaderas se cuenta con un tanque presurizado a la salida del sistema.

#### 3.2.1.4 SISTEMAS DE CALENTAMIENTO AUXILIAR

La instalación cuenta con dos sistemas de calentamiento auxiliar, uno para cada tanque. Estos recirculan el agua en cada uno de los tanques; por medio de dos bombas extraen el agua de la parte inferior de ambos tanques y la regresan por la parte superior. En el tanque de almacenamiento se utiliza un calentador eléctrico de paso de 18kW y para el tanque de suministro un calentador a gas de 24.4kW. Al igual que para la bomba de los colectores, el funcionamiento de las bombas está en función de la temperatura interior del tanque de suministro y de la radiación solar.

#### 3.2.1.5 SISTEMA DE CONTROL Y MONITOREO

El sistema de control y monitoreo de la planta está implementado de manera que las lecturas de los sensores de temperatura, nivel y flujo instalados llegan al sistema de control y adquisición de datos NI CompactRIO-9024. Este cuenta con un chasis cRIO-9114 equipado con módulos para la adquisición de los distintos tipos de señales de los dispositivos de monitoreo que después son interpretadas en labVIEW y utilizadas para la toma de decisiones. Las distintas variables son desplegadas en una interfaz gráfica desarrollada en LabVIEW y al mismo tiempo son almacenadas en formatos de archivos de datos en intervalos de 30 segundos, en la Figura 3.6 se puede observar la interfaz elaborada y las variables desplegadas.

El sistema de monitoreo es en tiempo real, se obtienen mediciones de temperatura en distintos puntos de la planta; entrada y salida de cada uno de los módulos, de retorno de los colectores, interior de los tanques de almacenamiento, agua de entrada al sistema y agua hacia las regaderas. Al igual que con las temperaturas, se obtienen mediciones de flujos en distintos puntos; hacia los colectores, de agua fría que entra al sistema y hacia las regaderas. La instalación cuenta además con un pirómetro y un sensor de temperatura.

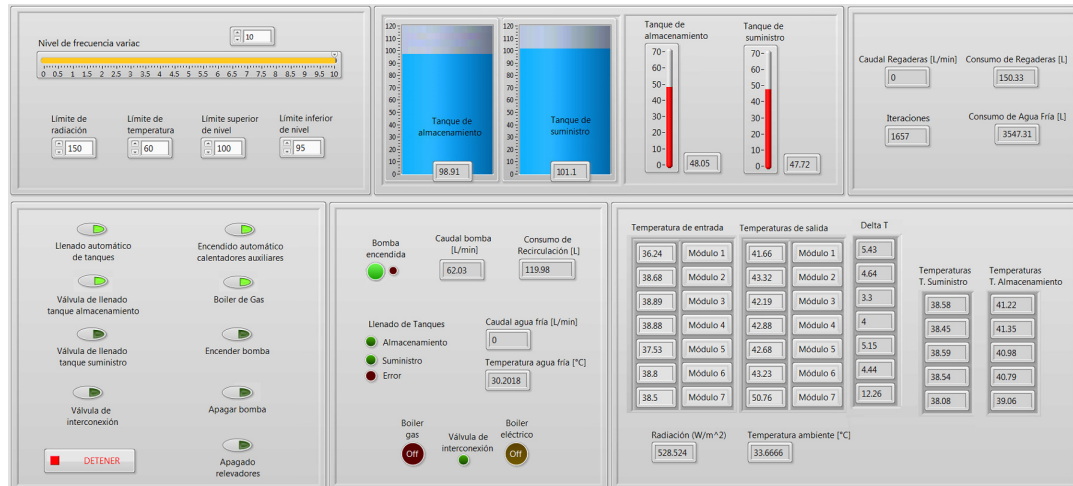


Figura 3.6: Interfaz de control y monitoreo desarrollada en LabVIEW.

Gracias a las mediciones de temperatura interior en tanques y radiación solar es posible plantear distintos escenarios dentro del control. En el control implementado, el primer condicionante sería la temperatura en los tanques, el usuario establece un límite de temperatura máximo de tal forma que si la temperatura en el fondo del tanque cae por debajo del límite establecido pasa a la siguiente condicionante, radiación solar. El usuario establece también un límite para la radiación solar, si la radiación solar se encuentra por encima del límite establecido encenderá la bomba de los colectores, de lo contrario, encenderá los sistemas auxiliares.

Debido a que el fluido de trabajo es agua sin ningún tipo de anticongelante y esta circula directamente por todo el sistema, el control tiene integrado una condicionante para evitar congelamiento en tuberías por baja temperatura ambiente, si la temperatura ambiente es menor a  $2^{\circ}\text{C}$  el sistema encenderá automáticamente para recircular agua caliente del tanque de almacenamiento por las tuberías.

### 3.3 ANÁLISIS DE DATOS EXPERIMENTALES

Los datos experimentales recabados durante los períodos de funcionamiento de la instalación, para los objetivos de este trabajo, se dividen en dos tipos: los datos que introducidos al modelo en forma de archivos de datos externos, como temperatura ambiente, radiación solar y temperatura y perfil de consumo de agua fría, y aquellos utilizados para comparar el funcionamiento de la instalación con la respuesta obtenida del modelo con base en los archivos de datos externos introducidos, principalmente temperaturas en distintos puntos de la instalación y flujos entrantes y salientes a los tanques de almacenamiento.

#### 3.3.1 ARCHIVOS DE DATOS EXTERNOS INTRODUCIDOS AL MODELO

En la Figura 3.7 se muestran las mediciones de radiación y temperatura ambiente recabadas durante 5 días del mes de julio, en ella se puede observar la forma en que varían las condiciones meteorológicas a lo largo de los días.

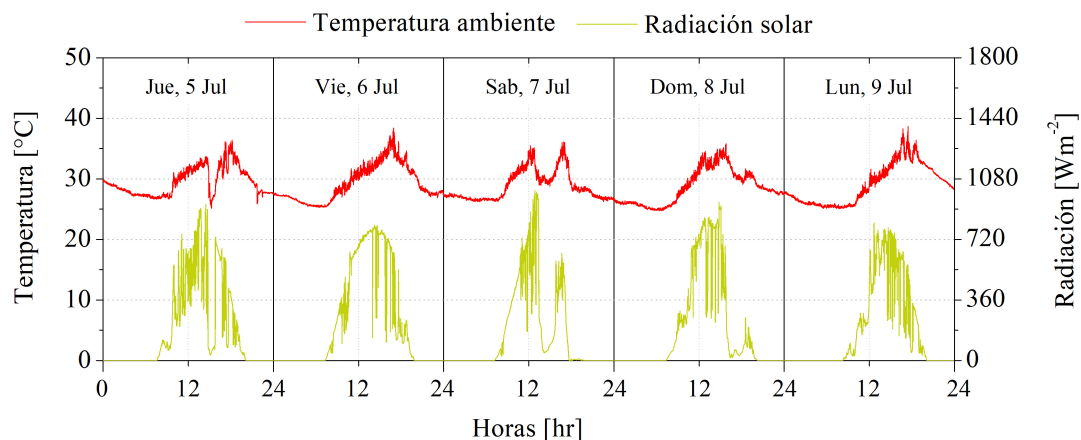


Figura 3.7: Datos de radiación solar global incidente sobre la horizontal y temperatura ambiente de los días 5 al 9 de Julio de 2018.

En la Figura 3.8 se muestran las variaciones de la temperatura del agua fría de la red de suministro de agua potable con la que es alimentada la instalación, se observan también los flujos de agua introducidos a los tanques a lo largo de los días.

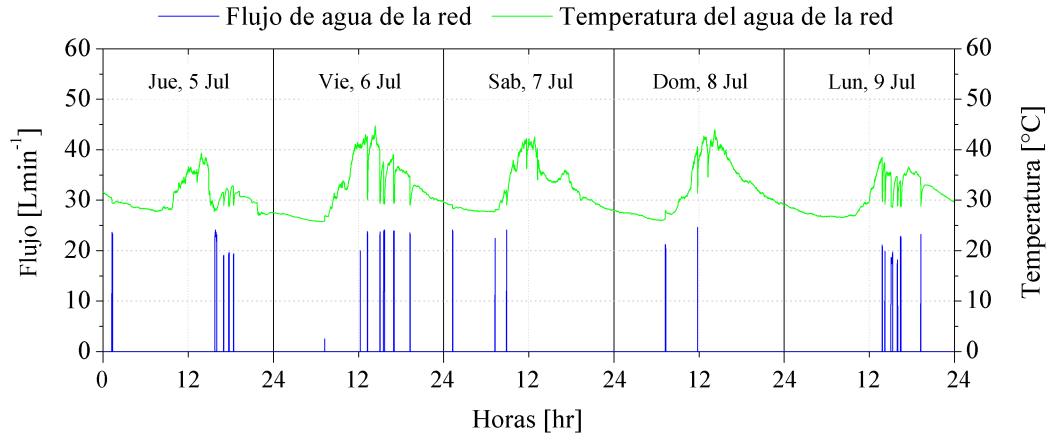
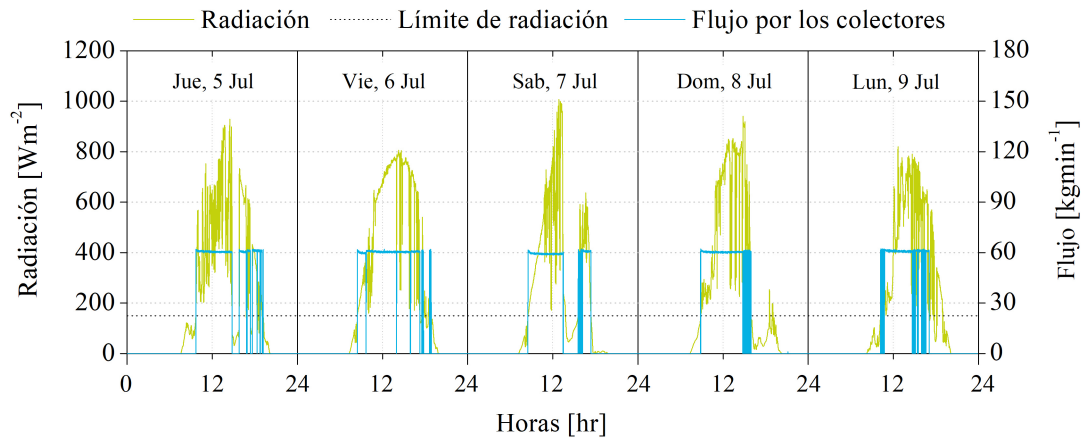


Figura 3.8: Datos del perfil de consumo y temperatura del agua fría de los días 5 al 9 de Julio de 2018.

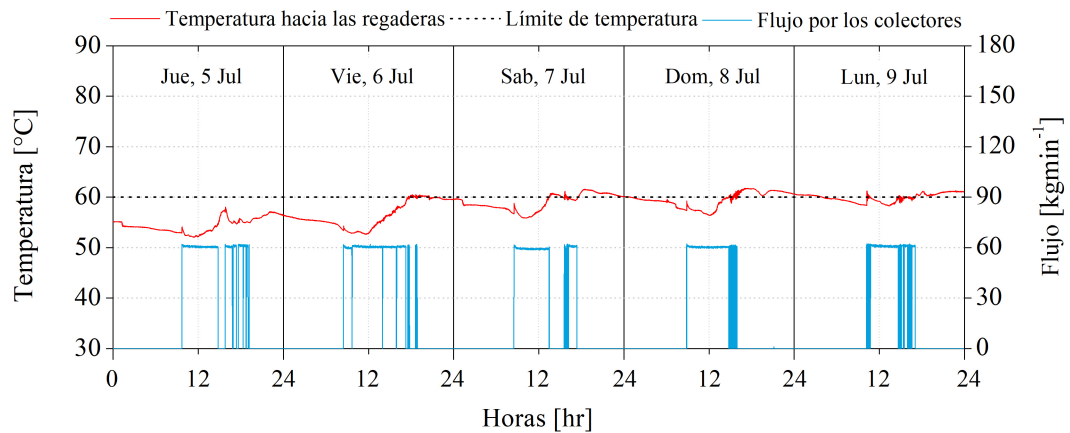
### 3.3.2 FUNCIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

A continuación se muestra el comportamiento de la planta con el sistema de control implementado, basado en límites de radiación y de temperatura hacia la carga. En la Figura 3.9a se muestra como el encendido de la bomba de los colectores solares está condicionado por la radiación solar disponible. El límite, para este caso, es de  $150Wm^{-2}$ .

La segunda condicionante es la temperatura hacia la carga. De la misma forma que para la radiación solar, se estableció un límite para esta temperatura de  $60^{\circ}C$ , como se muestra en la Figura 3.9b, si la temperatura hacia la carga esta por debajo de este límite y la radiación solar está por arriba del límite (Figura3.9a), la bomba de los colectores es encendida, de lo contrario el sistema de calentamiento auxiliar comienza a funcionar.



(a) Funcionamiento de la bomba de los colectores con base en la radiación solar.



(b) Funcionamiento de la bomba de los colectores con base en la temperatura hacia las regaderas.

Figura 3.9: Condiciones de funcionamiento de la bomba de los colectores solares.

En la Figura 3.10 se muestra el funcionamiento de la bomba de los colectores a lo largo de un día (8 de Julio de 2018). Se puede apreciar como se deben de cumplir ambas condiciones para que la bomba circule agua hacia los colectores solares. Entre las 18 y 21 horas del día se puede observar como en ocasiones el nivel de radiación está por encima del límite, sin embargo, la temperatura deseada en el tanque ya ha sido alcanzada por lo que el control mantendrá apagada la bomba hasta que sea necesario y de igual forma, cuando la radiación y la temperatura estén por debajo de los límites, mantendrá apagada la bomba de los colectores.

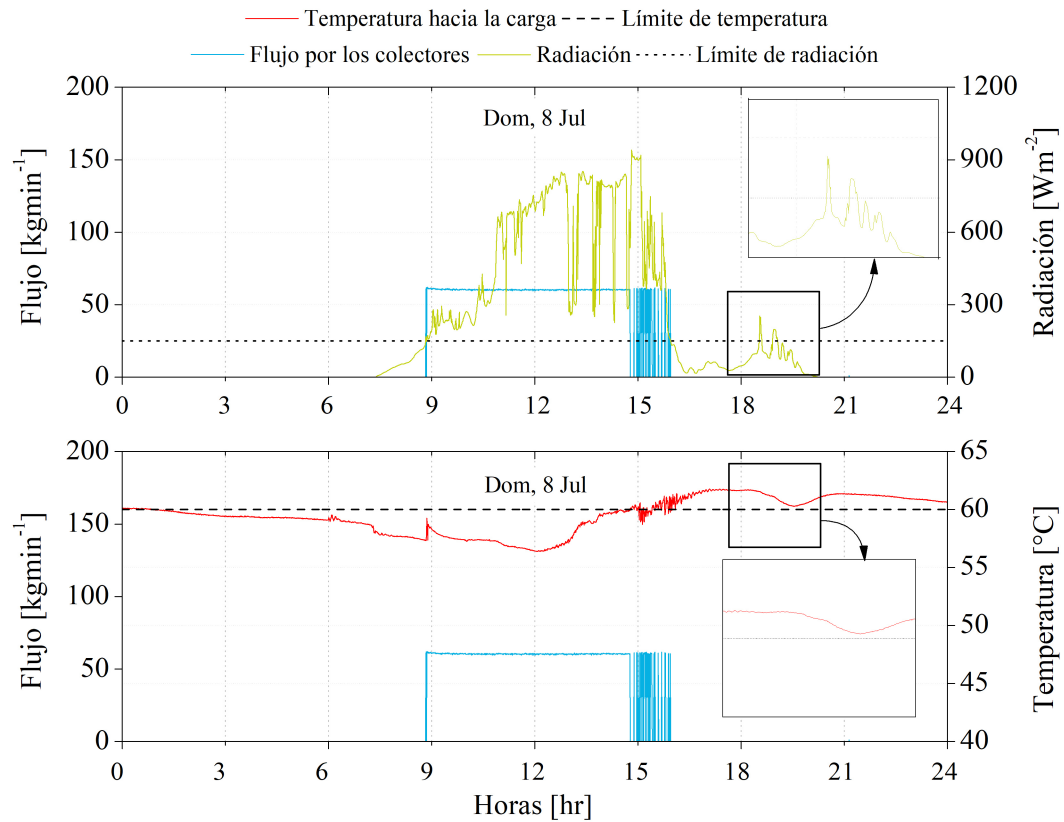


Figura 3.10: Funcionamiento del control de la bomba de los colectores en base a límites de temperatura y radiación del día 8 de Julio.

En la Figura 3.11 se muestra el comportamiento de la temperatura de salida de cada módulo a lo largo de una semana. Se pueden apreciar picos de temperatura cuando el funcionamiento de la bomba es muy intermitente, esto se debe a que la temperatura de consigna en el tanque ha sido alcanzada durante las horas en que los niveles de radiación son elevados, quedando estancada el agua dentro de los colectores elevando su temperatura.

Se puede observar que estos picos de temperatura en ningún momento supera los  $100^{\circ}\text{C}$ , esto gracias a las válvulas de alivio ubicadas a la salida de cada módulo encargadas de liberar el vapor que se genera cuando el agua queda estancada.

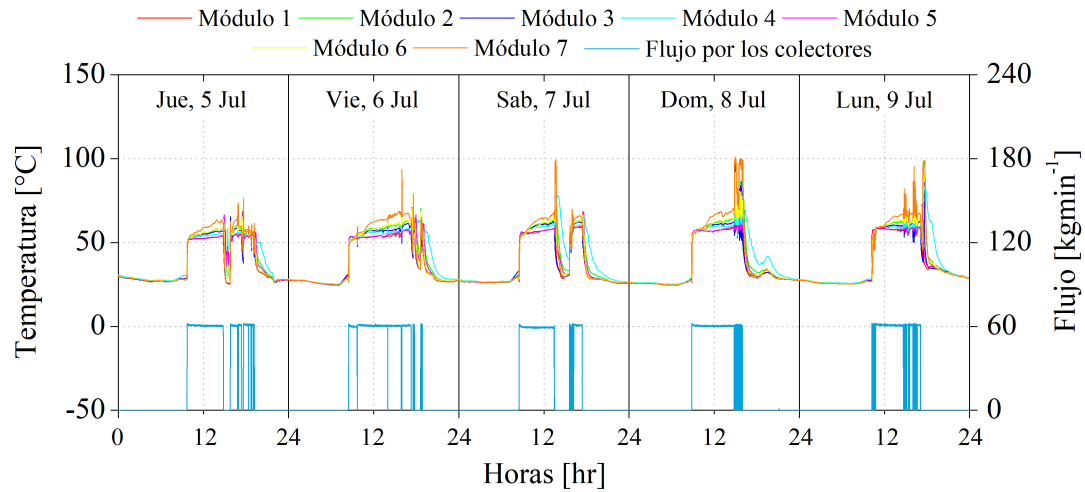


Figura 3.11: Temperaturas de salida de los módulos solares de los días del 5 al 9 de Julio de 2018.

En la Figura 3.12 se puede observar como los picos de temperatura se presentan instantes después de parar la bomba debido a que la condición de radiación no se cumple (Figura 3.9a), y al permanecer apagada, la temperatura empieza a decaer. Una vez que se cumple la condición de radiación, la bomba opera de nuevo.

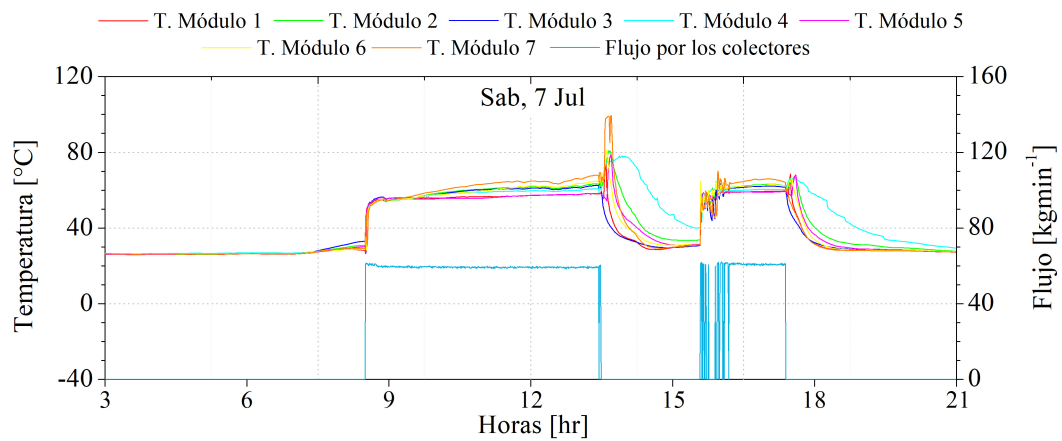


Figura 3.12: Temperaturas de salida de los módulos del día 7 de Julio de 2018.

En la Figura 3.13 se puede observar de forma más detallada como los picos de temperatura debido al estancamiento se presentan en los momentos en que la bomba funciona intermitente. Este funcionamiento se debe a que la temperatura en el fondo del tanque varía muy cerca del límite de la temperatura de consigna (Figura 3.9b).

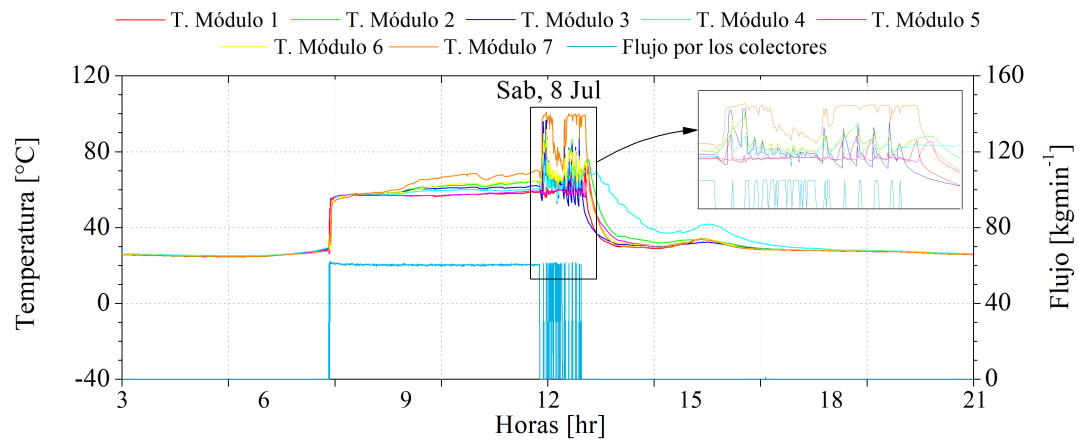


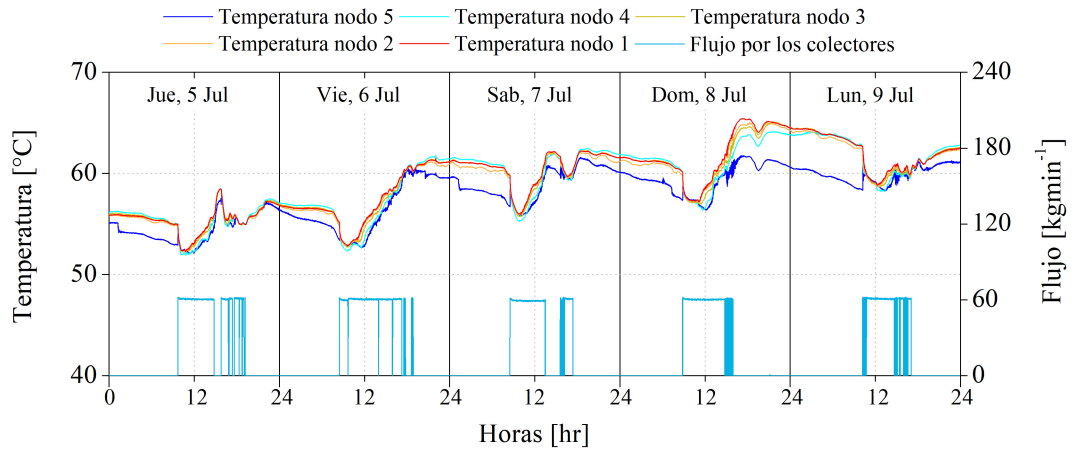
Figura 3.13: Temperaturas de salida de los módulos del día 8 de Julio de 2018.

### 3.3.3 EFECTO DE LOS FLUJOS DE ENTRADA Y SALIDA SOBRE LA ESTRATIFICACIÓN DENTRO DE LOS TANQUES

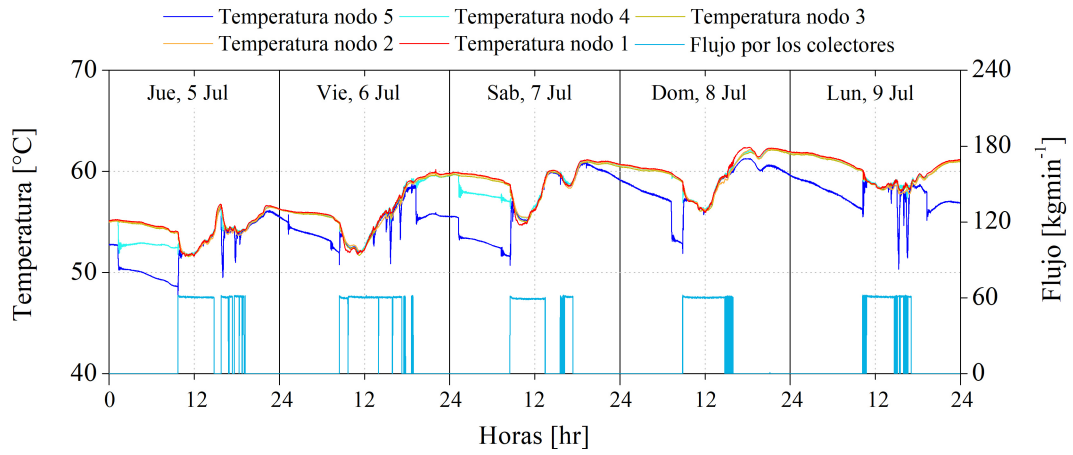
Aumentar el grado de estratificación en los sistemas de almacenamiento térmicos en los sistemas de calentamiento solar de agua es una alternativa para aumentar su eficiencia global [48][49][50]. Las causas de su destrucción pueden ser muchas, entre las más relevantes están la mezcla de fluidos entrantes con los fluidos dentro del tanque durante el llenado o vaciado, la conducción de calor a través de las paredes del tanque, la conducción de calor entre capas de fluido a diferentes temperaturas o las pérdidas de calor a través de las paredes hacia el ambiente [6] [51] [43].

En las Figuras 3.14a y 3.14b se muestra el efecto del flujo de retorno de los colectores sobre la estratificación dentro de los tanques de almacenamiento y suministro, respectivamente. Se puede observar que mientras la bomba funciona la estratificación dentro de los tanques es destruida y durante las noches, al no haber flujos entrantes o salientes, empieza a formarse de nuevo el gradiente de temperatura.

En las Figuras 3.15a y 3.15b se muestra el efecto del flujo de retorno de los colectores sobre la estratificación en los tanques el día 7 de julio, en ellas se observa como al haber flujo de retorno de los colectores la estratificación formada durante la noche es destruida debido a la mezcla de las capas de fluido. Se puede apreciar también que la estratificación en ambos tanques es más significativa entre el nodo 5 y el resto de los nodos, los nodos superiores tienen temperaturas muy similares aún cuando la diferencia entre los nodos 1 y 5 es grande.

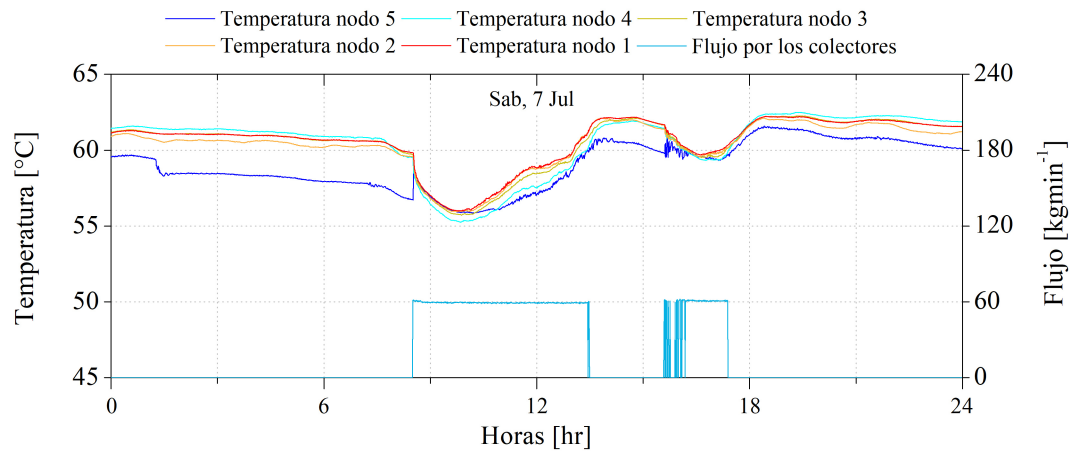


(a) Tanque de suministro

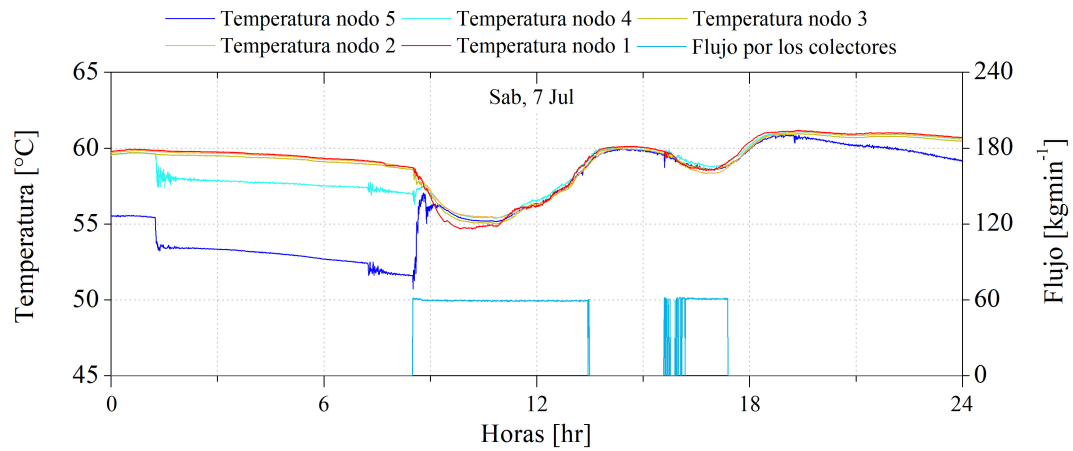


(b) Tanque de suministro

Figura 3.14: Efecto del flujo de agua de retorno de los colectores sobre la estratificación de los tanques del 5 al 9 de julio de 2018.



(a) Tanque de suministro



(b) Tanque de almacenamiento

Figura 3.15: Efecto del flujo de retorno de los colectores sobre la estratificación de los tanques del día 7 de julio de 2018.

### 3.4 MODELADO Y SIMULACIÓN DE LA INSTALACIÓN EXPERIMENTAL

En la figura 3.16 se muestra el diagrama del modelo en Simulation Studio de TRNSYS. En ella se observan los componentes usados para modelar el sistema y la forma en que se encuentran interconectados de tal forma que la red de alimentación de agua abastece a ambos tanques (almacenamiento y suministro) y es de el tanque de almacenamiento de donde se extrae el agua que va hacia los colectores. A partir de un tubo principal del cual se distribuye el flujo hacia cada uno de los módulos, de igual forma se tiene un tubo de retorno principal que abastece a ambos tanques, y es del tanque de suministro de donde se extrae el agua que va hacia la carga.

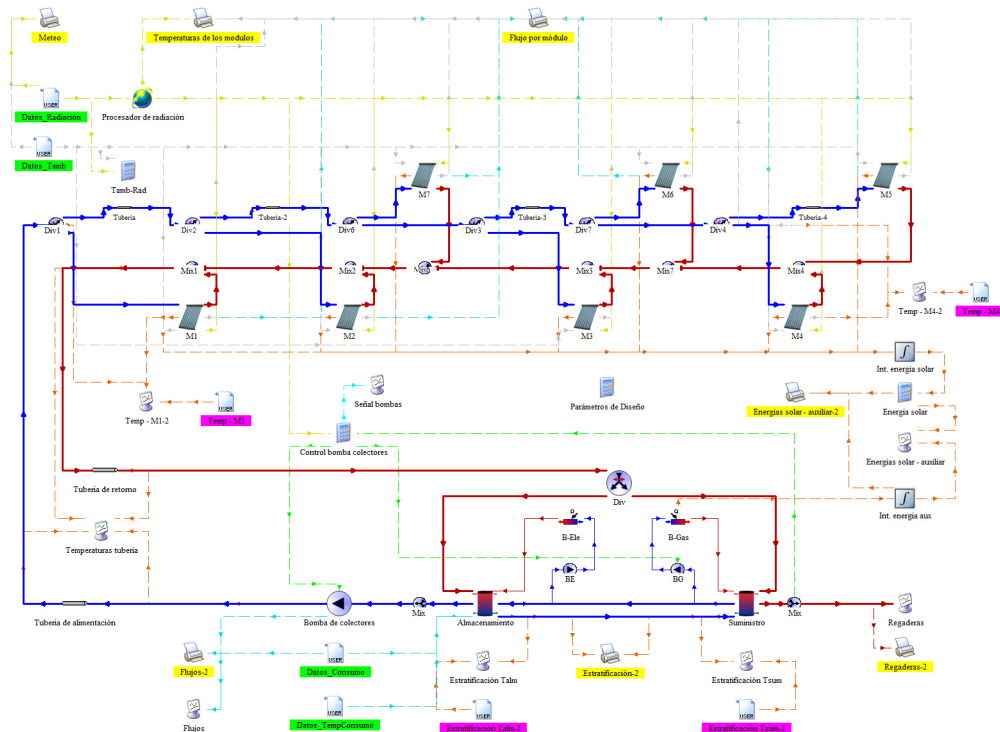


Figura 3.16: Diagrama del modelo en Simulation Studio, TRNSYS 17.

### 3.4.1 PROCESADOR DE RADIACIÓN

Los datos de radiación y temperatura ambiente almacenados se utilizan como datos de entrada para el modelo. Una vez leídos y procesados (en caso de la radiación solar) proporcionan información a otros componentes del modelo que se ven afectados por las condiciones meteorológicas. Debido a que los datos de radiación solar medidos son de radiación global sobre la horizontal y no se encuentran divididos en todas las componentes que la conforman fue necesario procesarlos, para ello se utilizó el Type 16 (Solar Radiation Processor: Total Horizontal Only Known), procesador de radiación global que por medio de información de radiación global incidente sobre la horizontal, ubicación geográfica, época del año y hora del día, calcula cada una de las componentes de la radiación global que incide sobre una superficie con una cierta inclinación y orientación.

En la Tabla 3.1 se muestran los parámetros y las variables de entrada utilizados por el procesador de radiación para calcular las variables de salida. En los parámetros usados por el Type 16 el modo de seguimiento 1 corresponde a una superficie estática, el modo de radiación horizontal 1 corresponde al modelo para calcular las componentes de la radiación solar por medio de datos de radiación global sobre la horizontal y el modo de superficie inclinada 3 corresponde al modelo seleccionado para calcular las componentes, en este caso el modelo de Reindl.

De las variables de entrada, el ángulo acimutal de la superficie indica la orientación de la misma con respecto al eje Norte-Sur de la Tierra, para este caso, al estar en el hemisferio norte, un ángulo de  $0^\circ$  indicaría que las superficies se encuentran orientadas viendo completamente al Sur (paralelas al eje Este-Oeste).

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Modo de seguimiento	1	-
Modo de radiación horizontal	1	-
Modo de superficie inclinada	3	-
Latitud	25.75	-
Constante solar	1353.05	$Wm^{-2}$
Cambio en la hora solar	-10.3	Grados
<b>Variables de entrada</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Radiación sobre la horizontal	-	$Wm^{-2}$
Reflectancia del suelo	0.2	-
Inclinación de la superficie	37	Grados
Acimut de la superficie	0	Grados
<b>Variables de salida</b>	<b>Unidades</b>	
Ángulo cenital solar	Grados	
Ángulo acimutal solar	Grados	
Radiación solar sobre la horizontal	$kJhr^{-1}m^2$	
Radiación total sobre la superficie inclinada	$kJhr^{-1}m^2$	
Radiación directa sobre la superficie inclinada	$kJhr^{-1}m^2$	
Radiación difusa sobre la superficie inclinada	$kJhr^{-1}m^2$	
Ángulo de incidencia solar en la superficie inclinada	Grados	

Tabla 3.1: Parámetros y variables de entrada y salida del procesador de radiación.

### 3.4.2 COLECTORES SOLARES

El dispositivo principal de un sistema de calentamiento solar de agua es el colector solar. En este caso, el tipo de colector usado es de tubos al vacío tipo heat pipe. El modelo de TRNSYS usado (Type 71), describe el comportamiento de un colector de tubos al vacío por medio de una curva de eficiencia cuadrática similar a la de un colector de placa plana, con la diferencia de que al no ser ópticamente no-simétrico, este modelo considera Modificadores de Ángulo de Incidencia (IAMs) biaxiales (longitudinales y transversales) que corrigen la incidencia de radiación solar directa.

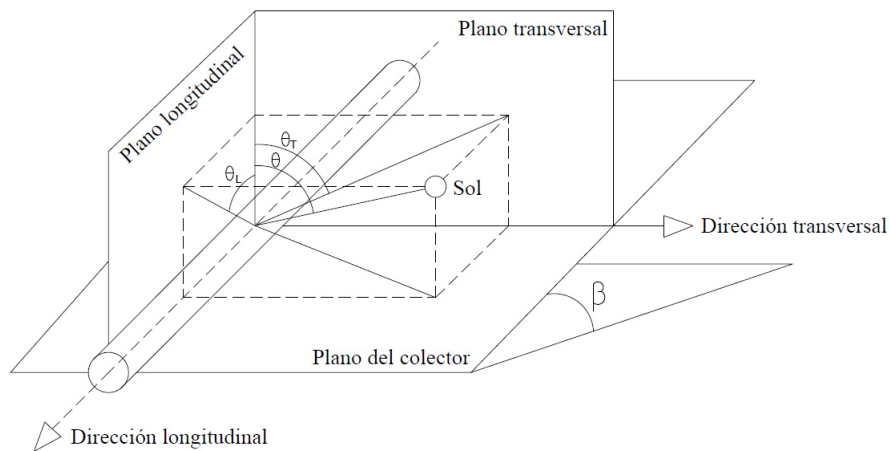


Figura 3.17: Modificadores de ángulos de incidencia.

Los colectores solares utilizados en la instalación son de la marca SunPower modelo SPA-58/1800-20 y cuentan con certificado de pruebas de la SRCC (*Solar Rating and Certification Corporation*). Para el modelado de los colectores solares se utilizaron los datos técnicos reportados por esta entidad. En la tabla 3.2 se muestran los valores de los parámetros introducidos en el modelo de colector solar (Type 71) de TRNSYS.

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Colectores en serie	5	-
Área del colector	3.188	$m^2$
Calor específico del fluido	4.190	$kJkg^{-1}K^{-1}$
Eficiencia máxima, $a_0$	0.381	-
Coefficiente negativo de eficiencia de primer orden, $a_1$	1.8304	$Wm^{-2}K^{-1}$
Coefficiente negativo de eficiencia de segundo orden, $a_2$	0.003	$Wm^{-2}K^{-2}$
Flujo másico de prueba	36.72	$kghr^{-1}m^{-2}$
Número de modificadores de ángulos de incidencia longitudinales	9	-
Número de modificadores de ángulos de incidencia transversales	9	-
<b>Variables de entrada</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Temperatura de entrada	-	$^{\circ}C$
Flujo másico de entrada	-	$kghr^{-1}$
Temperatura ambiente	-	$^{\circ}C$
Radiación incidente	-	$kJhr^{-1}m^2$
Radiación difusa incidente	-	$kJhr^{-1}m^2$
Ángulo de incidencia solar	-	Grados
Ángulo cenital solar	-	Grados
Ángulo acimutal solar	-	Grados
Inclinación del colector	37	Grados
Ángulo acimutal del colector	0	Grados
<b>Variables de salida</b>		<b>Unidades</b>
Temperatura de salida		$^{\circ}C$
Flujo másico de salida		$kghr^{-1}$
Energía útil captada		$kJhr^{-1}$

Tabla 3.2: Parámetros y variables de entrada y salida de los colectores solares.

Además de los parámetros técnicos, el Type que representa al colector requiere un archivo de datos externos que contenga los datos de los IAMs biaxiales, longitudinales y transversales, para distintos ángulos de incidencia que serán leídos e interpolados. Por lo que fue necesario elaborar un archivo de datos externos siguiendo la sintaxis especificada en el manual de referencias matemáticas de TRNSYS [52].

Algunas hojas de datos y certificados de pruebas hechas a colectores solares suelen reportar solo un valor de IAM para cierto ángulo de incidencia, normalmente a  $50^\circ$ . El certificado de la SRCC del colector usado reporta el valor de IAM longitudinal  $K_{L\alpha} = 0.92$  para un ángulo de incidencia  $\theta = 50^\circ$  y los valores de los IAMs transversales,  $K_{T\alpha}$  para distintos ángulos de incidencia, como se muestra en la Tabla 3.3.

<b>Modificadores de ángulo de incidencia transversales</b>									
$\theta$	0	10	20	30	40	50	60	70	90
$K_{T\alpha}$	1	1.00	1.00	1.00	0.99	0.99	0.98	0.96	0

Tabla 3.3: Modificadores de ángulo de incidencia transversales reportados en el certificado de pruebas de la SRCC para el modelo de colector usado.

Para la elaboración del archivo de datos externo se calcularon los valores restantes de los IAMs longitudinales. De acuerdo a los resultados de pruebas realizadas por la ASHRAE, la ecuación 3.1 puede ser usada para aproximar los valores de IAMs. Para ello se asume que  $b_1 = 0$  y se calcula el valor de  $b_0$  para el valor del IAM longitudinal y ángulo de incidencia reportados por la SRCC en sus reportes de pruebas de colectores [52].

$$\frac{(\tau\alpha)_b}{(\tau\alpha)_n} = 1 - b_0 \left( \frac{1}{\cos\theta} - 1 \right) - b_1 \left( \frac{1}{\cos\theta} - 1 \right)^2 \quad (3.1)$$

Los IAMs longitudinales calculados por medio de la ecuación 3.1, para cada uno de los ángulos de incidencia, se muestran en la Tabla 3.4.

Modificadores de ángulo de incidencia longitudinales									
$\theta$	0	10	20	30	40	50	60	70	90
$K_{L\alpha}$	1	0.99	0.99	0.97	0.95	0.92	0.85	0.8	0

Tabla 3.4: Modificadores de ángulo de incidencia longitudinales calculados de acuerdo a la ecuación propuesta por la ASHRAE.

### 3.4.2.1 EFICIENCIA TÉRMICA DEL COLECTOR

La ganancia de energía de un colector solar está dada por la ecuación de Hottel-Whillier (ecuación 3.2). Esta calcula la ganancia de calor del colector como la diferencia entre la radiación solar absorbida y sus pérdidas térmicas, multiplicado por un factor de remoción de calor:

$$Q_u = A_c F_R [S - U_L (T_i - T_a)] \quad (3.2)$$

La ecuación 3.2 describe el desempeño térmico de un colector solar operando bajo condiciones estacionarias. Escrita en términos de la radiación global que incide sobre el colector, queda de la siguiente forma:

$$Q_u = A_c F_R [I_T (\tau\alpha) - U_L (T_i - T_a)] \quad (3.3)$$

donde  $(\tau\alpha)$  es el producto de la transmitancia de la cubierta  $(\tau)$ , por la absorbancia del colector  $\alpha$ . La eficiencia del colector solar térmico también puede ser obtenida de la ecuación de Hottel-Whillier como:

$$\eta = \frac{Q_u}{A_c I_T} = \frac{\dot{m} C_{pf} (T_o - T_i)}{A_c I_T} = F_R (\tau\alpha)_n - F_R U_L \frac{(T_i - T_a)}{I_T} \quad (3.4)$$

Debido a que el coeficiente  $U_L$  no es exactamente constante, una mejor expresión es obtenida considerando una dependencia lineal de  $U_L$  contra  $(T_i - T_a)$ :

$$\eta = \frac{Q_u}{A_c I_T} = F_R(\tau\alpha)_n - F_R U_L \frac{(T_i - T_a)}{I_T} - F_R U_{L/T} \frac{(T_i - T_a)^2}{I_T} \quad (3.5)$$

Y la ecuación 3.5 puede ser reescrita como:

$$\eta = a_0 - a_1 \frac{(T_i - T_a)}{I_T} - a_2 \frac{(T_i - T_a)^2}{I_T} \quad (3.6)$$

Esta es la ecuación general de eficiencia térmica para colectores solares y está definida por tres parámetros:  $a_0$ ,  $a_1$  y  $a_2$ . Estos tres parámetros están disponibles para colectores probados conforme a los estándares de la ASHRAE y medidos por la SRCC o el reciente Estándar Europeo en colectores solares.

En la ecuación 3.6,  $\Delta T$  varía dependiendo del estándar con el que se esté analizando el colector. En los reportes de las pruebas realizadas a los colectores las curvas de eficiencia de los colectores muchas veces utilizan diferentes diferenciales de temperatura. En Estados Unidos las pruebas se suelen realizar en base a la temperatura de entrada al colector  $\Delta T = \Delta T_i = T_i - T_a$ , mientras que en Europa se suele utilizar la temperatura promedio  $\Delta T = \Delta T_{prom} = T_{prom} - T_a$ . Es posible utilizar cualquiera de los diferenciales de temperatura y es posible utilizar los coeficientes  $a_0$ ,  $a_1$  y  $a_2$  usando cualquiera de los diferenciales. Si los coeficientes están dados en términos de la temperatura promedio o de salida, se aplican factores de corrección. Para el presente trabajo se utiliza información de los Estados Unidos por lo que se utiliza el diferencial de temperatura respecto a la temperatura de entrada.

### 3.4.3 ALMACENAMIENTO TÉRMICO

La librería de TRNSYS incluye una gran variedad de modelos para sistemas de almacenamiento térmico, sin embargo, el modelo que permite modificar el número y posiciones de los flujos de entrada y salida es parte de la librería TESS (*Thermal Energy System Specialists*).

El modelo de almacenamiento térmico usado fue el Type 534. Este modelo simula el comportamiento de un tanque de almacenamiento cilíndrico en posición vertical con intercambiadores de calor inmersos (si el usuario así lo desea). Al igual que el resto de los modelos, este se encuentra dividido en nodos de temperatura isotérmicos de volumen constante mediante los cuales es posible modelar la estratificación presente dentro de los tanques de almacenamiento térmico. A través de la especificación del número de nodos es posible controlar el grado de estratificación.

Cada nodo interactúa térmicamente con los nodos adyacentes superior e inferior por medio de conducción de fluido entre ellos y a través del movimiento del fluido, ya sea el movimiento forzado de las corrientes de flujo de entrada o desestratificación natural debido a las inversiones de temperatura en el tanque.

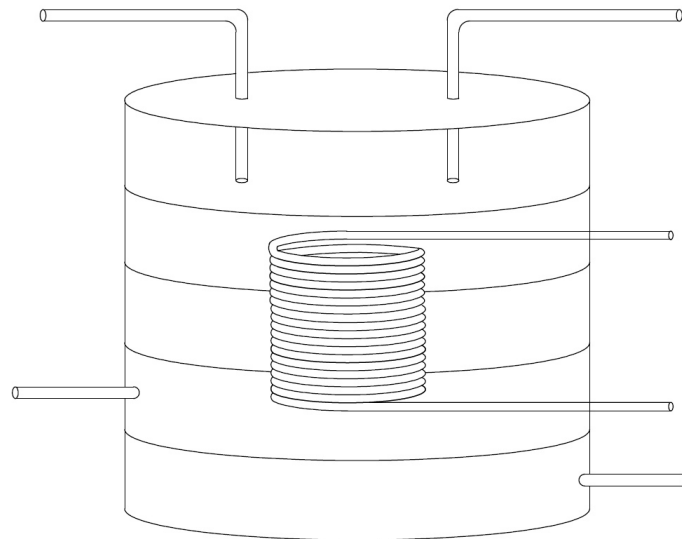


Figura 3.18: Esquema del tanque de almacenamiento cilíndrico vertical.

Los flujos de calor en el tanque que el modelo toma en cuenta para la simulación son los siguientes:

- Pérdidas hacia el ambiente a través de la pared superior del tanque
- Pérdidas hacia el ambiente a través de los bordes del tanque
- Pérdidas hacia el ambiente a través de la pared inferior del tanque
- Conducción entre nodos adyacentes
- Mezcla entre nodos debido a los flujos a través del tanque
- Mezcla entre nodos para eliminar inestabilidades térmicas
- Pérdidas/ganancias de calor misceláneas

#### 3.4.3.1 PÉRDIDAS TÉRMICAS HACIA EL AMBIENTE POR LAS PAREDES SUPERIOR, INFERIOR Y BORDES

La interacción del tanque con sus alrededores se da por medio de pérdidas o ganancias de calor a través de sus paredes. El modelo permite especificar un coeficiente de pérdidas de calor y la temperatura ambiente con la que interaccionarán cada nodo y para las paredes superior e inferior del tanque. La transferencia de calor a través de las paredes superior e inferior de un nodo  $j$  se calcula de la siguiente forma:

$$Q_{pérdidas,superior,j} = (A_{superior,j} \cdot U_{superior}) \cdot (T_{tanque,j} - T_{ambiente,superior}) \quad (3.7)$$

$$Q_{pérdidas,inferior,j} = (A_{inferior,j} \cdot U_{inferior}) \cdot (T_{tanque,j} - T_{ambiente,inferior}) \quad (3.8)$$

Las pérdidas por cada uno de los segmentos en que se encuentre dividido el tanque son calculadas de la siguiente forma:

$$Q_{pérdidas,bordes,j} = (A_{bordes,j} \cdot U_{bordes}) \cdot (T_{tanque,j} - T_{ambiente,bordes}) \quad (3.9)$$

### 3.4.3.2 CONDUCCIÓN ENTRE NODOS ADYACENTES

Los nodos que conforman el tanque pueden interactuar entre si por medio de conducción. Para esto se añade un término adicional, conductividad térmica del fluido. La transferencia de calor por conducción entre nodos  $j$  se calcula de la siguiente forma:

$$Q_{cond,j} = k_j \cdot A_j \cdot \frac{(T_j - T_{j+1})}{L_{cond,j}} + k_{j-1} \cdot A_{j-1} \cdot \frac{(T_j - T_{j-1})}{L_{cond,j-1}} \quad (3.10)$$

Donde el subíndice  $j+1$  se refiere al nodo que se encuentra directamente debajo nodo  $j$  y el subíndice  $j-1$  al que se encuentra un nivel arriba. El término  $k$  es la conductividad térmica del fluido,  $A$  es el área de interacción entre nodos adyacentes y  $L_{cond,j}$  es la distancia vertical entre centroides del nodo  $j$  y el centroide del nodo inferior y  $L_{cond,j-1}$  la distancia vertical con el nodo superior.

### 3.4.3.3 EFECTOS DE LOS FLUJOS A TRAVÉS DEL TANQUE

Una de las principales ventajas de este modelo, en cuanto a flexibilidad, es que permite tener varios flujos de entrada y salida, además de que es posible seleccionar uno de los modos que flujos de entrada que, en este caso, permite especificar las alturas a las que estas se localizan.

El modo de flujos de entrada seleccionado ("*InletFlowMode*" = 1) permite al usuario especificar el número de entradas y salidas que posee el tanque, así como la localización de las mismas. Estas localizaciones permanecerán fijas durante todo el tiempo de simulación. Las temperaturas de los flujos de salida son las temperaturas promedio del nodo especificado que contiene la salida durante el tiempo de simulación. Se introduce el flujo y temperatura de cada entrada del tanque.

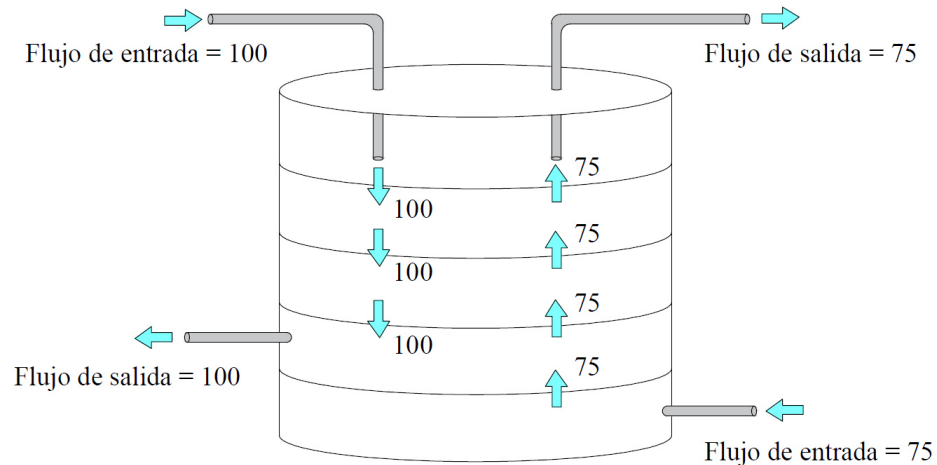


Figura 3.19: Flujos de entrada a través de los puertos del tanque.

Una de las principales limitantes de este modelo es que cada entrada se encuentra ligada a una salida. El modelo utiliza "puertos" para especificar el número de entradas y salidas, cada uno de estos puertos posee una entrada y una salida que se encuentran ligados entre sí. Si el flujo de entrada a un puerto es de  $100\text{kg hr}^{-1}$ , el flujo de salida para ese puerto será igual, como se muestra en la Figura 3.19.

El fluido que entra a un nodo del tanque se mezcla completamente con el fluido que se encuentra en ese nodo cada paso de tiempo de la simulación antes de moverse a el nodo adyacente. Por ejemplo, supongamos que se tiene un tanque cuyo fluido almacenado se encuentra a  $30^{\circ}\text{C}$  inicialmente. Se introduce un fluido a  $75\text{kg hr}^{-1}$  a una temperatura de  $10^{\circ}\text{C}$  por el nodo 5, al mezclarse causa que la temperatura decaiga a  $20^{\circ}\text{C}$ . En el siguiente paso,  $75\text{kg hr}^{-1}$  de fluido a  $20^{\circ}\text{C}$  cruzarían la frontera superior hacia el nodo 4 donde se mezclaría de nuevo con el fluido en ese nodo antes de pasar al siguiente y así pasaría con todos los nodos hasta que finalmente llegara a la salida en el nodo 1.

Debido a esta restricción no es posible tener más salidas que entradas o viceversa. Para replicar la instalación se utilizaron Types 11 que mezclan o dividen los flujos. Este posee distintos modos de operación; en los modos 1 y 6 modela una válvula mezcladora y en los modos 2 y 7 una divisora.

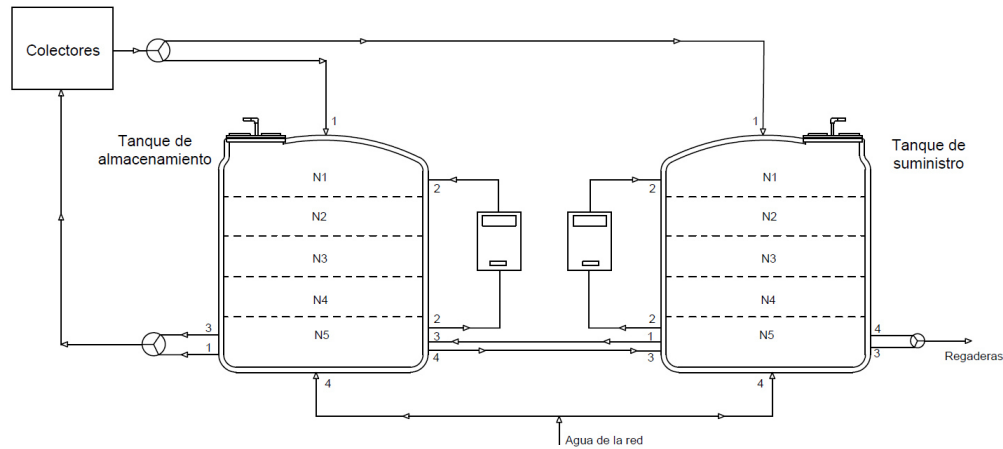


Figura 3.20: Configuración de los nodos de entrada y salida de los tanques de almacenamiento y suministro

En la Figura 3.20 se muestra como fue que se modelaron las entradas y salidas de los tanques de almacenamiento. Se mezclaron flujos para balancear el flujo que va a los colectores y el flujo que va hacia las regaderas.

#### 3.4.3.4 EFECTOS DE LA MEZCLA ENTRE NODOS PARA ELIMINAR INESTABILIDADES TÉRMICAS

Se simularon dos tanques de almacenamiento idénticos de  $5m^3$  cada uno. Para poder modelar la configuración de la instalación experimental se asumieron cuatro puertos, es decir, 4 entradas y 4 salidas. En la figura 3.20 se muestra la configuración de los puertos establecidos en los parámetros del modelo en TRNSYS.

En ocasiones, ciertos nodos tendrán una temperatura mayor a nodos adyacentes superiores, cuando estas inestabilidades se presentan el modelo permite mezclar los nodos infinitamente a un cierto caudal de mezcla hasta solucionar el problema. La transferencia de calor debido a la mezcla de nodos se calcula con la ecuación 3.11.

$$Q_{mezcla,j} = \dot{m}_j \cdot Cp_j \cdot (T_j - T_{j+1}) + \dot{m}_{j-1} \cdot Cp_{j-1} \cdot (T_j - T_{j-1}) \quad (3.11)$$

## 3.4.3.5 ENTRADAS O PERDIDAS DE CALOR MISCELÁNEAS

Gracias a esta función es posible especificar la magnitud y localización de los flujos de calor hacia el tanque (valor positivo) y hacia fuera del tanque para tomar en cuenta cualquier ganancia o pérdida de calor, como por ejemplo el piloto de un calentador de gas.

En la Tabla 3.5 se muestran los parámetros usados para modelar los tanques de almacenamiento, cada tanque se dividió en 5 nodos y poseen 4 puertos cada uno (4 entradas y 4 salidas), para modelar el fluido de trabajo se utilizaron las propiedades del agua.

Parámetro	Valor	Unidades
Volumen	5	$m^3$
Número de nodos	5	-
Número de puertos	4	-
Altura	1.5	$m$
Calor específico del fluido	4.190	$kJkg^{-1}K^{-1}$
Densidad del fluido	1000	$kgm^{-3}$
Conductividad térmica del fluido	2.14	$kJhr^{-1}m^{-1}K^{-1}$
Viscosidad del fluido	3.21	$kgm^{-1}hr^{-1}$
Coefficiente de expansión térmica del fluido	0.00026	$1K^{-1}$
Coefficiente de pérdidas del tanque	0.36	$kJhr^{-1}m^{-2}K^{-1}$
Modo de entrada de flujo de los puertos	1	-
Nodo de entrada para cada puerto	-	-
Nodo de salida para cada puerto	-	-
Variables de entrada	Valor	Unidades
Temperatura del flujo de entrada de cada puerto	-	$^{\circ}C$
Flujo másico de entrada de cada puerto	-	$kghr^{-1}$
Variables de salida		Unidades
Temperatura del flujo de salida de cada puerto	-	$^{\circ}C$
Flujo másico de salida de cada puerto	-	$kghr^{-1}$
Temperaturas de los nodos	-	$^{\circ}C$
Pérdidas térmicas	-	$kJhr^{-1}$
Energía entregada por los flujos	-	$kJhr^{-1}$
Pérdidas térmicas	-	$kJhr^{-1}$

Tabla 3.5: Parámetros y variables de entrada y salida de los tanques de almacenamiento.

### 3.4.4 TUBERÍAS

Al haber una distancia considerable entre el sistema de captación y el sistema de acumulación el modelo considera las pérdidas de energía hacia el ambiente por las tuberías de los circuitos primarios.

El modelo de TRNSYS utilizado es el Type 31, el cual modela el comportamiento de un fluido que viaja a través de una tubería por medio de segmentos de fluido de tamaño variable. El fluido que entra a la tubería cambia la posición de los segmentos existentes. La masa del nuevo segmento es igual al caudal que entra multiplicado por el paso de la simulación y su temperatura es la temperatura del fluido de entrada. El flujo de salida es entonces una sumatoria de los segmentos empujados por el flujo de entrada. Este modelo no considera mezcla o conducción entre segmentos adyacentes.

La temperatura de salida de la tubería se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$T_{salida} = \frac{1}{\dot{m}\Delta t} \left( \sum_{j=1}^{k-1} M_j T_j + a M_k T_k \right) \quad (3.12)$$

donde  $a$  tiene un valor entre 0 – 1 y  $k$  debe satisfacer que:

$$\sum_{j=1}^{k-1} M_j + a M_k = \dot{m}\Delta t \quad (3.13)$$

La pérdida total hacia el ambiente resulta de la sumatoria de todas las perdidas individuales de cada segmento:

$$\dot{Q}_{ambiente,j} = (UA)_j \cdot (T_j - T_{ambiente}) \quad (3.14)$$

Donde los subíndices  $j$  y  $k$  indican los segmentos de fluido en la tubería.

En la Tabla 3.6 se muestran los parámetros de diseño y variables de entrada para las tuberías principales de alimentación y de retorno de los colectores, y las tuberías secundarias que conforman el ramal que distribuye el agua hacia todos los módulos.

<b>Parámetro (principales)</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Diámetro interno	0.05	$m$
Longitud de la tubería	20	$m$
Coefficiente de pérdidas	20	$Wm^{-2}K^{-1}$
Densidad del fluido	1000	$kgm^{-3}$
Calor específico del fluido	4.190	$kJkg^{-1}K^{-1}$
Temperatura inicial del fluido	25	$^{\circ}C$
<b>Parámetro (secundarias)</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Diámetro interno	0.05	$m$
Longitud de la tubería	9.25	$m$
Coefficiente de pérdidas	15	$Wm^{-2}K^{-1}$
Densidad del fluido	1000	$kgm^{-3}$
Calor específico del fluido	4.190	$kJkg^{-1}K^{-1}$
Temperatura inicial del fluido	25	$^{\circ}C$
<b>Variables de entrada</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Temperatura del flujo de entrada	-	$^{\circ}C$
Flujo másico de entrada	-	$kg hr^{-1}$
Temperatura ambiente	-	$^{\circ}C$
<b>Variables de salida</b>	<b>Unidades</b>	
Temperatura del flujo de salida	$^{\circ}C$	
Flujo másico de salida	$kg hr^{-1}$	
Pérdidas hacia el ambiente	$kJ hr^{-1}$	

Tabla 3.6: Parámetros y variables de entrada y salida de las tuberías.

## 3.4.5 MEZCLADORES Y DIVISORES DE FLUJO

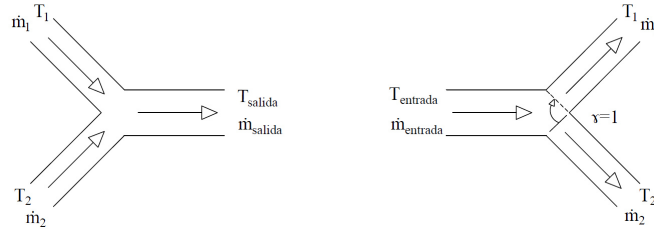


Figura 3.21: Funcionamiento de los mezcladores y divisores de flujo

Para simular los mezcladores de flujo se utilizaron Types 11 en el modo de funcionamiento 1 (Tee). La temperatura y flujo de salida están dadas por:

$$T_{salida} = \frac{\dot{m}_1 T_1 + \dot{m}_2 T_2}{\dot{m}_1 + \dot{m}_2} \quad (3.15)$$

$$\dot{m}_{salida} = \dot{m}_1 + \dot{m}_2 \quad (3.16)$$

Para los divisores de flujo se utilizaron Types 11 en modo de funcionamiento 2 (divisor). La temperatura, el flujo y la proporción en que divide el flujo están dados por:

$$T_1 = T_2 = T_{entrada} \quad (3.17)$$

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_{entrada}(1 - \gamma) \quad (3.18)$$

$$\dot{m}_2 = \dot{m}_{entrada}(\gamma) \quad (3.19)$$

### 3.4.6 CALENTADORES AUXILIARES

Los dos calentadores auxiliares del sistema son modelados por el Type 6, su función es elevar la temperatura del flujo hasta la temperatura de consigna establecida añadiéndole calor a una tasa menor o igual a la potencia máxima establecida dentro de los parámetros de diseño. El calentador es controlado por medio de una señal de control, siempre que esta sea igual a 1 y la temperatura de salida sea menor a la temperatura de consigna este añadirá calor al flujo. El flujo de calor necesario para elevar la temperatura del fluido se calcula mediante la ecuación 3.20.

$$\dot{Q}_{aux} = \frac{\dot{m} \cdot C_{pf} \cdot (T_{consigna} - T_{entrada}) + UA \cdot (\bar{T} - T_{ambiente})}{\eta_{calentador}} \quad (3.20)$$

En la Tabla 3.7 se muestran los parámetros usados para modelar ambos calentadores por medio de su potencia y eficiencia.

Parámetro (Gas)	Valor	Unidades
Potencia máxima de calentamiento	24.4	<i>kW</i>
Calor específico del fluido	4.190	<i>kJkg<sup>-1</sup>K<sup>-1</sup></i>
Eficiencia del calentador auxiliar	0.92	-
Parámetro (Eléctrico)	Valor	Unidades
Potencia máxima de calentamiento	18	<i>kW</i>
Calor específico del fluido	4.190	<i>kJkg<sup>-1</sup>K<sup>-1</sup></i>
Eficiencia del calentador auxiliar	1	-
Variables de entrada	Valor	Unidades
Temperatura del flujo de entrada	-	<i>°C</i>
Flujo másico de entrada	800	<i>kghr<sup>-1</sup></i>
Temperatura ambiente	-	<i>°C</i>
Función de control	-	-
Temperatura ambiente	-	<i>°C</i>
Variables de salida	Unidades	
Temperatura del flujo de salida	<i>°C</i>	
Flujo másico de salida	<i>kghr<sup>-1</sup></i>	
Tasa de calentamiento necesaria	<i>kJhr<sup>-1</sup></i>	

Tabla 3.7: Parámetros y variables de entrada y salida de los calentadores auxiliares.

### 3.4.7 BOMBAS DE CIRCULACIÓN

Para el modelado de las bombas de circulación del sistema se utilizo el Type 3, el cual se basa en balances de masa y energía. Se considera la transferencia de energía desde el motor hacia el fluido y las pérdidas hacia el ambiente. El modelo posee una señal de control  $f$  que toma valores entre 0 y 1; 0 se considera la bomba apagada y 1 sería el flujo máximo establecido por el usuario en los parámetros de la bomba. La temperatura de salida ( $T_{salida}$ ) del fluido se calcula a partir de la temperatura de entrada ( $T_{entrada}$ ), la potencia consumida por la bomba ( $P$ ), las pérdidas por transmisión ( $f_{par}$ ), el flujo másico ( $\dot{m}$ ) y el poder calorífico del fluido ( $C_{pf}$ ).

La temperatura de salida del fluido al pasar por la bomba se calcula por medio de la ecuación 3.21.

$$T_{salida} = T_{entrada} + \left( \frac{P \cdot f_{par}}{\dot{m} \cdot C_{pf}} \right) \quad (3.21)$$

Como se mencionó, la bomba es controlada por medio de una señal de control que va de 0 a 1, el flujo másico que impulsará la bomba será proporcional a dicha señal. Este se calcula en base a la señal de control  $f$  por medio de la ecuación 3.22:

$$\dot{m} = f \cdot \dot{m}_{max} \quad (3.22)$$

En la Tabla 3.8 se muestran los parámetros usados para modelar las bombas del sistema, se especifica el flujo máximo y potencia de cada bomba. Al estar el motor separado de la bomba, la fracción de pérdidas de calor del motor son consideradas 0.

<b>Parámetro (Colectores)</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Flujo máximo	3600	$kg\,hr^{-1}$
Calor específico del fluido	4.190	$kJ\,kg^{-1}\,K^{-1}$
Potencia máxima	1	HP
Pérdidas de calor del motor	0	-
<b>Parámetro (Auxiliares)</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Flujo máximo	1000	$kg\,hr^{-1}$
Calor específico del fluido	4.190	$kJ\,kg^{-1}\,K^{-1}$
Potencia máxima	0.5	HP
Pérdidas de calor del motor	0	-
<b>Variables de entrada</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Temperatura del flujo de entrada	-	$^{\circ}C$
Flujo másico de entrada	-	$kg\,hr^{-1}$
Señal de control	-	-
Eficiencia global de la bomba	0.6	-
Eficiencia del motor	0.82	-
<b>Variables de salida</b>	<b>Unidades</b>	
Temperatura del flujo de salida	$^{\circ}C$	
Flujo másico de salida	$kg\,hr^{-1}$	
Potencia consumida	$kJ\,hr^{-1}$	

Tabla 3.8: Parámetros y variables de entrada y salida de las bombas de circulación.

## 3.5 SIMULACIÓN ANUAL

La simulación de este tipo de instalaciones puede proporcionar información sobre el grado de mejora que puede significar la modificación de algún parámetro de diseño o lógica de control, para esto lo más típico es hacer simulaciones anuales.

### 3.5.1 PERFIL DE CONSUMO CONSTANTE

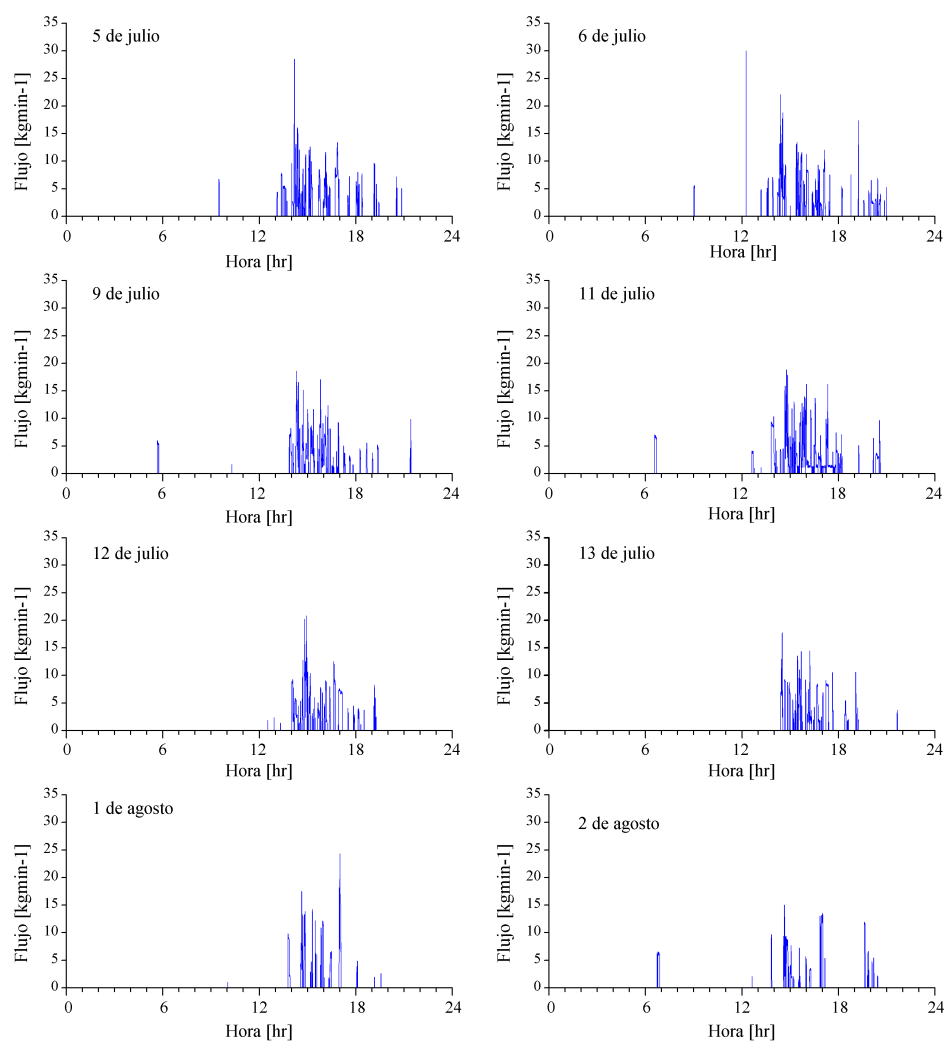


Figura 3.22: Mediciones del perfil del flujo de agua hacia las regaderas.

En la Figura 3.22 se muestran las mediciones de flujo del consumo de las regaderas en las que se basa el perfil elaborado (Figura 3.23), en ella se puede observar como existe un patrón de consumo a lo largo del día que va desde las 13:00 horas hasta aproximadamente las 20:00 horas.

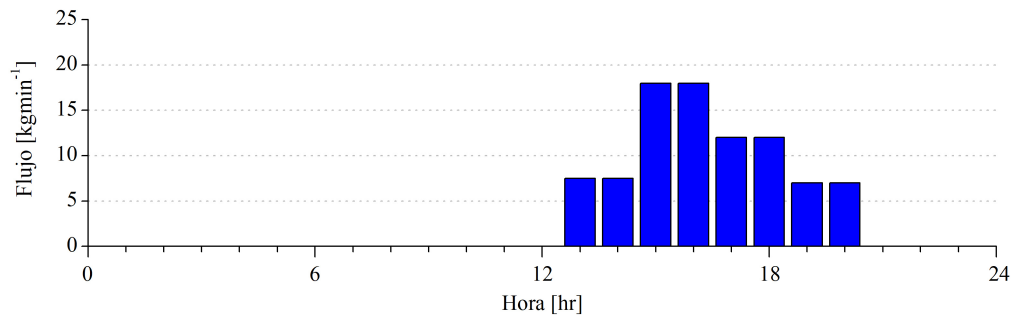


Figura 3.23: Perfil del flujo de agua hacia las regaderas usado en las simulaciones.

### 3.5.2 DATOS METEOROLÓGICOS ANUALES DE METEONORM

En la Figura 3.24 se muestra la dispersión de los datos de radiación usados en las simulaciones anuales del sistema, se puede apreciar su variación a lo largo del año, alcanzando niveles de alrededor de  $1000Wm^{-2}$  en verano y días con menos de  $400Wm^{-2}$  en invierno, siendo las variaciones por temporadas significativas.

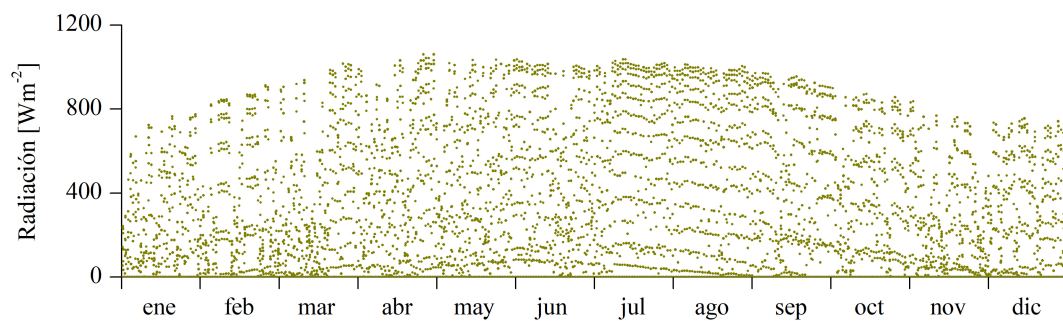


Figura 3.24: Datos de radiación de Meteonorm usados en la simulaciones anuales.

y 3.25 En la segunda se muestra la dispersión de los datos de temperatura ambiente, en ella se pueden apreciar las diferencias entre las temperaturas de los meses de invierno y los de verano, alcanzando temperaturas menores a los  $5^{\circ}\text{C}$  y mayores a  $35^{\circ}\text{C}$ , respectivamente.

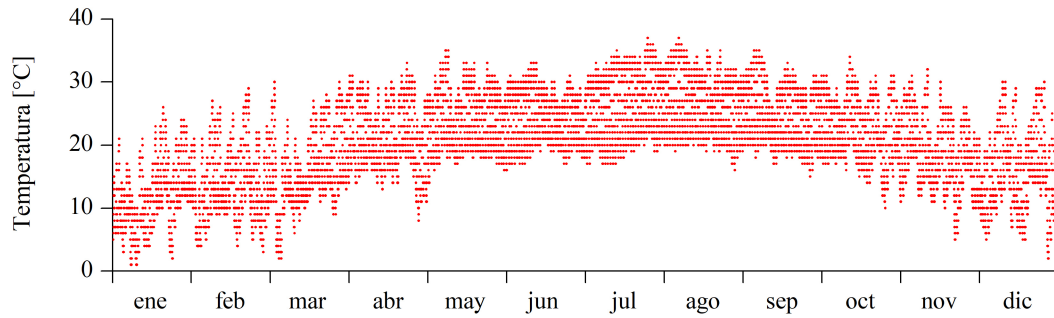


Figura 3.25: Datos de temperatura ambiente de Meteonorm usados en la simulaciones anuales.

En la Figura 3.26 se muestran los datos de radiación y temperatura ambiente de dos días de los datos anuales, uno es un día típico de verano (23 julio) y el otro uno de invierno (22 enero). En ella se pueden apreciar mejor las variaciones que pueden llegar a presentarse entre días típicos de las temporadas.

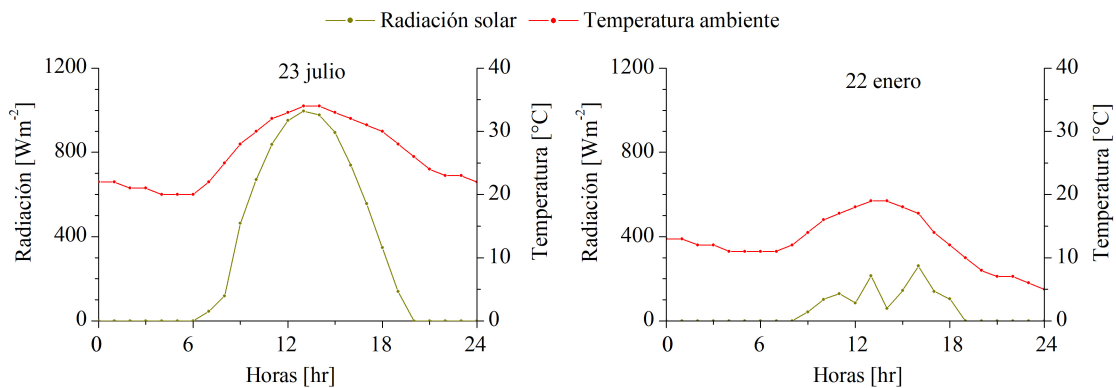


Figura 3.26: Datos de temperatura ambiente y radiación solar de dos días típicos.

## RESULTADOS

---

### 4.1 COMPARATIVA ENTRE SIMULACIÓN Y MEDICIONES

Para cuantificar las variaciones entre los valores calculados y medidos, se utilizaron el porcentaje de error medio absoluto (PMAE) y el porcentaje de error medio (PME). El PMAE evalúa el porcentaje de la media de la suma de las desviaciones absolutas que surgen debido tanto a la sobreestimación como a la subestimación de las observaciones individuales. El PME evalúa el porcentaje medio de la suma de los errores de las observaciones individuales. Un valor negativo de PME indica una subestimación neta mientras que un valor positivo indica una sobreestimación neta de los valores modelados. El PMAE y PME están dados por las ecuaciones 4.1 y 4.2:

$$PMAE = \frac{100}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|C_i - M_i|}{M_i} \quad (4.1)$$

y

$$PME = \frac{100}{N} \sum_{i=1}^N \frac{C_i - M_i}{M_i} \quad (4.2)$$

donde  $N$  es el número de mediciones mientras que  $C_i$  y  $M_i$  son los valores  $i$  calculados y medidos, respectivamente.

### 4.1.1 SIMULACIÓN DE UN MÓDULO CON DATOS EXPERIMENTALES DE ENTRADA

A manera de validación del funcionamiento del modelo de TRNSYS de los colectores de tubos evacuados (Type 71), tomando en cuenta que se tienen 5 colectores conectados en serie, se simuló el comportamiento de un solo módulo de captación introduciendo datos de radiación y temperatura ambiente y estableciendo el flujo y temperatura de entrada de las mediciones experimentales, todos en lapsos de 30 segundos, y se compararon los resultados de la simulación con las mediciones correspondientes de temperatura de salida. En la Figura 4.1 se observa la comparación entre los resultados de la simulación y las mediciones experimentales.

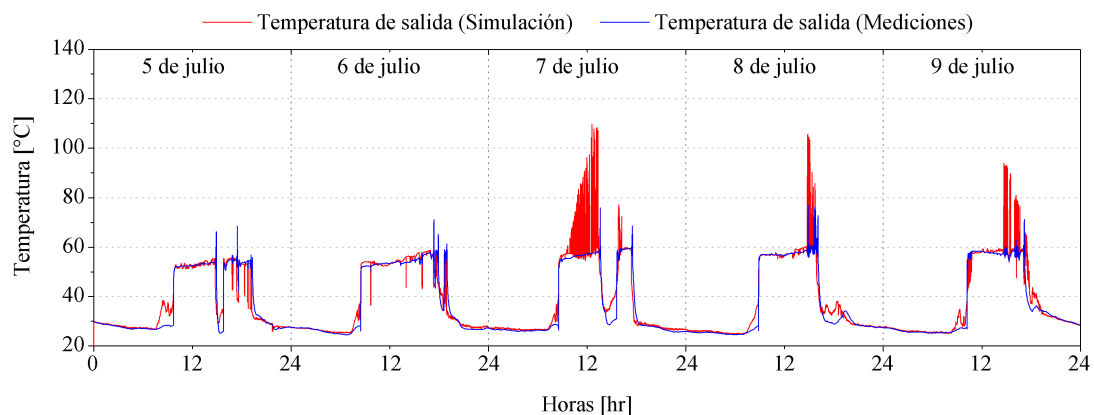


Figura 4.1: Temperatura de salida experimental contra simulación del módulo 1 con datos experimentales de entrada.

Se pueden apreciar temperaturas de estancamiento en los días 7, 8 y 9 de julio, debido a que al permanecer por un tiempo prolongado el agua dentro del colector solar su temperatura se incrementa. Estas se presentan experimentalmente al inicio de los paros del sistema dado que no se garantiza que exista agua dentro del colector durante estos paros. La temperatura de salida del módulo del día 5 de julio puede observarse en la Figura 4.2, en ella se observa que en los momentos en que el sistema esta en funcionamiento las discrepancias entre mediciones y simulación son pequeñas.

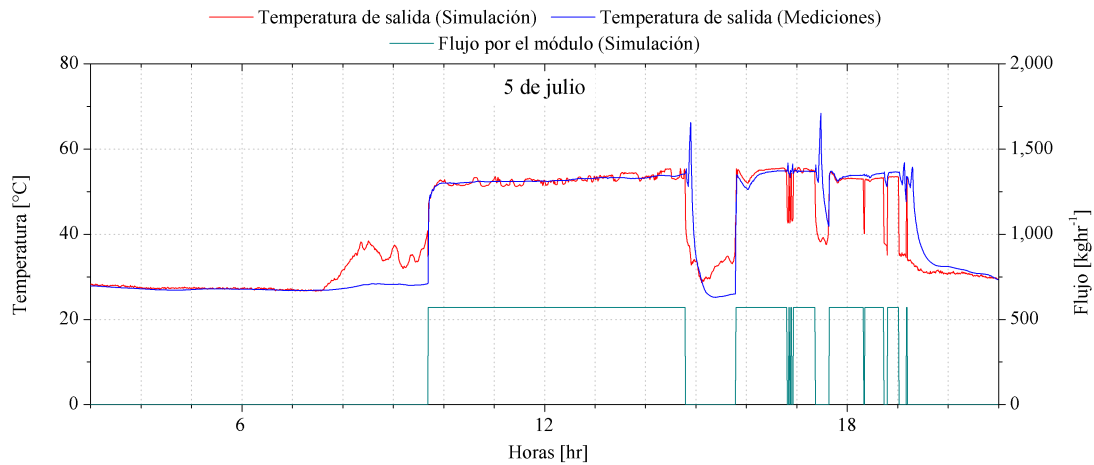


Figura 4.2: Temperatura de salida experimental contra simulación del módulo 1 con datos experimentales de entrada del día 5 de julio.

Contrario al caso anterior, cuando el encendido y apagado del sistema es intermitente, se observan temperaturas de estancamiento constantemente en los instantes en los que el sistema permanece apagado, como se aprecia en la Figura 4.3. Cuando el sistema se apaga por un instante la temperatura de estancamiento se eleva y de igual forma cuando entra en funcionamiento la temperatura vuelve a la normalidad, apeguándose a las mediciones experimentales.

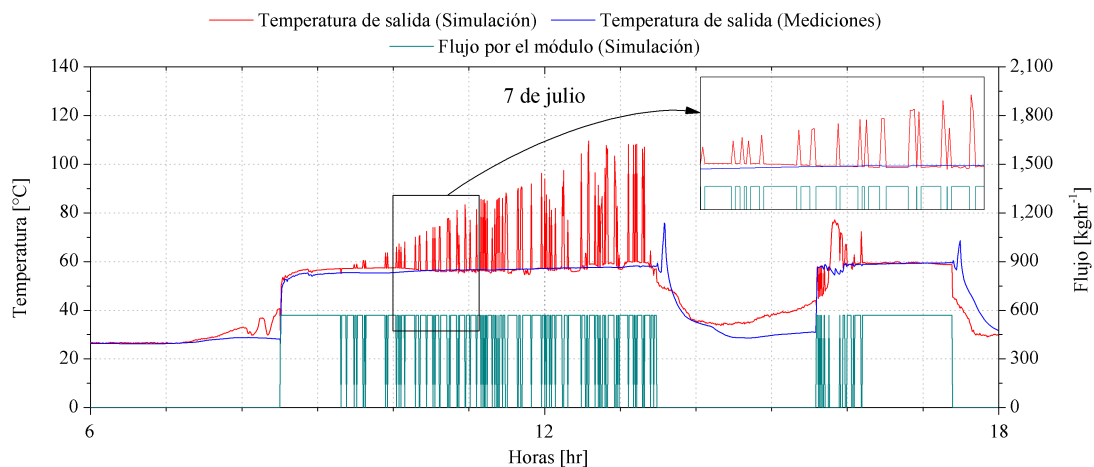


Figura 4.3: Temperatura de salida experimental contra simulación del módulo 1 con datos experimentales de entrada del día 7 de julio.

### 4.1.2 TEMPERATURAS EN LOS MÓDULOS DE COLECTORES

Una vez simulado y comprobado el funcionamiento del modelo de los colectores solares se simuló el sistema completo, incluido tanques de almacenamiento, tuberías y bombas. En estas simulaciones los datos de entrada a los colectores del flujo y temperatura de entrada no son de mediciones experimentales, sino salidas generadas por modelos de otros componentes. Los datos de entrada son radiación, temperatura ambiente y temperatura y flujo de entrada del perfil de consumo de agua fría.

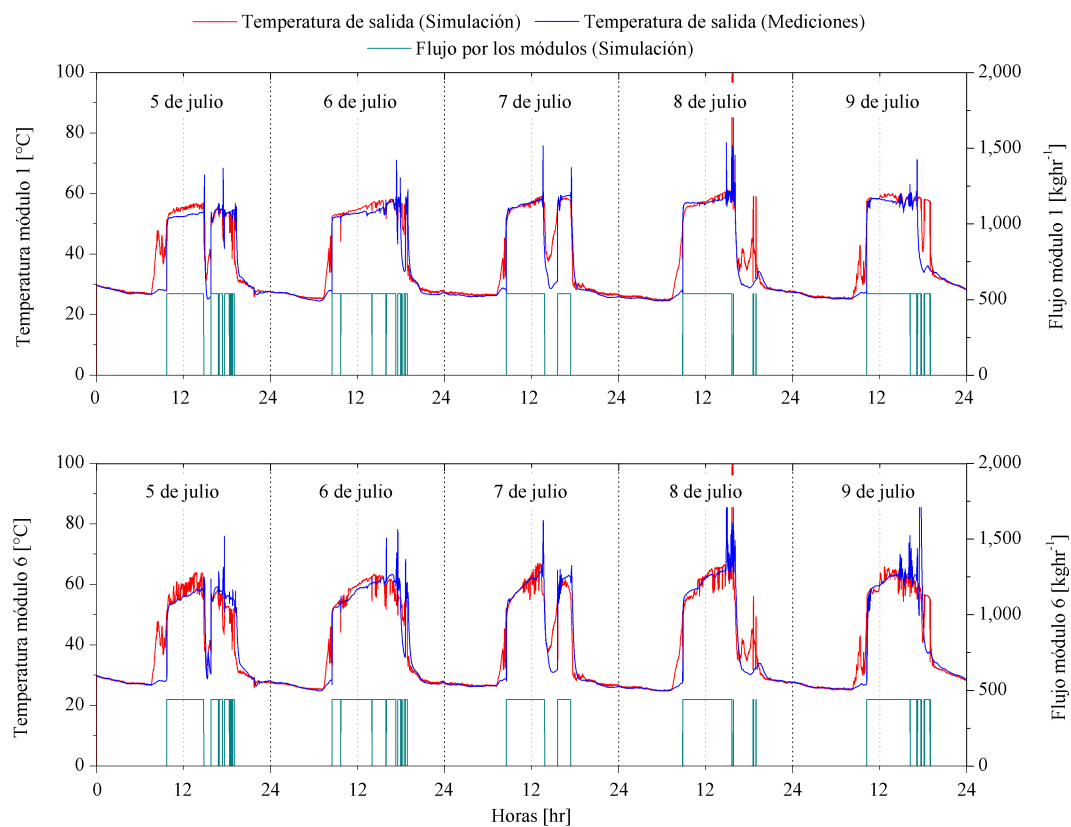


Figura 4.4: Temperatura de salida experimental contra simulación para los días del 5 al 9 de julio de 2018 de los módulos 1 y 6.

En la Figura 4.4 se aprecia, de igual forma, las mayores discrepancias entre las mediciones experimentales y los resultados de las simulación se presentan cuando la bomba de los colectores se encuentra apagada.

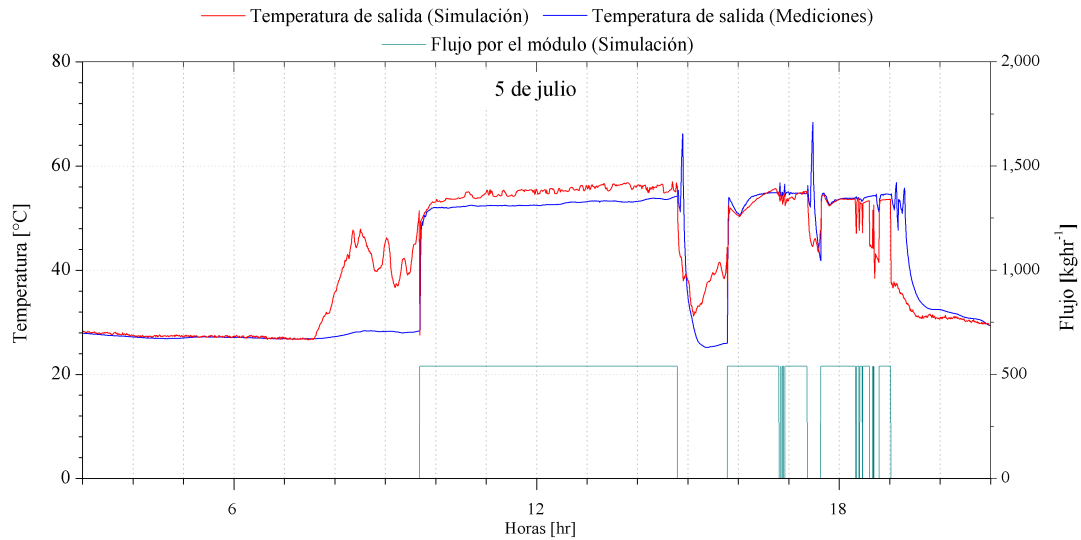


Figura 4.5: Temperatura de salida experimental contra simulación del módulo 1 del día 5 de julio.

En la Figura 4.5 se muestra la comparación de la temperatura de salida del módulo 1 del día 5 de julio, si se compara con la Figura 4.2, se aprecia como las discrepancias entre la simulación y las mediciones aumentan debido a que los errores de los modelos de otros componentes del sistema se ven reflejados en su comportamiento.

A diferencia del día 5 de julio cuyas discrepancias aumentan al añadir los modelos del resto de los componentes del sistema, habrá ocasiones en el que debido al comportamiento del sistema completo, las discrepancias disminuyan. Como se puede observar en la Figura 4.6, que muestra el comportamiento del día 7 de julio, las discrepancias entre simulación y mediciones disminuyen en comparación a la Figura 4.3 al añadir el resto de los elementos. En este caso la bomba tiene un comportamiento más estable por lo que la temperatura de salida del módulo no presenta temperaturas de estancamiento.

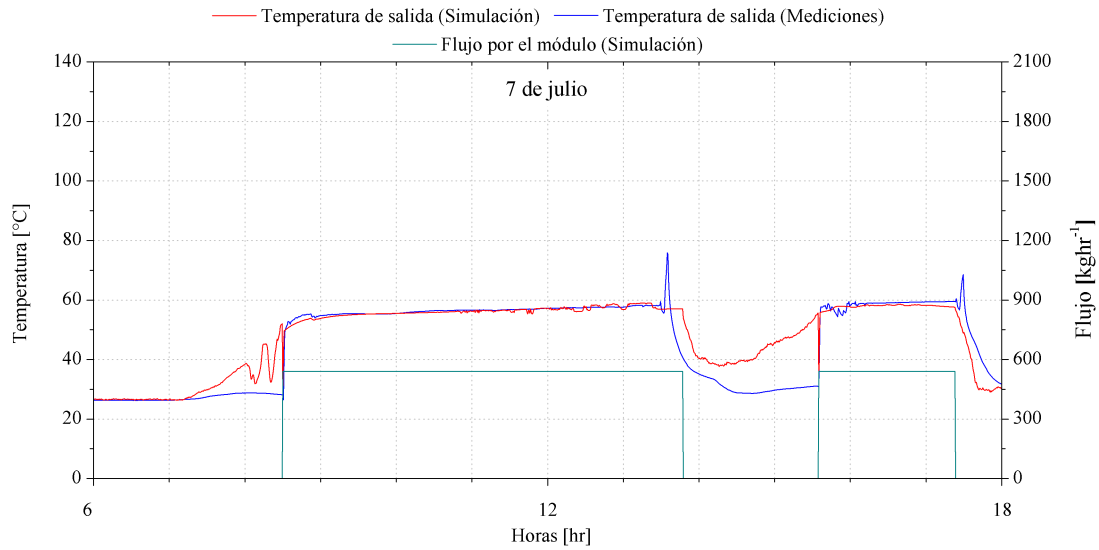


Figura 4.6: Temperatura de salida experimental contra simulación del módulo 1 del día 7 de julio.

El porcentaje de error medio (PME) de la temperatura de salida de la mayoría de los módulos de captación, como se muestra en la Tabla 4.1, tiende a sobrestimar los valores de las mediciones, siendo los módulos 1 y 3 en los que más se presenta este error y el módulo 4 el único que subestima los valores de las mediciones. En cuanto al porcentaje de error medio absoluto (PMAE), el que más error presenta es el módulo 4 con 8.28 % y el que menos error presenta es el módulo 6 con 6.46 %.

	Porcentaje de Error Medio (PME)	Porcentaje de Error Medio Absoluto (PMAE)
Módulo 1	5.21	6.78
Módulo 2	1.42	6.73
Módulo 3	4.50	6.83
Módulo 4	-1.78	8.28
Módulo 5	3.87	7.55
Módulo 6	2.72	6.46
Módulo 7	2.68	7.44

Tabla 4.1: Errores entre mediciones y simulación de la temperatura de salida de los módulos.

### 4.1.3 TEMPERATURAS DENTRO DE LOS TANQUES

El PMAE de la temperatura en la parte superficial del tanque de suministro (Nodo 1) calculada por el modelo en comparación con las mediciones experimentales de los días del 7 al 9 de junio de 2018 fue de 3.90 % mientras que el PME fue de -3.20 %. Mientras que para la temperatura en la parte inferior (Nodo 5), que es la temperatura del agua hacia la carga, el PMAE fue de 2.55 % y el PME -1.92 %, por lo tanto, el modelo estaría subestimando la temperatura en las partes superior e inferior dentro del tanque de suministro. En la Figura 4.7 se muestran las gráficas de las temperaturas de los nodos de interés del tanque de suministro, al que entran los flujos de retorno de los colectores y sistema auxiliar (Nodo 1), y de donde se extrae el agua que va a las regaderas (Nodo 5).

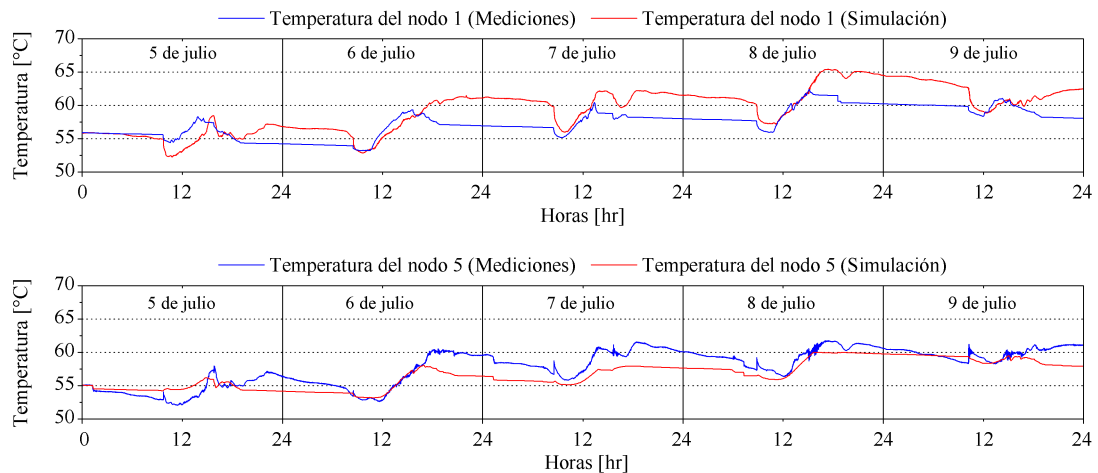


Figura 4.7: Temperaturas superior e inferior dentro del tanque de suministro de los días del 5 al 9 de julio de 2018.

Para el tanque de almacenamiento el PMAE de la temperatura superficial fue 3.10 % y el PME de -1.06 %. En la parte inferior del tanque el PMAE fue de 2.54 % y el PME de -1.80 %. En la Figura 4.8 se muestran las temperaturas del nodo al que entran el flujo de retorno de los colectores (Nodo 1) y del nodo de donde se extrae el agua que va hacia los colectores (Nodo 5).

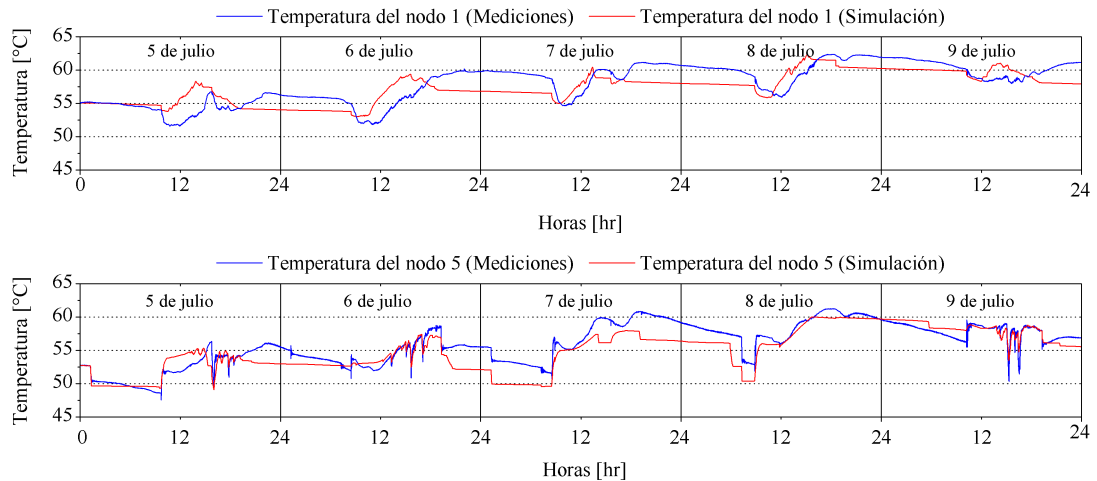


Figura 4.8: Temperaturas superior e inferior dentro del tanque de almacenamiento de los días del 5 al 9 de julio de 2018.

En la Tabla 4.2 se muestran los porcentajes de error de cada uno de los nodos de ambos tanques, se puede apreciar como el modelo tiende a subestimar las temperaturas y el error absoluto no sobrepasa el 4% en ninguno de los nodos.

	Porcentaje de Error Medio (PME)	Porcentaje de Error Medio Absoluto (PMAE)
Almacenamiento N1	-1.06	3.10
Almacenamiento N2	-1.09	2.93
Almacenamiento N3	-1.20	2.61
Almacenamiento N4	-1.25	2.71
Almacenamiento N5	-1.68	2.53
Suministro N1	-3.20	3.90
Suministro N2	-3.07	3.65
Suministro N3	-3.36	3.84
Suministro N4	-3.40	3.94
Suministro N5	-1.92	2.55

Tabla 4.2: Errores entre mediciones y simulación de la temperatura de los nodos superior e inferior de los tanques.

En las Figuras 4.9 y 4.10 se observa el comportamiento de la parte inferior (Nodo 5) del tanque de suministro de los días 6 y 9 de julio. Se puede apreciar la respuesta del modelo en los instantes de funcionamiento del sistema.

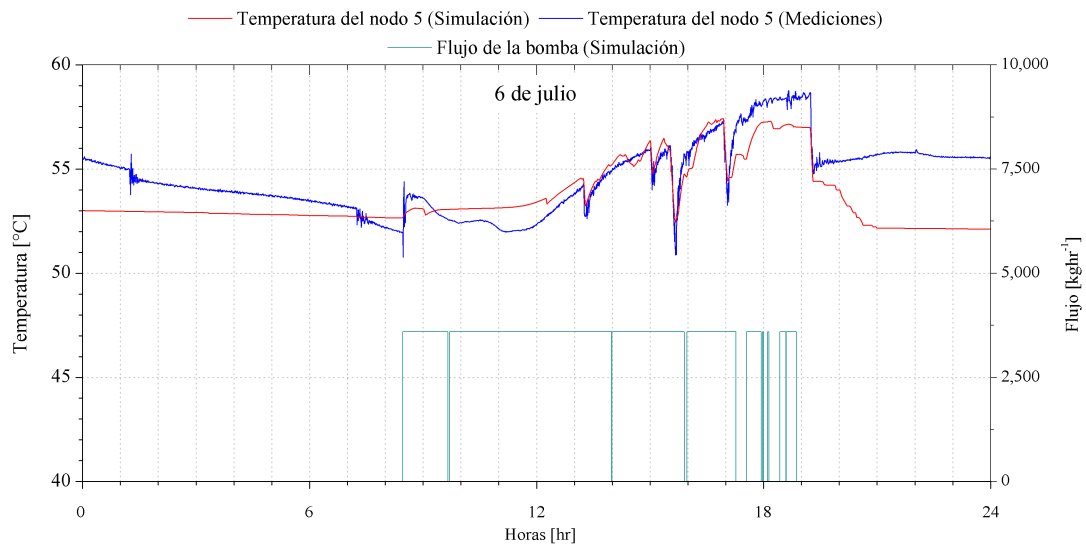


Figura 4.9: Comparativa entre mediciones y simulación de temperatura en el fondo del tanque de almacenamiento (Nodo 5) del día 6 de julio de 2018.

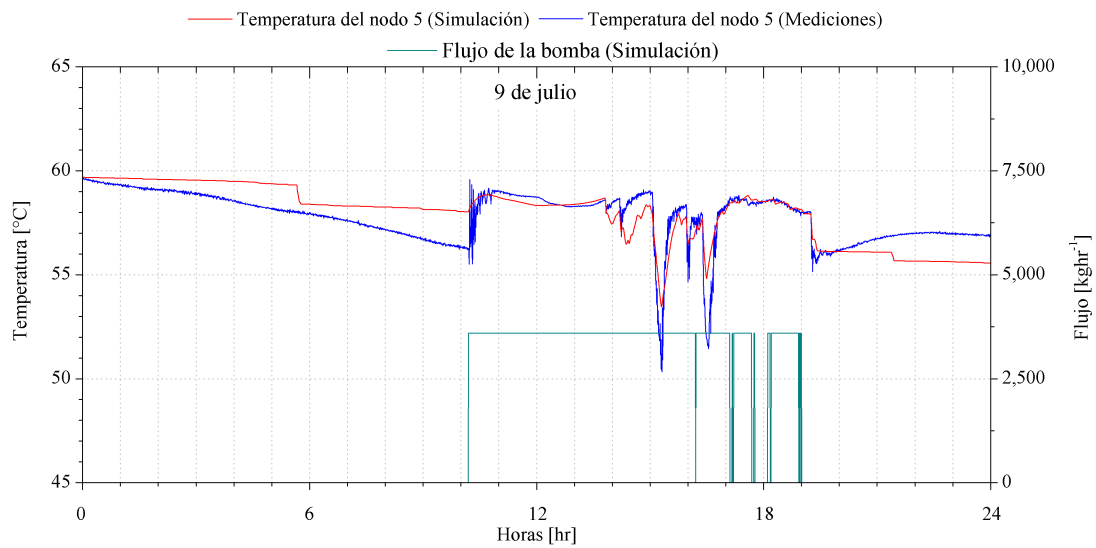


Figura 4.10: Comparativa entre mediciones y simulación de temperatura en el fondo del tanque de almacenamiento (Nodo 5) del día 9 de julio de 2018.

Los porcentajes de error mostrados anteriormente se calcularon comparando todos los datos de las mediciones y resultados de la simulación, incluidos aquellos en los que el sistema se encontraba fuera de operación, por lo que las discrepancias que se presentaban en estos momentos como temperaturas de estancamiento en los módulos incrementarían los porcentajes de error. En la Tabla 4.3 se muestran el PME y PMAE calculado únicamente para los instantes de tiempo en que el sistema se encuentra operando.

	Porcentaje de Error Medio (PME)	Porcentaje de Error Medio Absoluto (PMAE)
Módulos		
1	1.26	2.41
2	-0.74	3.29
3	-0.06	3.40
4	2.09	4.29
5	3.37	6.83
6	-0.23	3.71
7	-3.50	5.18
Tanque de almacenamiento		
N1	2.81	3.38
N2	2.30	3.03
N3	1.69	2.35
N4	0.93	1.94
N5	0.04	1.61
Tanque de suministro		
N1	0.30	1.79
N2	-0.06	1.63
N3	-0.23	1.63
N4	0.02	1.62
N5	-0.40	1.66

Tabla 4.3: Tabla general de errores entre mediciones y simulación cuando el sistema se encuentra en operación.

## 4.2 SIMULACIÓN ANUAL

Una vez validado el modelo, se realizaron simulaciones anuales utilizando datos satelitales de radiación y temperatura en intervalos de una hora de Meteonorm. En estas simulaciones se evaluaron distintas condiciones de control y la forma en que influían sobre el desempeño anual de la planta. Para efecto de comparación inicialmente se plantearon 3 casos de control que se explican a continuación:

- Caso 1

El encendido de la bomba de los colectores está regido por la temperatura hacia las regaderas y un horario preestablecido, es decir, el programa mide la temperatura hacia la carga, si esta es menor que el límite de temperatura preestablecido ( $60^{\circ}C$ ) y se encuentra dentro del horario de funcionamiento (7:00 am - 8:00 pm), encenderá la bomba, de lo contrario encenderá la bomba del sistema auxiliar, de esta forma el auxiliar solo operará fuera del horario de trabajo de la bomba de los colectores (de noche).

- Caso 2

El encendido de la bomba de los colectores está regido por límites de radiación y temperatura hacia las regaderas, cuando la temperatura está por debajo del límite ( $60^{\circ}C$ ) y la radiación es mayor que el límite de radiación ( $150Wm^{-2}$ ) enciende la bomba de los colectores, de lo contrario enciende la bomba del sistema auxiliar, de esta forma la bomba del sistema auxiliar no enciende si se encuentra operando la bomba de los colectores.

- Caso 3

El encendido de la bomba de los colectores está regido por límites de temperatura hacia las regaderas ( $60^{\circ}C$ ) y radiación ( $150Wm^{-2}$ ) y el de la bomba auxiliar por horario (10:00 am - 10:00 pm). La bomba del sistema auxiliar no encenderá si se encuentra trabajando la bomba de los colectores y sólo operará dentro del horario preestablecido.

Para el cálculo del costo de operación de las bombas se utilizaron los precios por kilowatt-hora de la tarifa Gran Demanda Media Tensión Horaria (GDMTH) que se muestran en la Tabla 4.4 y los horarios por temporada para la región noreste del país que establece la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para el municipio de San Nicolás de los Garza, Nuevo León.

<b>Horario</b>	<b>Base \$/kWh</b>	<b>Intermedio \$/kWh</b>	<b>Punta \$/kWh</b>
Enero	0.5526	0.8880	0.9577
Febrero	0.5846	0.8120	0.8826
Marzo	0.6448	0.9687	1.0463
Abril	0.6921	1.0483	1.1336
Mayo	0.7494	1.1447	1.2394
Junio	0.8072	1.2420	1.3461
Julio	0.8963	1.3917	1.5104
Agosto	0.9995	1.5633	1.6984
Septiembre	1.0211	1.5899	1.7266
Octubre*	1.0833	1.6916	1.8376
Noviembre*	1.1456	1.7933	1.9487
Diciembre*	1.2079	1.8950	2.0598

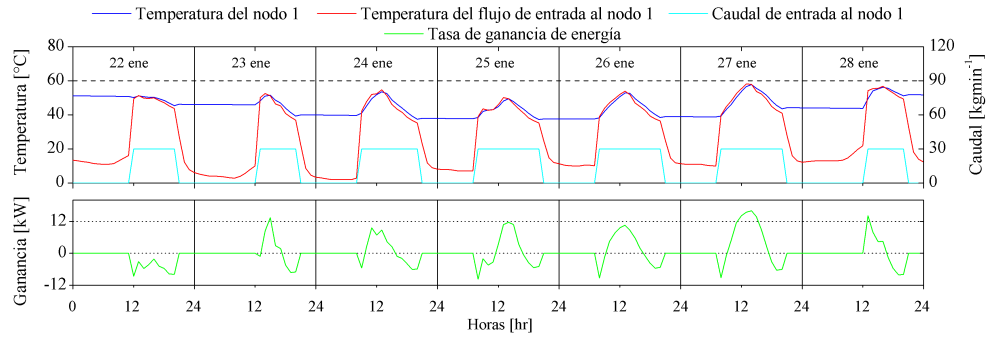
*\*Datos extrapolados*

Tabla 4.4: Costo del kWh eléctrico según la tarifa GDMTH.

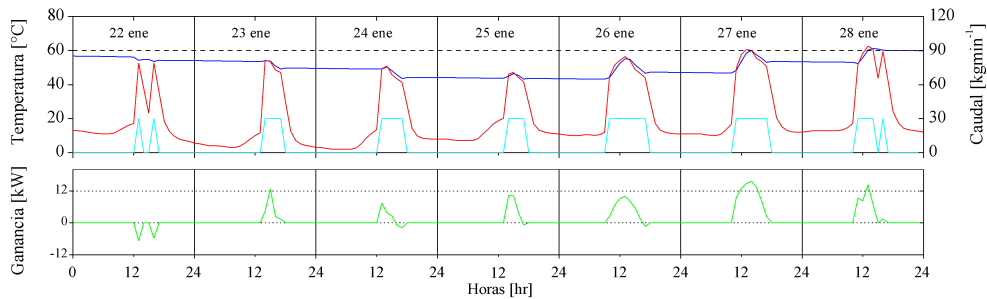
Para los cálculos del costo del gas natural se utilizó un valor fijo de 75.6475 MXN/GJ, correspondiente a la Región III del país conformada por los estados de Nuevo León y Tamaulipas. Esto de acuerdo a los Índices de Referencia de Precios de Gas Natural de la Comisión Reguladora de Energía.

## 4.2.1 CASOS

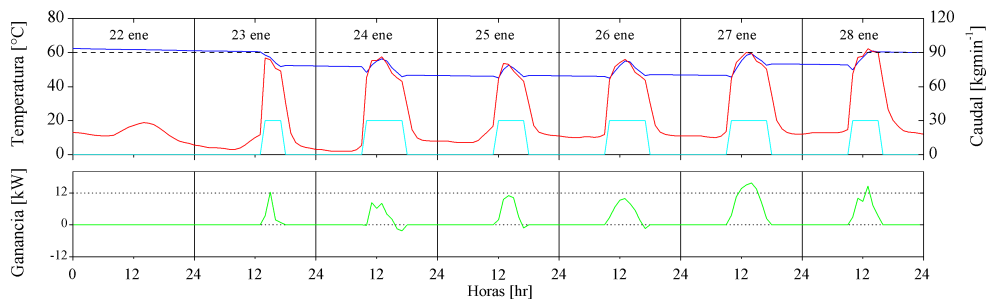
En las gráficas de la Figura 4.11 se muestra los resultados de la temperatura en el nodo 1 del tanque de almacenamiento y la del flujo entrada al mismo de la semana del 22 al 28 de enero de la simulación anual. En ella se puede apreciar también la tasa de ganancia de energía solar de los colectores para cada caso.



(a) Caso 1



(b) Caso 2



(c) Caso 3

Figura 4.11: Temperatura del flujo de entrada al tanque de almacenamiento proveniente de los colectores.

En la Figura 4.11a puede apreciar como en el caso 1 al encender la bomba sin importar las condiciones de radiación, siempre y cuando se encuentre dentro del horario preestablecido, la tasa de ganancia de energía solar en ocasiones se vuelve negativa, lo que significaría que el agua bombeada a los colectores esta siendo enfriada. Esto debido a que se están generando pérdidas por tuberías y/o el mismo colector por a las bajos niveles de radiación y temperatura.

En la Figura 4.11b se reducen estos espacios en los que los colectores estarían enfriando el agua, funcionando ahora únicamente cuando el recurso solar supera un mínimo de intensidad, asegurando de cierta forma que cuando se bombea agua a los colectores exista un nivel de radiación mínimo. Con este control no garantiza completamente que no haya pérdidas pero como se observa en la Figura 4.11b, se ven reducidas.

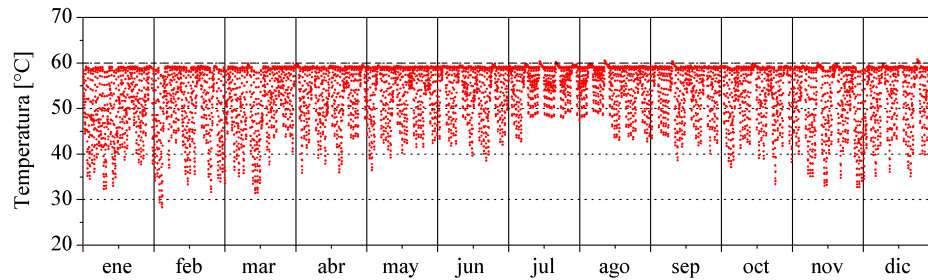
En la Figura 4.11c se aprecia que la temperatura en la parte superior del tanque es mayor a los casos anteriores, aún cuando la bomba de los colectores trabaja menos horas debido a la restricción de radiación, y que el sistema auxiliar funcione únicamente cuando es necesario dentro del horario preestablecido durante el día.

Un punto importante a tomar en cuenta en todos los casos simulados es la temperatura a la que se entregaría el agua a los colectores, como se puede observar en el caso 1 de la Figura 4.11a, hay ocasiones en que se disipa más energía a través de las tuberías y/o el mismo colector que la que se absorbe en estos, provocando que el sistema opere de forma innecesaria y, entendiendo que su operación representa un consumo eléctrico debido al funcionamiento de la bomba de circulación, el costo de operación se ve incrementado.

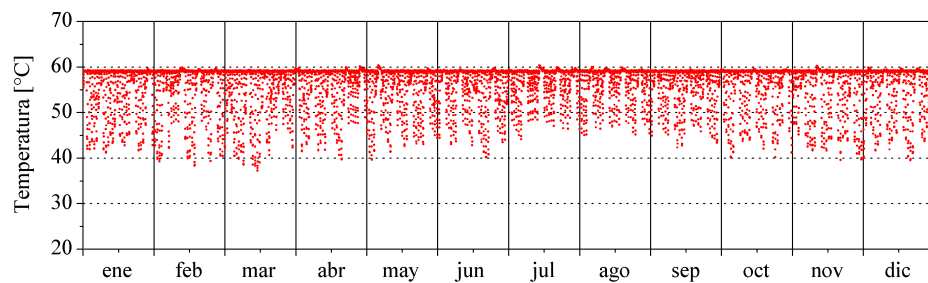
Un aspecto fundamental es la diferencia entre temperatura entregada a los colectores y la disponible en el tanque de suministro, en la siguiente sección se detalla este aspecto.

### 4.2.2 TEMPERATURAS

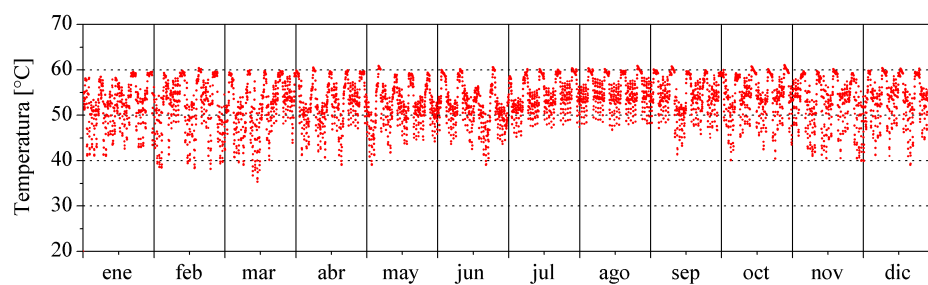
Si bien, reducir las horas de funcionamiento de los sistemas auxiliares y del sistema de captación solar a sólo cuando es necesario y este se justifique representan un ahorro en lo económico, en ocasiones se sacrifica la temperatura a la que es entregada el agua a las regaderas.



(a) Caso 1



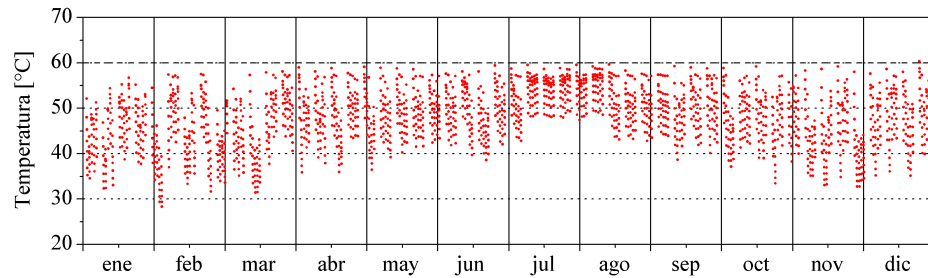
(b) Caso 2



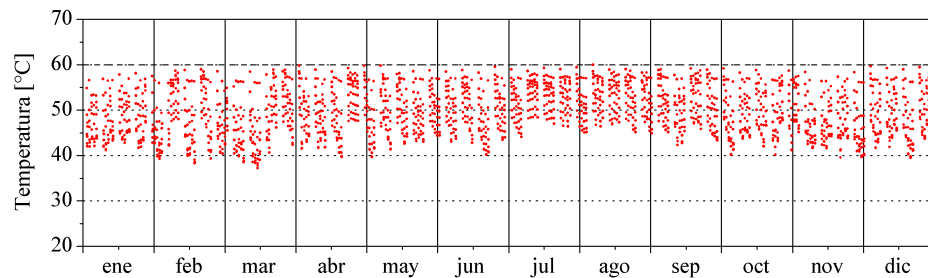
(c) Caso 3

Figura 4.12: Temperatura disponible en el fondo del tanque de suministro (nodo 5) para los casos 1, 2 y 3.

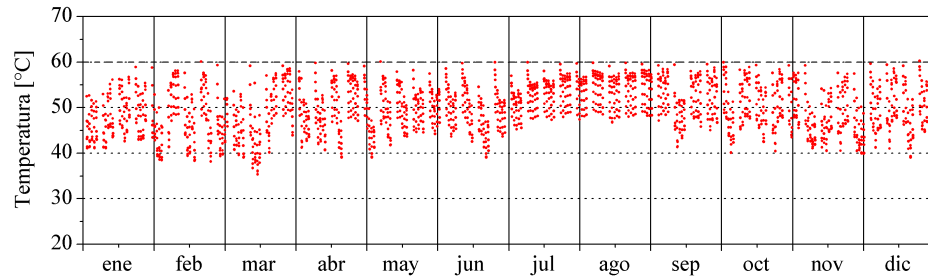
En la Figura 4.12 se muestra la dispersión de la temperatura disponible en el fondo del tanque de suministro. Se puede apreciar como la temperatura de consigna de  $60^{\circ}\text{C}$  se alcanza constantemente, sobre todo en los dos primeros casos. Esto no quiere decir que la temperatura entregada a las regaderas tenga esa temperatura, tal como se muestra en la Figura 4.13, la temperatura a la que esta siendo entregada el agua a las regaderas está por debajo de la de consigna, y en los casos 1 y 2 el sistema auxiliar estaría elevando la temperatura del tanque por las noches.



(a) Caso 1



(b) Caso 2



(c) Caso 3

Figura 4.13: Temperatura entregada a las regaderas para los Casos 1, 2 y 3.

En la Figura 4.13 se muestra la dispersión de las temperaturas entregadas hacia las regaderas en donde se puede observar que en realidad son muy similares entre casos. En el primer caso (Figura 4.13a) la temperatura cae por debajo de los  $40^{\circ}\text{C}$ , sobre todo en los meses de invierno cuando los niveles de radiación y temperatura son menores, y para el segundo caso (Figura 4.13b) la temperatura cae en pocas ocasiones por debajo de los  $40^{\circ}\text{C}$ . En el tercer caso (Figura 4.13c) el sistema auxiliar se limita aún más, al funcionar únicamente cuando no es conveniente usar los colectores dentro de un horario establecido, por lo que el sistema depende más de las condiciones ambientales que los dos primeros casos.

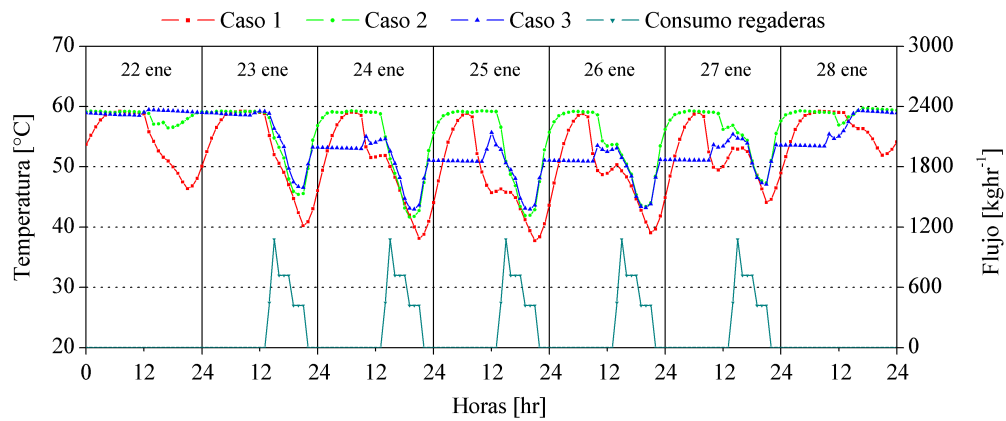


Figura 4.14: Temperatura disponible en el fondo del tanque de suministro (nodo 5) de la semana del 22 al 28 de enero.

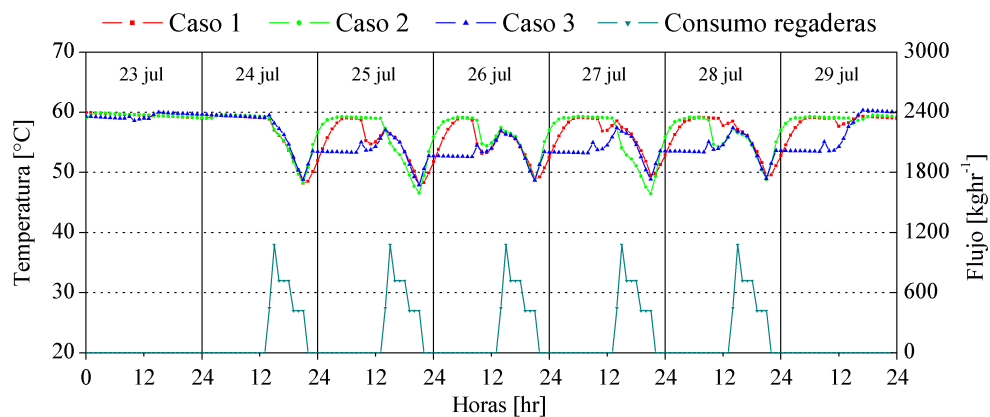


Figura 4.15: Temperatura disponible en el fondo del tanque de suministro (nodo 5) de la semana del 23 al 29 de julio.

En las Figuras 4.14 y 4.15 se muestra la temperatura del agua disponible en el fondo del tanque de suministro (nodo 5) y el perfil de consumo usado de una semana de enero y de julio, respectivamente. Se puede observar que en los dos primeros casos el sistema auxiliar eleva la temperatura durante las noches hasta el punto de consigna, pero en el momento en que empieza a haber un flujo de agua hacia las regaderas las temperaturas de todos los casos tienden a igualarse. En el tercer caso la temperatura durante las noches se mantiene y en el instante en que la radiación solar es suficiente, la bomba de los colectores entra en funcionamiento, dejando el sistema auxiliar solo para cuando el recurso solar no sea suficiente durante el horario preestablecido (10:00 am - 10:00 pm).

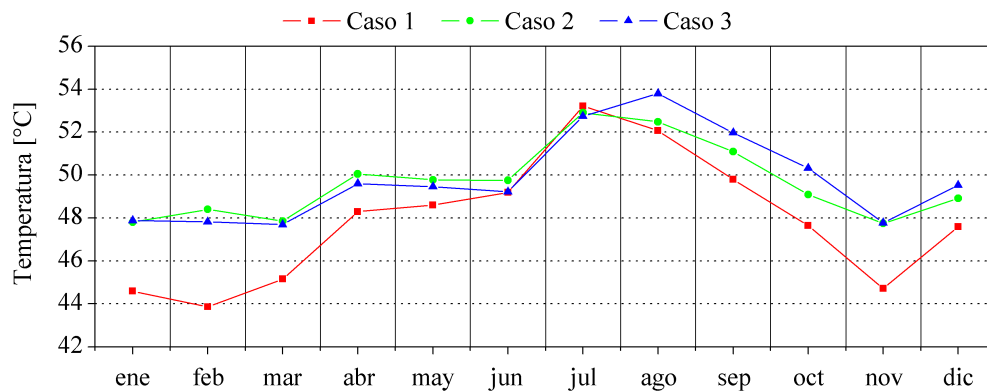


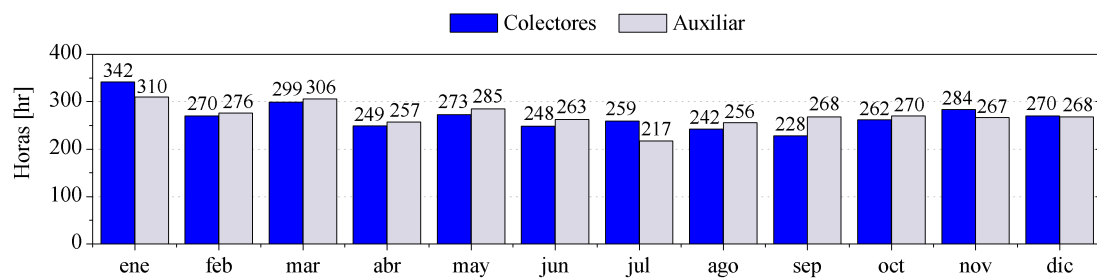
Figura 4.16: Promedios mensuales de temperatura entregada a las regaderas.

En la Figura 4.16 se muestran los promedios mensuales de temperatura del flujo entregado a las regaderas. La diferencia entre los casos es más notable en el caso 1 al no tomar en cuenta la radiación sobre todo en los meses de invierno, esto debido a que se bombea agua a los colectores habiendo o no suficiente recurso solar, además de las pérdidas hacia el ambiente por tuberías considerando las bajas temperaturas ambiente. Durante los meses de verano, en los que las temperaturas y radiación solar son más elevados, no hay variaciones significativas entre casos.

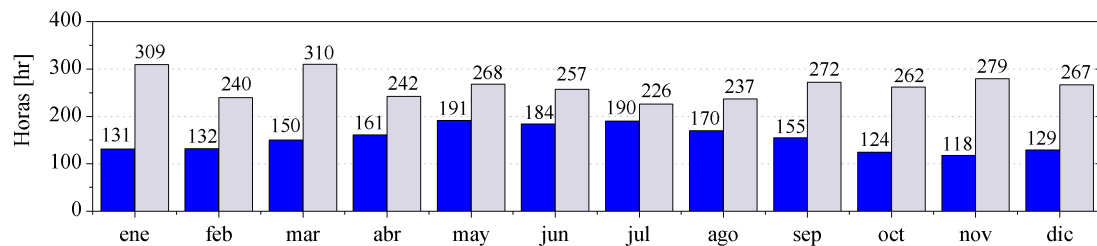
Dado que las variaciones de los promedios mensuales no resulta significativa entre los casos 2 y 3, en la siguiente sección se analizan las horas de operación de las bombas del sistema dado que su funcionamiento representa un gasto eléctrico.

### 4.2.3 HORAS DE FUNCIONAMIENTO DE LAS BOMBAS

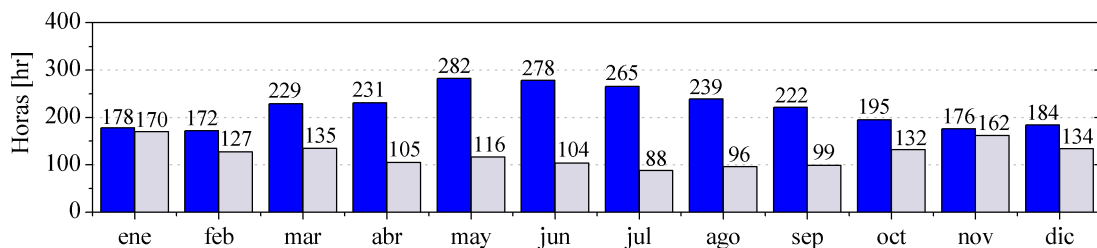
En la Figura 4.17 se muestran las horas de funcionamiento de las bombas del sistema; la del sistema auxiliar y la de los colectores solares. En la Figura 4.17a, que corresponde al caso 1, se observa que las horas de funcionamiento de ambas bombas son similares. Para el segundo caso, como se observa en la Figura 4.17b, se reducen las horas de funcionamiento de la bomba de los colectores debido a que, a diferencia del caso 1, solo funcionaría si la radiación solar se encuentra por arriba del mínimo.



(a) Caso 1



(b) Caso 2



(c) Caso 3

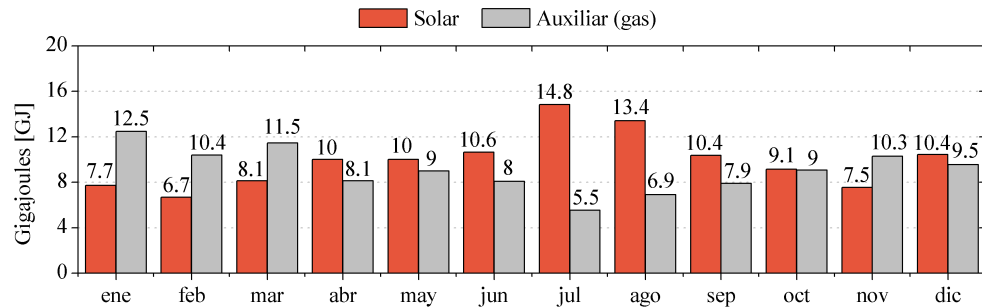
Figura 4.17: Horas de funcionamiento de las bombas para los Casos 1, 2 y 3.

En el caso 3, a diferencia de los dos primeros casos, el sistema auxiliar dejaría de funcionar por las noches, funcionando solo cuando las condiciones durante el día no fueran convenientes. Esto representaría un ahorro de gas al no funcionar durante las noches el sistema auxiliar, y esto a su vez provocaría un aumento en las horas de aprovechamiento de energía solar durante las mañanas debido que la energía perdida en los tanques por las noches, que ya no se inyecta por medio del sistema auxiliar, se repondría con energía solar de las primeras horas de la mañana.

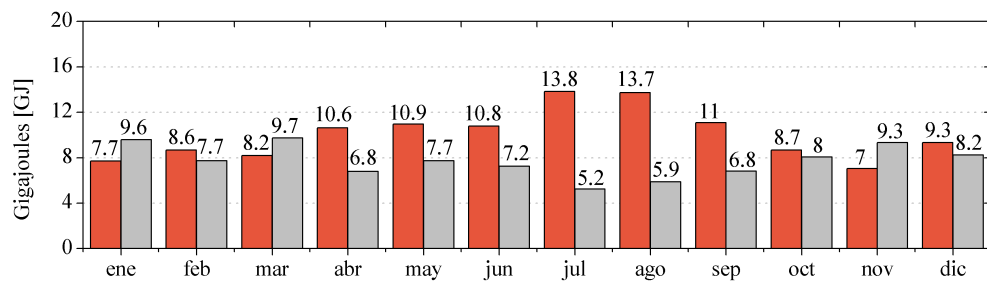
En la Figura 4.17c se aprecia como se reducen ahora las horas de operación de el sistema auxiliar debido a que el sistema auxiliar funcionaria solo dentro el horario preestablecido y únicamente cuando la bomba de los colectores no este en funcionamiento, es decir, cuando la radiación solar no fuera suficiente. De esta forma se deja de calentar el agua por las noches de forma innecesaria como se muestra en en análisis de temperaturas de la sección anterior.

## 4.2.4 ENERGÍAS

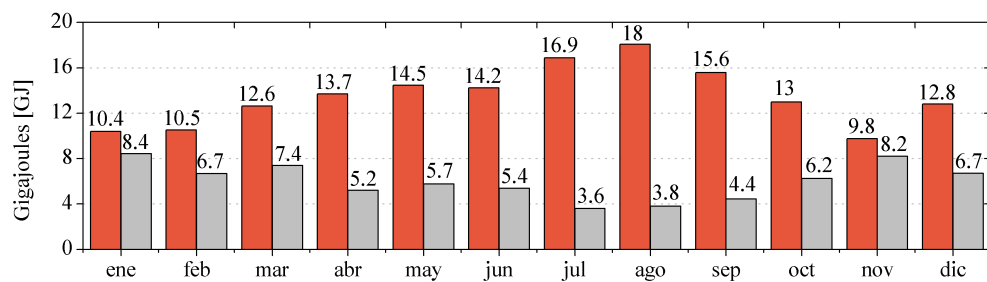
En la Figura 4.18 se muestran la energía inyectada por los colectores y por el sistema auxiliar. En el caso 1 (Figura 4.18a) se observa que únicamente durante los meses que corresponden a la temporada de verano la energía solar captada supera la auxiliar considerablemente.



(a) Caso 1



(b) Caso 2



(c) Caso 3

Figura 4.18: Energía solar captada y energía auxiliar (gas natural) consumida mensualmente para los casos 1, 2 y 3.

Uno de los factores que influyen en este comportamiento es el hecho de que bajo ciertas condiciones de operación se estaría disipando energía al bombear agua a los colectores que luego sería repuesta por el sistema auxiliar durante las noches, como se observa en la Figura 4.14, y esto a su vez representa un consumo eléctrico por parte de la bomba. Por lo tanto, con el tipo de control del caso 1 en ocasiones se estaría perdiendo energía hacia el ambiente al momento de bombear agua a los colectores además de incrementar el consumo eléctrico por la operación de la bomba.

En el caso 2 (Figura 4.18b) se aprecia un leve incremento en la energía solar captada y un leve decremento en la energía auxiliar utilizada. Como se puede apreciar en la Figura 4.11, los períodos en lo que se estaría disipando energía al ambiente debido al bombeo de agua a los colectores cuando las condiciones ambientales no son adecuadas se ven reducidas. Este decremento en la energía auxiliar se debe a que al dejar de disipar esa energía durante el día, la cantidad energía auxiliar inyectada durante la noche es menor.

En el caso 3 (Figura 4.18c) el incremento en la energía solar captada y el decremento en la energía auxiliar usada son más significativos. Debido a que se deja de inyectar energía auxiliar durante las noches, la temperatura a la que se bombea agua durante las primeras horas de radiación es menor y por ende la eficiencia de los sistemas de captación solar es mayor, incrementando de esta forma la energía solar captada.

En la Tabla 4.5 se muestran las energías totales anuales de energías en la que se aprecia el incremento de la energía solar inyectada y el decremento de la energía auxiliar. Se aprecia también que el aporte de las bombas al consumo energético del sistema es pequeño respecto a la energías solar y auxiliar inyectada a los tanques.

	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>
Energía solar inyectada [GJ]	118.91	120.64	162.01
Energía auxiliar usada (gas natural) [GJ]	108.80	92.43	71.85
Energía consumida por la bomba de los colectores (eléctrica) [GJ]	8.66	4.93	7.12
Energía consumida por la bomba auxiliar (eléctrica) [GJ]	4.35	4.25	1.97

Tabla 4.5: Energías totales.

#### 4.2.5 CASO 4

Basado en los resultados de temperatura y energía obtenidos en los tres primeros casos, se planteó un cuarto caso en el que el encendido de la bomba de los colectores se rige por temperatura hacia las regaderas y radiación solar. La bomba auxiliar está regida por temperatura y operara dentro de un horario preestablecido (10:00 am - 10:00 pm) pero, a diferencia de los casos anteriores, su temperatura de consigna es de  $50^{\circ}C$  y podrá operar simultáneamente con la bomba de los colectores. A partir de esta temperatura, operará únicamente la bomba de los colectores.

Se decidió fijar ese límite para el sistema auxiliar en  $50^{\circ}C$  como una forma de asegurar la temperatura a la que se entrega el agua, dado que en los casos 2 y 3 el promedio anual de la temperatura a la que se entregaría el agua a las regaderas es de aproximadamente  $50^{\circ}C$ .

Es importante recalcar que el caso 4 sigue siendo una simulación anual con las mismas condiciones de radiación y temperatura ambiente, y se uso el mismo perfil de consumo que para los casos anteriores por lo que es justo compararlos.

En la Tabla 4.6 se aprecia un aumento del promedio anual de la temperatura a la que se entrega el agua a las regaderas de los casos 2, 3 y 4, después hay una disminución del caso 4 respecto a los casos 2 y 3, sin embargo, al ser esta tan pequeña, otros aspectos como el energético y económico cobran mayor relevancia.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Entregada a las regaderas [ $^{\circ}C$ ]	47.9	49.65	49.81	<b>49.17</b>
Disponibile en tanque de suministro [ $^{\circ}C$ ]	53.4	55.97	53.28	<b>51.44</b>

Tabla 4.6: Promedios anuales de temperatura entregada a las regaderas y temperatura disponible en tanque de suministro.

En la Figura 4.19 se puede observar como siguen presentándose momentos en los que la tasa de ganancia de energía se vuelve negativa. El día 22 de enero se aprecia que la temperatura en el nodo 1 decae lentamente hasta estar debajo de la temperatura de consigna, en ese momento la bomba de los colectores entra en funcionamiento y se presenta una caída en la temperatura más drástica, con el tiempo la temperatura se eleva de nuevo y vuelve a caer. Estas caídas son momentos en los que los colectores están enfriando el agua en un intento del sistema por elevar la temperatura.

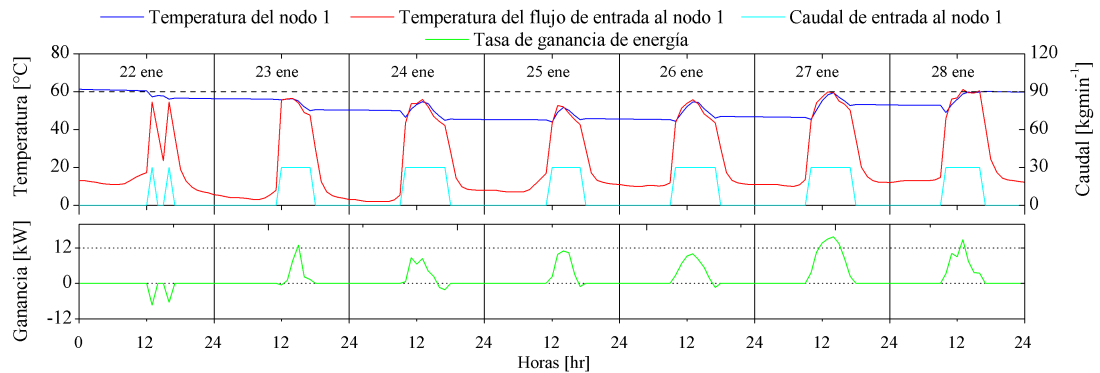


Figura 4.19: Temperatura del flujo de entrada al tanque de almacenamiento proveniente de los colectores caso 4.

En la Figura 4.20 se puede observar como la temperatura entregada a las regaderas a lo largo del año es muy similar a los casos anteriores, gracias a que el calentador auxiliar se encarga de mantener un mínimo de temperatura cercana a  $50^{\circ}C$  durante los periodos de consumo.

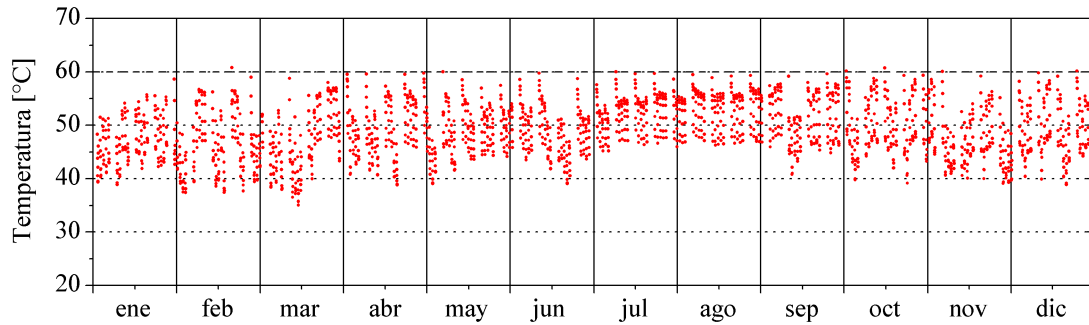


Figura 4.20: Temperatura entregada a las regaderas para el caso 4.

En las Figuras 4.21 y 4.22 se muestran las temperaturas disponibles en el fondo del tanque de suministro (nodo 5) y el perfil de consumo usado para las simulaciones. Se aprecia como el caso 4 podría parecer el peor de los casos debido a las bajas temperaturas que se alcanzan, sin embargo, estas se presentan fuera del horario de consumo. Al estar en operación el sistema las temperaturas del caso 4 son muy similares a las de los casos 2 y 3.

En la Figura 4.21 se aprecia que en el caso 4 las bajas temperatura en el tanque fuera de los horarios de consumo se elevan precisamente cuando empieza a haber consumo, si embargo, la temperatura se mantiene cercana de  $50^{\circ}\text{C}$ .

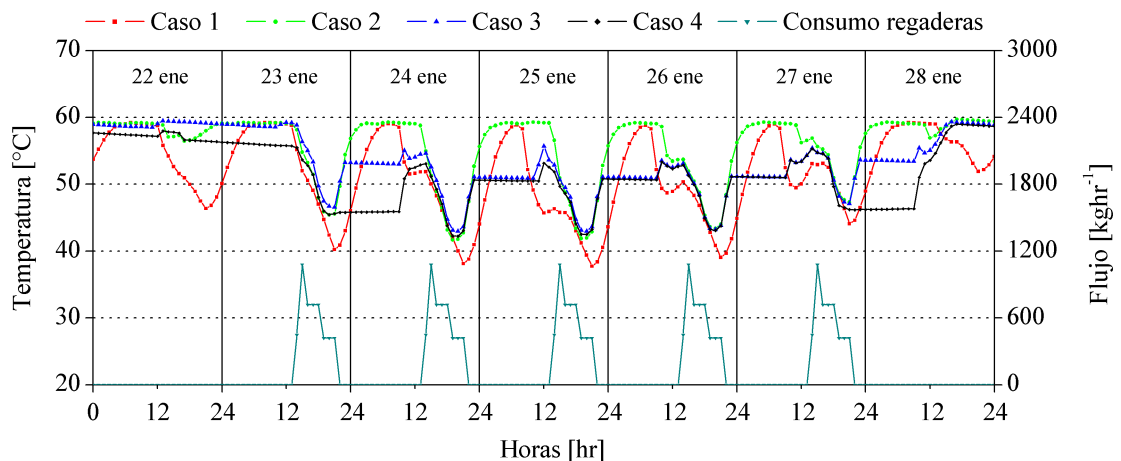


Figura 4.21: Temperatura disponible en el tanque de suministro (nodo 5) de la semana del 22 al 28 de enero.

En la Figura 4.22 para una semana de verano las temperaturas la temperatura dentro del horario de consumo no cae tanto como en invierno y de igual forma, la temperatura para el caso 4 se mantiene cercana a  $50^{\circ}\text{C}$ .

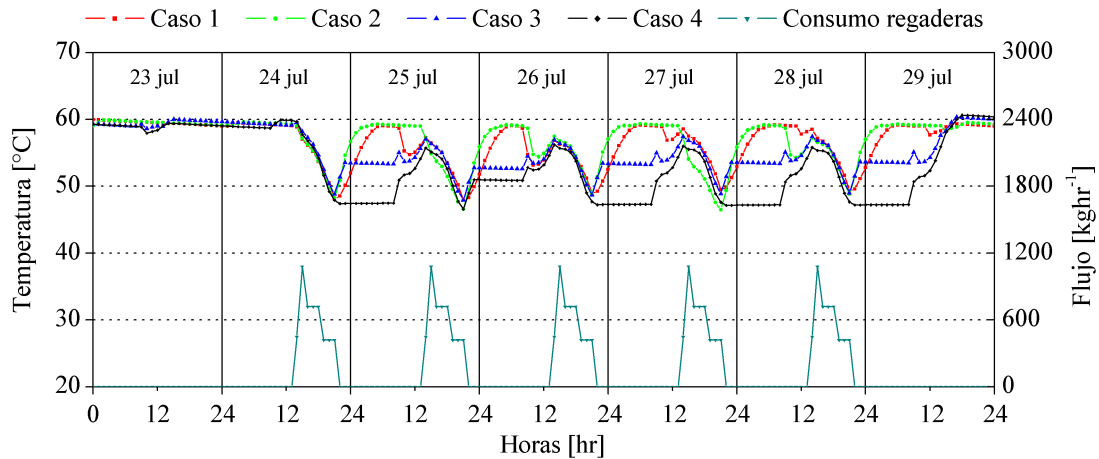


Figura 4.22: Temperatura disponible en el tanque de suministro (nodo 5) de la semana del 23 al 29 de julio.

En la Figura 4.23 se observa que las horas de trabajo de la bomba de los colectores aumentan con respecto a los casos 2 y 3, pero siguen por debajo del caso 1, contrario a las horas de trabajo de la bomba del sistema auxiliar cuyas horas son significativamente menores.

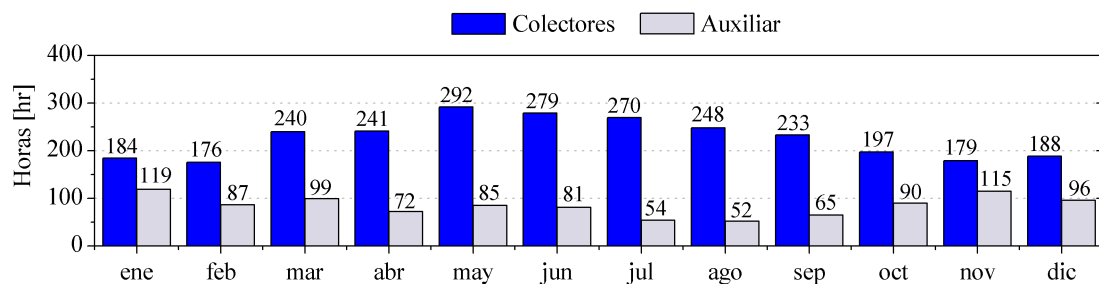


Figura 4.23: Horas de funcionamiento de las bombas para el caso 4.

En la Tabla 4.7 se observa como las horas de trabajo de la bomba del sistema auxiliar del caso 4 disminuyen respecto al caso 3 a pesar de tener mayor libertad. En otras palabras, disminuyeron sus horas de trabajo dándole más libertad

de funcionamiento y disminuyendo su temperatura de consigna. Si se comparan las temperaturas anuales promedio a las que se entrega el agua a las regaderas, esta no disminuye significativamente.

Si bien, se disminuyen las horas de funcionamiento del sistema auxiliar, que significaría una disminución en el consumo eléctrico de la bomba auxiliar y de gas natural, en la Tabla 4.7 se observa un incremento en las horas de trabajo de la bomba de los colectores, que también representa un consumo eléctrico, incluso mayor al de la auxiliar. Debido a esto, es necesario comparar los casos desde el punto de vista económico y evaluar el costo beneficio de cada caso.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Bomba de los colectores [hr]	3226	1835	2651	<b>2727</b>
Bomba del sistema auxiliar [hr]	3243	3169	1468	<b>1015</b>

Tabla 4.7: Horas de trabajo anuales de las bombas.

En la Figura 4.24 se muestran las energías solar captada por los colectores y la energía auxiliar provenientes del gas natural quemado mensualmente, ignorando los consumos eléctricos por parte de las bombas.

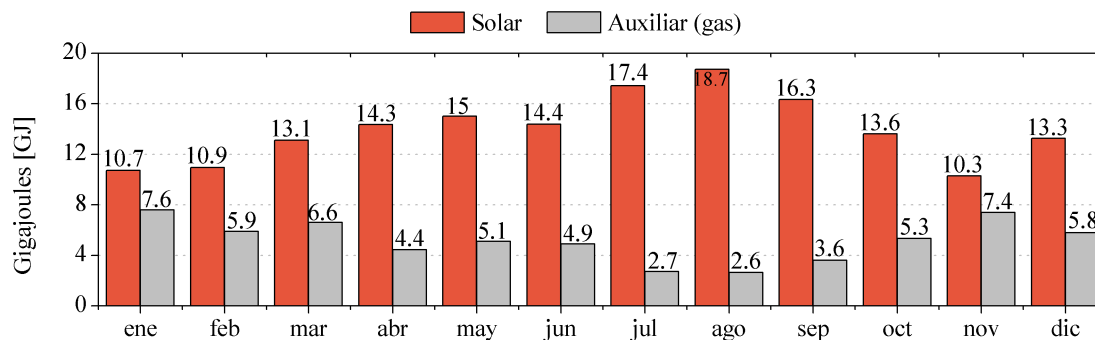


Figura 4.24: Energía solar captada y energía auxiliar(gas natural) consumida mensualmente para el caso 4.

En la Tabla 4.8 se observa como la energía captada por los colectores aumenta con cada caso y la energía auxiliar usada disminuye. En cuanto al consumo eléctrico

de las bombas, se puede observar que la energía consumida por la bomba del sistema auxiliar podría ser considerado despreciable en comparación a la energía consumida en forma de gas o la captada por los colectores. La energía consumida por la bomba de los colectores, si bien es mayor a la del sistema auxiliar, de igual forma podría ser considerada despreciable.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Energía solar captada [GJ]	118.91	120.64	162.01	<b>168.21</b>
Energía auxiliar usada (gas natural) [GJ]	108.80	92.43	71.85	<b>62.06</b>
Energía consumida por la bomba de los colectores (eléctrica) [GJ]	8.66	4.93	7.12	<b>7.32</b>
Energía consumida por la bomba auxiliar (eléctrica) [GJ]	4.35	4.25	1.97	<b>1.36</b>

Tabla 4.8: Energías totales

En la Figura 4.25 se comparan los promedios mensuales de temperatura del agua entregada a las regaderas para cada caso, se puede apreciar que el comportamiento del caso 4 es muy similar a los casos 2 y 3, por lo que el siguiente aspecto a considerar sería el económico.

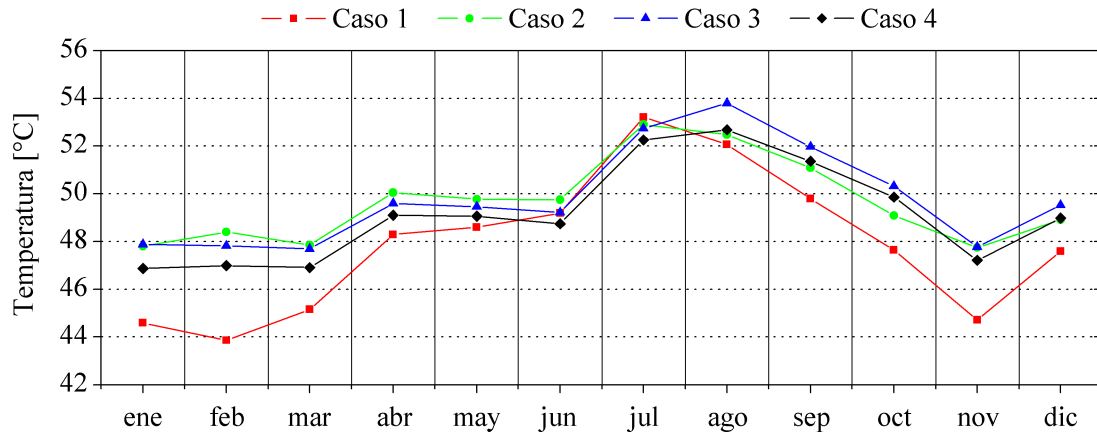


Figura 4.25: Temperatura promedio entregada mensualmente a las regaderas.

En la Figura 4.26 se comparan los costos de operación mensuales de cada caso. Como se puede observar, el caso 4 se se mantiene como la opción más económica incluso en los meses en los que la temperatura promedio del agua entregada a las regaderas por otros casos es menor, lo que significaría que se esta entregando el agua a una temperatura similar a los casos 2 y 3 a un menor costo.

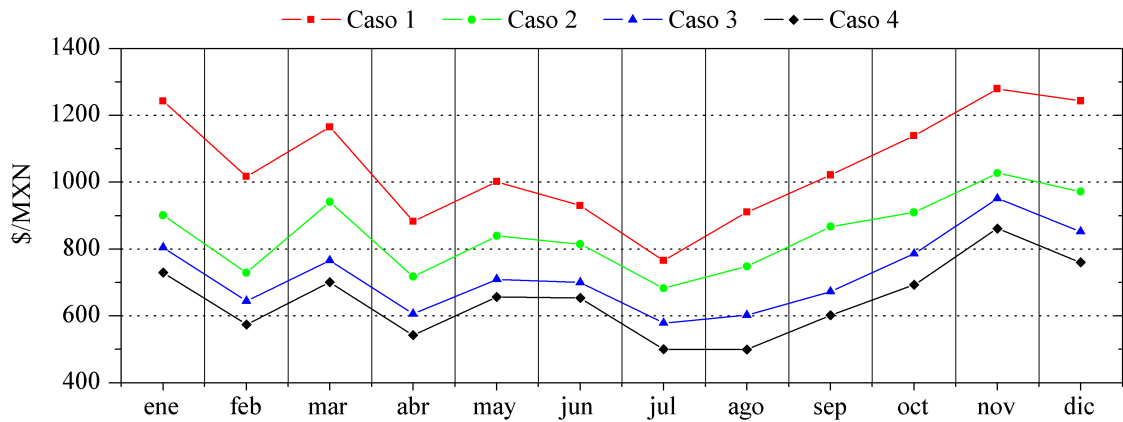


Figura 4.26: Costos totales mensuales.

En la Tabla 4.9 se resumen las condiciones de operación de cada caso.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Límite de temperatura bomba colectores [ $^{\circ}C$ ]	60	60	60	60
Límite de temperatura bomba auxiliar [ $^{\circ}C$ ]	60	60	60	50
Límite de radiación [ $Wm^{-2}$ ]	no	150	150	150
Horario bomba colectores [hr]	7:00 am - 8:00 pm	no	no	no
Horario bomba auxiliar [hr]	no	no	10:00 am - 10:00 pm	10:00 am - 10:00 pm
Operación simultanea de bombas	no	no	no	si

Tabla 4.9: Características de los casos.

En la Tabla 4.10 se resumen los resultados anuales de energías, temperaturas, horas de funcionamiento y costos de operación de los cuatro casos analizados.

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Energía solar inyectada [GJ]	118.91	120.64	162.01	168.21
Energía auxiliar usada (gas natural) [GJ]	108.80	92.43	71.85	62.06
Energía consumida por la bomba de los colectores (eléctrica) [GJ]	8.66	4.93	7.12	7.32
Energía consumida por la bomba auxiliar (eléctrica) [GJ]	4.35	4.25	1.97	1.36
Promedio anual de la temperatura entregada [ $^{\circ}C$ ]	47.9	49.65	49.81	49.17
Promedio anual de la temperatura disponible [ $^{\circ}C$ ]	53.4	55.97	53.28	51.44
Horas de funcionamiento de la bomba de los colectores [hr]	3,226.00	1,835.00	2,651.00	2,727.00
Horas de funcionamiento de la bomba auxiliar [hr]	3,243.00	3,169.00	1,468.00	1,015.00
Costo operación bomba colectores [MXN]	3,052.78	1,717.20	2,491.70	2,565.56
Costo operación bomba auxiliar [MXN]	1,317.31	1,441.59	746.68	513.40
Costo del gas auxiliar [MXN]	8,230.10	6,992.26	5,435.18	4,694.99
Costo de operación total anual [MXN]	12,600.19	10,151.05	8,673.55	7,773.95

Tabla 4.10: Costo del kWh eléctrico según la tarifa GDMTH.

## CAPÍTULO 5

# CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

---

### 5.1 CONCLUSIONES

Durante el desarrollo de este trabajo se instrumentó una instalación solar térmica de calentamiento de agua de tubos al vacío de tal manera que se obtienen mediciones de temperaturas y flujos en distintos puntos de la instalación. Se ha elaborado el modelo numérico de dicha instalación y se validó comparando los resultados de las mediciones experimentales de temperaturas en distintos puntos de la instalación con los resultados de la simulación del modelo numérico. Se utilizaron datos de radiación y temperatura ambiente medidos en el sitio para recrear las condiciones ambientales junto con mediciones de flujo y temperatura del perfil de consumo como datos de entrada para el modelo. Una vez validado, se corrieron simulaciones anuales con datos meteorológicos de Meteonorm y un perfil de consumo constante, se evaluaron 4 casos de lógica de control y los resultados de las simulaciones se compararon desde el punto de vista energético y del costo de operación.

Si bien, en este trabajo se evaluaron distintos casos de control, es importante recalcar que el punto de mayor relevancia es el desarrollo y validación del modelo, ya que con esto es posible conocer el comportamiento que tendría la instalación a través de un año, permitiendo conocer los consumos de energía auxiliar y las tarifas

eléctricas bajo las que operaría, que son los dos factores que determinan el costo de operación de la instalación.

A partir de los resultados obtenidos durante el desarrollo de este trabajo se puede concluir que:

- El modelado numérico representa una herramienta de gran utilidad en el análisis de instalaciones para el aprovechamiento de la energía solar, dado que es posible analizarlos por largos periodos de tiempo y evaluar las modificaciones que se deseen hacer, incluso antes de su construcción. Al ser evaluados bajo las mismas condiciones meteorológicas y de consumo, es posible compararlos directamente, algo que sería muy complicado y costoso de hacer bajo condiciones experimentales.
- Una lógica de control mal aplicada puede llevar a un uso ineficiente de las instalaciones provocando que el costo de operación se eleve. De acuerdo a las simulaciones anuales desarrolladas, la lógica usada por el caso 4 puede permitir un ahorro del 38.3 % respecto al caso 1, de 23.42 % respecto al caso 2 y de 10.37 % respecto al caso 3, sin alterar significativamente las condiciones del servicio de agua caliente.
- El modelo de colectores solares conectados en serie funciona mejor al usar datos de flujo y temperatura de entrada experimentales como datos de entrada de la simulación, lo que lleva a creer que gran parte de los errores de la simulación se deben a errores de otros componentes como el de los tanques de almacenamiento o los circuitos hidráulicos.
- En gran medida los errores de simulación se presentan en los instantes en que el sistema se encuentra fuera de operación. Esto se puede apreciar sobre todo en los porcentajes de error en las temperaturas de estratificación de los tanques de almacenamiento

## 5.2 TRABAJOS FUTUROS

Teniendo en cuenta lo amplio que puede ser el área de la simulación, en esta sección se plantean algunos de los temas de estudio que podrían ser abordados como continuación de este trabajo de investigación.

- **Caracterización de los tanques de almacenamiento**

Si bien los porcentajes de error son bajos, podrían mejorarse caracterizando mejor los tanques de almacenamiento y los circuitos hidráulicos. De acuerdo a los resultados obtenidos, se puede deducir que mejorando la caracterización de los tanques y las tuberías se podrían disminuir los porcentajes de error.

- **Perfil de consumo variable**

En este trabajo se utilizó un perfil de consumo con flujo y temperatura constante en las simulaciones anuales debido a la poca información con que se contaba en ese momento, sin embargo, al continuar con las mediciones del perfil de consumo es posible obtener los perfiles de acuerdo a las estaciones del año y tomando en cuenta periodos vacacionales, lo que daría como resultado una mejor representación de los consumos energéticos y costos de operación anuales.

- **Nuevas estrategias de control**

De acuerdo a los resultados obtenidos en este trabajo y demostrado el potencial de mejora mediante la modificación de la lógica de control, es posible implementar y evaluar nuevas estrategias de control. Si bien en el presente trabajo se analiza la posibilidad de ahorro en el costo de operación, esto no quiere decir que sea lo óptimo, por lo que queda abierta la posibilidad de mejora.

- **Estudio de distintas tecnologías de captación y aprovechamiento de energía solar**

La amplia librería de modelos numéricos de componentes para instalaciones termosolares que incorpora TRNSYS permite el estudio de distintas tecnologías para el aprovechamiento de la energía solar como lo son la concentración solar o el uso de seguidores solares. Gracias a esto es posible probar tecnologías distintas a la de tubos evacuados.

- **Nuevas aplicaciones y usos de la energía solar captada**

Existen muchas aplicaciones para la energía solar aparte del calentamiento de agua para uso domestico, como la calefacción de espacios mediante suelo radiante. TRNSYS dentro de sus muchas aplicaciones posee un componente que permite crear archivos que contienen la información de edificaciones como materiales de paredes, tecnologías de calefacción o ganancias de energía dado el uso del edificio y evaluar en Simulation Studio el uso de tecnologías alternativas.

## REFERENCIAS

---

- [1] et al. Edenhofer, O. *IPCC, 2014: Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, 2014.
- [2] Sandeep Kumar Adedeji A. Adelodun Ki-Hyun Kim Ehsanul Kabir, Pawan Kumar. Solar energy: Potential and future prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82:894—900, 2017.
- [3] Herimilio Valle-Pereña, Julio; Ortega-Navarro. *Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026*. 2012.
- [4] Fatih Biron. *Mexico Energy Outlook*. International Energy Agency, Paris, France, 2016.
- [5] REN21. *Renewables 2018 Global Status Report*. REN21 Secretariat, Paris, France, 2018.
- [6] Y.J. Dai Y.M. Han, R.Z. Wang. Thermal stratification within the water tank. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13:1014—1026, 2008.
- [7] Veltkamp WB Van Koppen CWJ, Thomas JPS. The actual benefits of thermally stratified storage in a small and medium size solar systems. *Proceedings of ISES solar world congress*, page 579—580, 1979.
- [8] Mikkelsen SE Furbo S. Is low-flow operation an advantage for solar heating systems? *Proceedings of ISES solar world congress*, 1:962—966, 1987.

- [9] Stefan Fortuin and Gerhard Stryi-Hipp. Solar collectors, non-concentrating. *Solar Energy*, pages 378–398, 2013.
- [10] A. Duffy L.M. Ayompe. Analysis of the thermal performance of a solar water heating system with flat plate collectors in a temperate climate. *Applied Thermal Engineering*, 58:447–454, 2013.
- [11] A. Duffy L.M. Ayompe. Comparative field performance study of flat plate and heat pipe evacuated tube collectors (etcs) for domestic water heating systems in a temperate climate. *Energy*, 36:3370–3378, 2011.
- [12] S.J. McCormack M. Conlon L.M. Ayompe, A. Duffy. Validated trnsys model for forced circulation solar water heating systems with flat plate and heat pipe evacuated tube collectors. *Applied Thermal Engineering*, 31:1536–1542, 2011.
- [13] J.L. Guzmán M. Berenguel E.F. Camacho M. Pasamontes, J.D. Álvarez. Hybrid modeling of a solar-thermal heating facility. *Solar Energy*, 97:577–590, 2013.
- [14] Alkishriwic Abdunnabia, Alakderb and Abughresc. Experimental validation of forced circulation of solar water heating systems in trnsys. *Energy Procedia*, 57:2477–2486, 2014.
- [15] A. Mezrhab T. Essabbani, F. Moufekkik and H. Naji. Numerical computation of thermal performance of a simulation of a solar domestic hot water system. *Applied Solar Energy*, 51:22–33, 2014.
- [16] R. Amorim J.F. Mendes V. Lopes P. Almeida, M.J. Carvalho. Dynamic testing of systems – use of trnsys as an approach for parameter identification. *Solar Energy*, 104:60–70, 2014.
- [17] S.P.Untawale R.L. Shrivastava, Vinod Kumar. Modeling and simulation of solar water heater: A trnsys perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67:126–143, 2016.

- [18] Felix Felgner Danny Jonasa, Danjana Theis and Georg Frey. A trnsys-based simulation framework for the analysis of solar thermal and heat pump systems. *Applied Solar Energy*, 53:126—137, 2017.
- [19] Simon Furbo Federico Bava. Development and validation of a detailed trnsys-matlab model for large solar collector fields for district heating applications. *Energy*, 135:698—708, 2017.
- [20] Tariq Talha Muhammad Wajahat Khan Fahad Sarfraz Butt Muhammad Shoaib Ahmed Khan, Abdul Waheed Badar. Configuration based modeling and performance analysis of single effect solar absorption cooling system in trnsys. *Energy Conversion and Management*, 157:351—363, 2018.
- [21] Douglas T. Reindl. *Estimating diffuse radiation on horizontal surfaces and total radiation on tilted surfaces*. Universidad de Wisconsin-Madison, Wisconsin, Madison, 1988.
- [22] C. Bertrand C. Demain, M. Journée. Evaluation of different models to estimate the global solar radiation on inclined surfaces. *Renewable Energy*, 53:710—721, 2013.
- [23] Worek W Duffie, Beckman W. *Solar Engineerring of Thermal Processes*. John Wiley and Sons, Oxford, New Jersey, 4 edition, 2013.
- [24] Davies J.A. Hay, J.E. Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface. *Proceedings First Canadian Solar Radiation Data Workshop*, page 59—72, 1980.
- [25] Coulson K. L. Temps, R. C. Solar radiation incident upon slopes of different orientations. *Solar Energy*, page 179—184, 1977.
- [26] T. M. Klucher. Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*, 23:111—114, 1979.
- [27] Jordan R. Liu B. Daily insolation on surfaces tilted towards the equator. *ASH-RAE*, 53:526—541, 1961.

- [28] R. C. Liu, B. Y.H. Jordan. The long term average performance of flat-plate solar energy collectors. *Solar Energy*, 7:53—74, 1963.
- [29] Azmi WH Norhafana M Razak AA Jamar A, Majid ZAA. A review of water heating system for solar energy applications. *Int Commun Heat Mass Transf*, 76:178—187, 2016.
- [30] Feng Qiu Xiangmei Zhang Xudong Zhao Zhangyuan Wang, Wansheng Yang. Solar water heating: From theory, application, marketing and research. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41:68—84, 2014.
- [31] Arno H.M. Smets René A.C.M.M. van Swaaij Miro Zeman Klaus Jäger, Olin-do Isabella. *Solar Energy: Fundamentals, Technology and Systems*. Delft University of Technology, Delft, Netherlands, 2014.
- [32] Vasilis M. Fthenakis Trevor M. Letcher. *A Comprehensive Guide to Solar Energy Systems*. Academic Press, 2018.
- [33] N.M Nahar. Capital cost and economic viability of thermosyphonic solar water heaters manufactured from alternate materials in india. *Renewable Energy*, 26:623—635, 2002.
- [34] Soteris Kalogirou. *Solar Energy Engineerring: processes and systems*. Elsevier, Oxford, UK, 1 edition, 2009.
- [35] Abdul-Jabbar N. Khalifa. Forced versus natural circulation solar water heaters: A comparative performance study. *Renewable Energy*, 14:77—82, 1998.
- [36] S. R Sanjeev Kumarc S. Siva Kumara, K. Mohan Kumarb. Design of evacuated tube solar collector with heat pipe. *Materials today: Proceedings*, 4:12641—12646, 2017.
- [37] K.Y. Ezuddin N.M. Al-Najem, A.M. Al-Marafie. Analytical and experimental investigation of thermal stratification in storage tank. *Int. J. Energy Res*, 17:77—88, 1993.

- [38] M.K. Kandari. Thermal stratification in hot storage-tanks. *Appl. Energy*, 35:299—315, 1990.
- [39] D.S. Jang S.N. Lee H.G. Yoon M.S. Shin, H.S. Kim. Numerical and experimental study on the design of a stratified thermal storage system. *Appl. Therm. Eng*, 24:17—27, 2004.
- [40] A.J. Ghajar Y.H. Zurigat, P.R. Liche. Influence of inlet geometry on mixing in thermocline thermal-energy storage. *Int. J. Heat Mass Trans*, 34:115—125, 1991.
- [41] J.V. Berkel. Mixing in thermally stratified energy stores. *Solar Energy*, 58:203—211, 1996.
- [42] M.R. Diab A.A. Hezagy. Performance of improved design for storage-type domestic electric water heaters. *Appl. Energy*, 71:287—306, 2002.
- [43] H. O. Njoku O. V. Ekechukwu S. O. Onyegegbu. Analysis of stratified thermal storage systems: An overview. *Heat Mass Transfer*, 50:1017—1030, 2014.
- [44] M.F. Lighstone K.G.T. Hollands. A review of low-flow, stratified tank solar water heating systems. *Solar Energy*, 43:97—105, 1989.
- [45] P. Poggi A. Louche C. Cristofari, G. Notton. Influence of the flow rate and the tank stratification degree on the performance of a solar flat-plate collector. *Int. J. Therm. Sci.*, 42:455—469, 2003.
- [46] Natividad Molero Villar. *Sistemas de refrigeración solar basados en máquinas de absorción para el sector residencial*. Universidad de Málaga, Málaga, España, 2015.
- [47] TRNSYS website. what is trnsys? url<http://www.trnsys.com/>, 2018.
- [48] LongJie Li Chul Kim Jong Hyun Kim, Uk Jae Lee and Hiki Hong. Improvement of collection efficiency and solar fraction in solar thermal storage system using a

- 3-way valve and a 2-stage flowrate control. *Journal of Mechanical Science and Technology*, 7:3347—3356, 2016.
- [49] Philippe Bournot Olfa Abdelhak, Hatem Mhiri. Cfd analysis of thermal stratification in domestic hot water storage tank during dynamic mode. *Build Simul*, 8:421—429, 2015.
- [50] Mohammad Javad Movahedi Mohammad Reza Assari, Hassan Basirat Tabrizi. Experimental study on destruction of thermal stratification tank in solar collector performance. *Journal of Energy Storage*, 15:124—132, 2018.
- [51] Simon Furbo Jianhua Fan. Thermal stratification in a hot water tank established by heat loss from the tank. *Solar Energy*, 86:3460—3469, 2012.
- [52] Beckman W et al. Klein, Duffie. *TRNSYS 17: Mathematical Reference*. Solar Energy Laboratory, Univ. of Wisconsin-Madison, Wisconsin, Madison, 2014.