



UNIVERSIDAD DE GUANAJUATO CAMPUS GUANAJUATO

**DIVISIÓN DE CIENCIAS NATURALES Y EXACTAS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA QUÍMICA**

**“DISEÑO DE SISTEMAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA TÉRMICA PARA
PROCESOS INDUSTRIALES ASISTIDOS CON ENERGÍA SOLAR DE BAJA
TEMPERATURA”**

TESIS

Para obtener el grado de:
**MAESTRO EN INGENIERÍA QUÍMICA
(INTEGRACIÓN DE PROCESOS)**

PRESENTA:

I.Q. DANIEL VELÁZQUEZ TORRES

DIRECTOR Y CO-DIRECTOR:

DR. GUILLERMO MARTÍNEZ RODRÍGUEZ

DR. MARTÍN PICÓN NÚÑEZ

DECLARATORIA

Por medio de la presente, me responsabilizo de la originalidad y autenticidad del presente trabajo titulado:

“DISEÑO DE SISTEMAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA TÉRMICA PARA PROCESOS INDUSTRIALES ASISTIDOS CON ENERGÍA SOLAR DE BAJA TEMPERATURA”

Presentado por:

I.Q. DANIEL VELÁZQUEZ TORRES

Directores de Tesis:

DR. GUILLERMO MARTÍNEZ RODRÍGUEZ

DR. MARTÍN PICÓN NÚÑEZ

“Cuando te perfeccionas, estás perfeccionando las vidas de quienes te rodean. Y cuando tienes el coraje de avanzar con confianza en la dirección de tus sueños, empiezas a beneficiarte del poder del universo.”

Robin Sharma

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi esposa (TATA), por estar siempre a mi lado y ser el gran apoyo de mí vida. Le agradezco por los sacrificios que ha realizado por mí. Por su amor incondicional y por cada segundo que paso a su lado.

AGRADECIMIENTOS

Muy importante, le agradezco a MI HERMANO DAVID y a mi cuñada ELY fueron las personas que me animaron y apostaron porque yo me superara, gracias a ellos estoy hoy aquí en México. Dave cada paso y cada proyecto de mi vida es para seguir tus pasos, gracias por tu confianza y por inculcarme responsabilidad. Gracias por amarme tanto.

Agradezco:

A mi mamá, por ser mi cómplice y confidente, por ser la persona en la cual siempre podré confiar con seguridad, por ser mi apoyo y mi luz, por cada anécdota de sus locuras que siempre me sacan una buena sonrisa, por su amor incondicional, su fortaleza espiritual y por inculcarnos a no renunciar nunca a nuestros sueños. Sé que no ha sido fácil la distancia ma, pero tu sacrificio valdrá cada segundo de nuestras vidas.

A mi papá por existir, por darme la vida e inculcarme desde pequeño que tenía que superarme constantemente, gracias por darnos tantas lecciones de vida. Pa siempre piensa que las necesidades que pasamos y los sacrificios que hicimos cuando pequeños forjaron nuestros caracteres (mío y de davisito). Gracias por todo.

A toda mi Familia por existir y por estar ahí cuando más los necesito. Son la base de lo que soy actualmente. Muy especial a mis abuelitos Nelsy y Ricardo por quererme tanto. A mis tías, tíos y primos por existir y preocuparse por mí.

A Marisel y al viejo, por su apoyo incondicional, por ayudarnos tanto en las decisiones que hemos tomado, por brindarme su comprensión y cariño, por saber que puedo confiar en ustedes de manera incondicional.

A mi asesor, el Dr. Guillermo, por su ayuda incondicional, por su guía constante para ser mejor persona, mejor investigador, por brindarme su experiencia profesional y su gran apoyo a esta investigación. Por su sabiduría y consejos para la vida y para futuras investigaciones y proyectos.

A mi co-asesor, el Dr. Picón, en primer lugar, por su excelente calidad como docente y en segundo lugar por brindarme tanto conocimiento y apoyo incondicional a este trabajo de investigación.

AGRADECIMIENTOS

*A la maestra **Amanda**, por su apoyo desinteresado y por siempre estar ahí cuando necesito de sus atenciones y sugerencias, por su gran ayuda en la presente investigación.*

*A mis sinodales, el **Dr. Fernando**, el **Dr. Jesús** y el **Dr. Zeferino** por su apoyo brindado en la revisión del presente trabajo de investigación y su aporte en sus comentarios y sugerencias.*

*A todos los **profesores** que me impartieron docencia y pude compartir con ellos, gracias por sus experiencias y por transmitirme sus conocimientos.*

*A mi grupo de maestría, **Erick, Cesar, Perls, Tinoco, Villi y Moni**, gracias por el apoyo brindado desde el primer momento, gracias por querer tanto **al cubano** jaja, por cada ayuda en clases, en estudio y sobre todo en las fiestas. Por cada momento difícil que superamos juntos y de estos aprendimos a querernos como un excelente grupo, recuerden siempre que son mi familia mexicana. Sin la ayuda de cada uno de ustedes no hubiese hoy unos agradecimientos.*

*A **todas las personas** que conocí en este trayecto, que me brindaron su amistad y su cariño, que hicieron más divertidos e inolvidables mis días.*

*A la **Universidad de Guanajuato** y principalmente al **Posgrado de Ingeniería Química** por abrirme las puertas a la superación y aceptarme como estudiante. Le agradezco al **CONACYT** por el apoyo brindado durante estos dos años, es una excelente oportunidad de la que gozan no sólo los mexicanos sino también los estudiantes internacionales como yo.*

*Le agradezco a **MÉXICO** en general, gracias por darme la posibilidad de hoy estar aquí y de conocer su cultura, su gente y vivir una experiencia única. Es un gran país y espero que este trabajo sirva para aportar mi granito. Gracias México por abrirme las puertas.*

*A **DIOS POR TODAS LAS BENDICIONES QUE ME HA DADO.***

¡A todos MIL GRACIAS!!!

RESUMEN

La tecnología termosolar ha sido probada por varias décadas en aplicaciones residenciales en donde el control de la temperatura no es importante y los volúmenes de energía no son significativos comparados con los utilizados en el sector industrial, en donde el control de temperatura es fundamental para su aplicación. La integración de la energía termosolar es un tema en desarrollo en el cual la intermitencia característica de la fuente solar debe ser ajustada con los requerimientos energéticos del proceso adquiriendo ventaja de los diferentes niveles de temperatura de la fuente solar y del sumidero del proceso. En el presente trabajo de tesis, empleando conceptos del análisis Pinch, se integró la energía termosolar en procesos industriales y se determinó la red de colectores solares con el menor número de unidades y el sistema de almacenamiento térmico con el menor tamaño. Se resolvió el problema existente entre la diferencia de los tiempos del requerimiento de energía por parte del proceso y la disponibilidad de la energía termosolar con el acoplamiento de la red de colectores solares y el sistema de almacenamiento térmico. Se incrementó la fracción solar hasta 1 en un proceso por lotes y hasta 0.25 en un proceso continuo. El estudio permitió que los procesos sean sostenibles, disminuyendo el costo total anual del sistema integrado y logrando tiempos de recuperación de la inversión menores a 3 años, así como la sustitución total o parcial de combustibles fósiles.

Palabras claves: Integración de energía termosolar, energías renovables, desarrollo sostenible.

ABSTRACT

Thermosolar technology has been tested for several decades in residential applications where temperature control is not important and energy volumes are not significant compared to those used in the industrial sector, where temperature control is fundamental for its application. The integration of thermosolar energy is a developing topic in which the characteristic intermittence of the solar source must be adjusted with the energy requirements of the process, gaining advantage of the different temperature levels of the solar source and the process sink. In the present thesis work, using Pinch analysis concepts, thermosolar energy was integrated into industrial processes and the network of solar collectors with the lowest number of units and the least size thermal storage system was determined. The problem between the difference in the timing of the energy requirement by the process and the availability of thermosolar energy with the coupling of the solar collector network and the thermal storage system was solved. The solar fraction was increased up to 1 in a batch process and up to 0.25 in a continuous process. The study allowed the processes to be sustainable, lowering the total annual cost of the integrated system and achieving recovery times for investment of less than three years, as well as the total or partial replacement of fossil fuels.

Keywords: Thermosolar energy integration, renewable energy, sustainable development.

ÍNDICE

RESUMEN.....	i
ÍNDICE DE TABLAS	v
ÍNDICE DE FIGURAS.....	vi
NOMENCLATURA	vii
INTRODUCCIÓN.....	1
Hipótesis	2
Objetivo general	2
Objetivos específicos	2
Justificación.....	3
Estructura de la Tesis.....	3
CAPÍTULO I ANTECEDENTES	5
CAPÍTULO II BASES CONCEPTUALES PARA LA INTEGRACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR	8
2.1 Integración de procesos	8
2.1.1 Análisis Pinch.....	9
2.1.2 Algoritmo de la tabla problema	10
2.1.3 Diseño de la red de recuperación de calor	12
2.1.4 Nociones sobre intercambiadores de calor	14
2.2 Red de colectores solares	16
2.2.1 Tipos de colectores solares.....	17
2.2.2 Colectores solares de placa plana.....	18
2.2.3 Arreglos de la red de colectores solares.....	20
2.3 Fracción solar.....	21
2.4 Sistema de almacenamiento térmico	22
2.4.1 Cálculos del sistema de almacenamiento térmico	22
CAPÍTULO III ANÁLISIS DE COSTOS	25
3.1 Costo de capital.....	26
3.1.1 Costos directos.....	26
3.1.2 Costos indirectos.....	28
3.2 Estimación del costo de capital.....	29
3.2.1 Tipos de estimaciones del costo de capital.....	29

ÍNDICE

3.3 Cálculos de costos.....	30
3.3.1 Costos de redes de recuperación de calor	31
3.3.2 Costos de los servicios auxiliares	32
3.3.3 Costos del sistema de almacenamiento térmico.....	32
3.3.4 Costos de redes de colectores solares	33
3.4 Índice de costo	34
3.5 Anualización de costos.....	36
3.6 Integración de costos.....	36
CAPÍTULO IV DISEÑO DE SISTEMAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA TÉRMICA SOLAR A PROCESOS INDUSTRIALES	38
4.1 Etapa I: Identificar los casos de estudio.....	38
4.2 Etapa II: Estrategias de diseño	39
4.2.1 Escenario I	39
4.2.2 Escenario II	40
4.2.3 Escenario III	40
4.3 Etapa III: Análisis de los resultados	41
CAPÍTULO V RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	42
5.1 Etapa I: Identificar los casos de estudio.....	42
5.1.1 Caso de estudio 1: Bioetanol a partir de melazas y bagazo.....	43
5.1.2 Caso de estudio 2: Bioetanol a partir de agave	45
5.1.3 Caso de estudio 3: Proceso de la industria de lácteos.....	46
5.2 Etapa II: Estrategias de diseño	48
5.2.1 Resultados del caso de estudio 1: Bioetanol a partir de melazas y bagazo	48
5.2.2 Resultados del caso de estudio 2: Bioetanol a partir de agave.....	54
5.2.3 Resultados del caso de estudio 3: Proceso de la industria de lácteos	60
5.3 Etapa III: Análisis de los resultados	65
CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	68
Conclusiones.....	68
Futuros proyectos.....	69
REFERENCIAS	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Clasificación de los colectores solares según el tipo de seguimiento solar [Fuente: Lozano (2019)].	18
Tabla 3.1: Porcentajes típicos para el costo de capital [Fuente: Couper (2003)]......	27
Tabla 3.2 Tipos de estimaciones del costo de capital [Fuente: AACE Internacional (2005)].	30
Tabla 3.3. Estimación de los parámetros a , b y c de la ecuación de costos para diferentes tipos de intercambiadores [Fuente: Towler y Sinnott (2013)].	31
Tabla 3.4: Estimación de los parámetros a , b y c de la ecuación de costos para diferentes tipos de tanques [Fuente: Towler y Sinnott (2013)]......	32
Tabla 3.5. Valores históricos del CEPCI [Fuentes: Vatavuk (2002) y CEPCI (2019)].	35
Tabla 5.1. Datos de las corrientes de proceso del caso de estudio 1.....	43
Tabla 5.2. Datos de las corrientes de proceso del caso de estudio 2.....	46
Tabla 5.3: Datos de las corrientes de proceso del caso de estudio 3.....	47
Tabla 5.4. Resultados del Escenario I para el caso de estudio 1.	49
Tabla 5.5. Resultados del Escenario II para el caso de estudio 1.	50
Tabla 5.6. Requerimientos de enfriamiento y calentamiento para el caso de estudio 1.	51
Tabla 5.7. Resultados del Escenario III para el caso de estudio 1.	53
Tabla 5.8. Resultados de los costos totales anualizados para cada escenario propuesto del caso de estudio 1.	54
Tabla 5.9. Resultados del Escenario I para el caso de estudio 2.	55
Tabla 5.10. Resultados del Escenario II para el caso de estudio 2.	56
Tabla 5.11. Requerimientos de enfriamiento y calentamiento para el caso de estudio 2. ..	57
Tabla 5.12. Resultados del Escenario III para el caso de estudio 2.	59
Tabla 5.13. Resultados de los costos totales anualizados para cada escenario propuesto del caso de estudio 2.	60
Tabla 5.14. Resultados del Escenario I para el caso de estudio 3.	60
Tabla 5.15. Resultados del Escenario II para el caso de estudio 3.	62
Tabla 5.16. Requerimientos de enfriamiento y calentamiento para el caso de estudio 3. ..	62
Tabla 5.17. Resultados del Escenario III para el caso de estudio 3.	64
Tabla 5.18. Resultados de los costos totales anualizados para cada escenario propuesto del caso de estudio 3.	65
Tabla 5.19: Resultados de los costos totales anuales para cada caso de estudio.	67

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Diagrama de curvas compuestas.....	10
Figura 2.2. Representación de un Diagrama de Rejilla o Grid.	12
Figura 2.3. Relaciones de los parámetros de diseño de intercambiadores de calor.....	15
Figura 2.4. Principios de operación básica de un colector solar [Fuente: Picón-Núñez et al. (2014)]......	17
Figura 2.5. Componentes de un colector solar de placa plana.....	19
Figura 2.6. Arreglos básicos para una RCS, (a) cascada, (b) serie, (c) paralelo y (d) paralelo-serie [Fuente: Picón-Núñez et al. (2013)]......	21
Figura 3.1: Esquema de integración del costo de capital [Fuente: Tovar de Rivera (2010)].	26
Figura 4.1. Etapas de la metodología propuesta.....	38
Figura 5.1. Diagrama de bloques del caso de estudio 1.	44
Figura 5.2. Diagrama de bloques del caso de estudio 2.	45
Figura 5.3. Diagrama de bloques del caso de estudio 3.	47
Figura 5.4. Diagrama de rejilla para un ΔT_{min} de 10 del caso de estudio 1.	52
Figura 5.5. Diagrama de la gran curva compuesta para un ΔT_{min} de 10 del caso de estudio 2.	58
Figura 5.6. Diagrama de rejilla para un ΔT_{min} de 10 del caso de estudio 2.	58
Figura 5.7. Diagrama de la gran curva compuesta para un ΔT_{min} de 10 del caso de estudio 3.	63
Figura 5.8. Diagrama de rejilla para un ΔT_{min} de 10 del caso de estudio 3.	64
Figura 6.1. Diagrama de la gran curva compuesta.	69

NOMENCLATURA

Símbolos	Definiciones	Unidades
Organizaciones		
AACE	American Association of Cost Engineering	
CEPCI	Chemical Engineering Plant Cost Index	
IRENA	International Renewable Energy Agency	
Siglas		
CC	Costo de capital	
CCA	Costo de capital anualizado	
CEA	Costo de energía anualizado	
CT	Capital de trabajo	
CTA	Costo Total Anual	
ETA	Energía térmica almacenada	
FTT	Fluido térmico de trabajo	
GCC	Gran curva compuesta	
HRL	Heat recovery loop	
RCS	Red de colectores solares	
RRC	Red de recuperación de calor	
SAT	Sistema de almacenamiento térmico	
SAC	Servicios auxiliares de calentamiento	
USD	Dólar estadounidense	
Variables		
A	Área de transferencia de calor	m^2
A_e	Área de equipo	m^2
A_{red}	Área de la red de recuperación de calor	m^2
A_s	Área de la superficie captadora	m^2
a, b, c	Parámetros de la ecuación de costos	adimensional
C_A	Costo anualizado	USD/año
CC_{SI}	Costo de capital del sistema integrado	USD
C_e	Costo de equipo	USD
C_p	Capacidad calorífica	$kJ/kg^{\circ}C$
C_{pc}	Capacidad calorífica de las corrientes calientes	$kJ/kg^{\circ}C$

NOMENCLATURA

C_{pf}	Capacidad calorífica de las corrientes frías	$\text{kJ/kg}^\circ\text{C}$
$CP_{entrada}$	Capacidad calorífica por flujo másico de las corrientes de entrada	$\text{kW}/^\circ\text{C}$
CP_{salida}	Capacidad calorífica por flujo másico de las corrientes de salida	$\text{kW}/^\circ\text{C}$
C_{RCS}	Costo de la red de colectores solares	USD
C_{RRC}	Costo de la red de recuperación de calor	USD
C_{SA}	Costo de los servicios auxiliares	USD
C_{SAC}	Costo del servicio auxiliar de calentamiento	USD
C_{SAE}	Costo del servicio auxiliar de enfriamiento	USD
C_{SAT}	Costo del sistema de almacenamiento térmico	USD
c_{SAT}	Capacidad específica del sistema de almacenamiento térmico	kWh/kg
$c_{SAT,esp}$	Capacidad de almacenamiento volumétrica específica	kWh/m^3
F	Factor de corrección	adimensional
f	Fracción solar	adimensional
G	Radiación solar	kW/m^2
h	Coefficiente individual de transferencia de calor	$\text{kW/m}^2\text{C}$
I	Índice de costo	adimensional
i	Interés anual	%
k	Intervalos	adimensional
N_{cor}	Número de corrientes	adimensional
N_{cic}	Número de ciclos	adimensional
N_e	Número de equipos	adimensional
N_{si}	Número de sistemas independientes	adimensional
n	Número de años de vida útil de equipos	año
\dot{m}	Flujo másico	kg/s
Q	Carga térmica	kW
Q_C	Requerimiento de calentamiento del proceso	kW
Q_f	Requerimiento de enfriamiento del proceso	kW
Q_i	Carga térmica de las corrientes calientes	kW
Q_j	Carga térmica de las corrientes frías	kW
$Q_{perdido}$	Energía total que se pierde al ambiente	kW
$Q_{recibido}$	Energía total absorbida	kW
Q_{solar}	Energía suministrada por una instalación termosolar	kW
Q_{total}	Energía total requerida	kW

NOMENCLATURA

$Q_{\acute{u}til}$	Calor ganado por el fluido térmico de trabajo	kW
R_f	Coeficiente de ensuciamiento	kW/m ² °C
R_w	Coeficiente de resistividad	kW/m ² °C
T	Temperatura	°C
T_a	Temperatura ambiente	°C
T_c	Temperatura de las corrientes calientes	°C
$T_{c,int}$	Intervalo de temperaturas calientes	°C
T_f	Temperatura de las corrientes frías	°C
$T_{f,int}$	Intervalos de temperaturas frías	°C
T_{in}	Temperatura de entrada	°C
T_{out}	Temperatura de salida	°C
T_s	Temperatura de suministro	°C
t_{SAT}	Tiempo de funcionamiento del sistema de almacenamiento térmico	h
T_{sup}	Temperatura de superficie	°C
T_t	Temperatura objetivo	°C
U	Coeficiente global de transferencia de calor	kW/m ² °C
U_L	Coeficiente global de pérdidas de calor	kW/m ² °C
V_{SAT}	Volumen del sistema de almacenamiento térmico	m ³

Letras griegas

α	Absorbancia	adimensional
γ_0	6,768.82	adimensional
γ_1	202,822.47	adimensional
γ_2	-1,576.96	adimensional
γ_3	32.58	adimensional
γ_4	994.10	adimensional
γ_5	3.52	adimensional
γ_6	0.14	adimensional
γ_7	0.45	adimensional
γ_8	1.00	adimensional
γ_9	0.54	adimensional
γ_{10}	261.61	adimensional
ΔH	Variación de entalpía	kW
ΔH_k	Cambio de entalpía en el intervalo k	kW

NOMENCLATURA

ΔT_k	Diferencia de temperatura en el intervalo k	°C
ΔT_{ME}	Diferencia de temperatura media efectiva	°C
ΔT_{ML}	Diferencia de temperatura media logarítmica	°C
$\Delta T_{ML,k}$	Diferencia de temperatura media logarítmica en el intervalo k	°C
ΔT_{min}	Diferencia de temperatura mínimo	°C
ΔT_{SAT}	Gradiente térmico del sistema de almacenamiento térmico	°C
η	Eficiencia de un colector solar	adimensional
η_{RCS}	Eficiencia de la red de colectores solares	adimensional
ρ	Densidad	kg/m ³
τ	Transmitancia	

INTRODUCCIÓN

En la actualidad existe un agravado deterioro ambiental originado en gran medida por la deforestación, los desechos industriales, la agricultura, la minería y el uso de combustibles fósiles. Esto, aunado al aumento de la población mundial y el consumo excesivo de recursos naturales para satisfacer la demanda energética mundial ha alcanzado niveles ilimitados. Es por ello que instituciones gubernamentales, educativas y de investigación están orientando sus esfuerzos a la búsqueda de fuentes alternas de energía que puedan sustituir de manera parcial o total los combustibles fósiles para una aplicación continua y un uso eficiente de la energía.

A nivel global el sector industrial demanda mayor cantidad de energía en comparación con otros sectores y este consumo representa un indicador de progreso económico, es decir, el consumo de energía mide el grado de industrialización de un país y la calidad de vida de sus habitantes. Además, el industrial, es uno de los sectores en el que más se han evidenciado las medidas para mejorar la eficiencia energética.

Con políticas energéticas adecuadas se puede asegurar el suministro energético necesario para cubrir los requerimientos de los usuarios mediante la diversificación de fuentes primarias de energía y la utilización de tecnologías limpias. Sin embargo, a pesar de que los efectos relacionados con el aumento de los costos de energía y la seguridad del suministro, pueden resolverse mediante una política de eficiencia energética, una transición simultánea y paulatina hacia fuentes de energía renovables también puede ser necesaria a mediano y largo plazo para garantizar la sostenibilidad, tanto medioambiental como económica (Atkins et al. 2010).

La energía solar fototérmica en la actualidad es una fuente de energía renovable no muy utilizada que aprovecha el calor que recibe del sol mediante su transferencia a un fluido de trabajo. Los sistemas solares térmicos, si se integran correctamente dentro de un proceso industrial tienen el potencial de abastecer una parte o la totalidad de la demanda térmica, por lo que podrían proporcionar un progreso significativo hacia una mayor eficiencia energética y reducción de las emisiones de gases contaminantes (Walmsley et al. 2015).

Los sistemas solares térmicos se han utilizado predominantemente en el sector residencial para suministrar agua caliente y calefacción de espacios (Vannoni et al. 2008). Los sectores industriales de alimentos, lácteos, bebidas y textiles se han identificado como los principales procesos que podrían beneficiarse del uso de la energía solar térmica aportando calor al proceso (Kalogirou, 2004). Desafortunadamente, debido a una serie de factores que incluyen costos de energías convencionales relativamente bajos, alto costo de capital asociado con la tecnología solar y una pobre cultura en el uso de fuentes alternas de energía, la industria no ha evolucionado

INTRODUCCIÓN

lo suficiente para utilizar la energía solar como suministro de calor al proceso de manera más habitual. Además, las aplicaciones industriales generalmente requieren temperaturas más altas y mayores volúmenes que las aplicaciones residenciales y comerciales. Finalmente, uno de los mayores desafíos que debe considerarse para el diseño de sistemas solares térmicos es la conciliación entre la demanda de calor del proceso y la naturaleza variable del suministro de energía solar.

La integración de calor de proceso mediante el análisis Pinch es un campo exitoso de la ingeniería que tiene como objetivo minimizar la cantidad de energía utilizada en procesos industriales con resultados probados y útiles (Smith, 2005). Para el caso de la integración de la energía termosolar a proceso el desafío es aún mayor debido a que las energías renovables, y en particular la energía solar, es intermitente por naturaleza en el suministro y es un recurso de baja intensidad.

En el presente trabajo se busca determinar las variables de diseño de un dispositivo termosolar para la integración de la energía que de este se genera en un proceso industrial, reduciendo los costos totales anuales, las emisiones de gases de efecto invernadero y garantizando la estabilidad en el suministro de energía. La determinación de la fuerza impulsora (ΔT_{min}) permite alcanzar el menor costo total de la red de recuperación de calor (RRC) y del dispositivo termosolar integrado, así como lograr un aumento de la eficiencia energética, haciendo un mejor uso de la energía y ayudando a garantizar que el sector industrial siga siendo rentable.

Hipótesis

La integración de la tecnología termosolar de baja temperatura en procesos industriales mediante los principios del análisis Pinch permitirá igualar la necesidad energética del proceso con la disponibilidad del recurso energético solar obteniendo los menores costos totales del sistema integrado.

Objetivo general

Implementar un método que incorpore las diferentes variables de la integración del calor solar a un proceso industrial para el diseño de sistemas asistidos con energía solar de baja temperatura que presenten los menores costos de operación.

Objetivos específicos

1. Establecer los procedimientos para lograr dos objetivos de diseño: minimizar el requerimiento externo de energía y maximizar el uso de la energía solar en procesos industriales.

INTRODUCCIÓN

2. Establecer la metodología para cuantificar el impacto de las variables principales que intervienen en la integración de la energía solar en procesos industriales.
3. Establecer estrategias de diseño para ampliar el tiempo de operación con energía solar en función de la inversión requerida.

Justificación

Actualmente existen un número significativo de investigaciones sobre sistemas solares fototérmicos, no tanto así en cuanto a la integración de estos sistemas a procesos industriales. La tecnología termosolar está alcanzado un nivel de desarrollo importante con relación a las tecnologías convencionales, por ello su uso en la integración de procesos para proveer calor puede ser una excelente oportunidad para reducir el consumo externo de energía y minimizar los costos y la contaminación ambiental.

Estructura de la Tesis

El presente trabajo de tesis está organizado en cinco capítulos para una mejor comprensión de su contenido. En cada uno de ellos se abordarán temáticas fundamentales y conceptos que contribuirán al análisis, evaluación y obtención de los resultados.

En el **CAPÍTULO I** se presentan los antecedentes de la integración de energía termosolar a procesos. Esto se obtuvo mediante una revisión del estado del arte y la literatura con el fin de proporcionar los datos más recientes.

En el **CAPÍTULO II** se muestra una recopilación de conceptos fundamentales para lograr la integración de la energía termosolar a un proceso. Se exponen las características de los colectores solares como fuente principal de estudio en la investigación. Se abordan conceptos acerca de la fracción solar y se presentan algunos de los aspectos principales para el diseño de sistemas de almacenamiento.

En el **CAPÍTULO III** se realiza un análisis de costos, se muestran las ecuaciones que se utilizan para el cálculo de costos en la red de recuperación de calor, los servicios auxiliares, la red de colectores solares y el sistema de almacenamiento térmico.

En el **CAPÍTULO IV** se expone la metodología que se utiliza para la integración de los sistemas solares térmicos con el proceso, así como las diferentes variantes analizadas para la inclusión del sistema de almacenamiento térmico.

INTRODUCCIÓN

En el **CAPÍTULO V** se presentan los resultados obtenidos de la actual investigación y se realiza una discusión de los mismos, dando a conocer los aportes y la utilidad en la incorporación de la energía termosolar a procesos.

CAPÍTULO I ANTECEDENTES

La integración de la energía solar térmica para procesos industriales representa un desafío importante para las técnicas actuales de análisis Pinch, ya que tienden a suponer que los procesos industriales son continuos y que los métodos utilizados para los procesos por lotes no se desarrollan de manera tan completa según Morrison et al. (2007). Además, la energía solar, es inestable en el suministro por su naturaleza y es un recurso de baja intensidad. Dicho de otra manera, la integración de la energía solar renovable en un proceso industrial es problemática y difícil de tratar con las técnicas actuales de integración de procesos, ya que tanto la demanda como la fuente son inestables y no continuas.

Atendiendo lo inestable y la baja intensidad de la energía solar existen puntos importantes por resolver que deben considerarse al buscar integrar a la energía termosolar. Debido a la naturaleza no continua del recurso solar, las estrategias de almacenamiento y de control deben considerarse cuidadosamente, ya que pueden agregar un costo adicional que puede ser significativo en el costo total del dispositivo para la integración de la energía termosolar. La demanda de calor por parte del proceso comúnmente es no continua en muchos procesos industriales. Como resultado, el perfil de temperatura/entalpía, así como la temperatura en donde se enmarca el punto Pinch, pueden cambiar con el tiempo a medida que varía la demanda.

Existe una cantidad significativa de investigaciones sobre el uso de sistemas termosolares en el sector residencial para calentamiento de agua y espacios en casa habitación, en contraste se ha realizado una cantidad relativamente pequeña de investigaciones sobre la integración de la tecnología termosolar a los procesos industriales. A continuación, se presentan los principales aportes de investigadores en el área de integración de calor solar a proceso.

Baniassadi et al. (2015) desarrollaron una herramienta de diseño para encontrar el mejor escenario de integración energética fijando como objetivo la fracción solar. Además, llevaron a cabo una optimización económica de la integración mediante el cálculo de la fracción solar para una cierta cantidad de inversión de capital. En ese mismo año, Walmsley et al. (2015) estudiaron tres escenarios para la integración de la energía solar a un proceso industrial utilizando un HRL (heat recovery loop) y determinaron el mejor escenario para la integración de la energía solar.

Abdelhady et al. (2015) desarrollaron un enfoque de diseño jerárquico para la integración óptima de procesos de calentamiento y potencia, logrando la integración entre la demanda térmica del proceso, la energía solar obtenida y un servicio auxiliar de calentamiento.

Según Allouhi et al. (2017) presentaron un procedimiento para la optimización y simulación de un sistema de calefacción solar centralizado que proporciona agua caliente a cuatro procesos con diferentes niveles de temperatura y perfiles de carga. Evaluaron una empresa de procesamiento de leche como caso de estudio y utilizaron el método del costo del ciclo de vida para seleccionar el tamaño óptimo de los principales parámetros de diseño para la toma de decisiones.

Sharma et al. (2017) realizaron una revisión de la literatura publicada disponible sobre calentamiento de procesos industriales con energía termosolar. Los aspectos considerados en la revisión son el potencial de utilización, el estado actual de la tecnología, los aspectos de diseño e integración, la evaluación del desempeño de los equipos termosolares, la evaluación económica y ambiental, las barreras para la adopción a gran escala y reflejaron algunos de los casos de estudio más representativos en la literatura.

Farjana et al. (2018) presentaron una revisión detallada del potencial actual y de los aspectos futuros de la utilización de sistemas de calentamiento de procesos industriales a partir de aplicaciones termosolares. Este documento presenta una revisión exhaustiva de los posibles procesos industriales que pueden adoptar sistemas de calentamiento de procesos solares y, por lo tanto, transitar hacia una producción sostenible en las industrias.

El almacenamiento de calor es fundamental para obtener mejores rendimientos y eficiencias en el proceso. Baniassadi et al. (2018) evaluaron el efecto del área, la eficiencia del colector, el ΔT_{\min} y el tamaño del almacenamiento en la fracción solar. Los resultados sugieren que el efecto del área y de la eficiencia de un colector solar en la fracción solar es mayor en sistemas con almacenamiento térmico, y el efecto se incrementa a medida que aumenta el número de colectores de la red.

Martínez et al. (2019) introdujeron el concepto de operación flexible en el diseño de redes de colectores solares para procesos a baja temperatura. Los objetivos de diseño son: (a) El suministro térmico del proceso (carga térmica y temperatura mínima requerida), y (b) la maximización del tiempo de operación durante el día. Asimismo, se estudió el efecto de la temperatura de alimentación a la red y la variación de flujo en el desempeño de la red.

Abikoye et al. (2019) presentaron una superestructura de diagrama de flujo y posibilidades de integración para la optimización simultánea de la mayor parte de la energía solar directa e indirecta alcanzable a través del almacenamiento de calor en operaciones industriales. Establecieron modelos de programación no lineal de enteros mixtos de períodos múltiples y facilitaron la dinámica en el perfil de suministro y demanda de calor utilizando intervalos de tiempo discretos. Realizaron además un análisis de sensibilidad para medir el comportamiento de la carga de calor que se logra alcanzar con cierta área de los colectores solares.

Hamedi et al. (2020) establecieron la primera metodología basada en simulación para el trabajo integrado de síntesis de red de intercambio de calor, que no necesita correlaciones ni suposiciones simplificadoras. Propusieron una superestructura generalizada que reduce la región de búsqueda factible para la síntesis de redes de intercambio de calor. Los autores utilizaron el método de optimización de enjambre de partículas siendo el más adecuado para el problema de optimización basado en la simulación multimodal no convexo.

CAPÍTULO II BASES CONCEPTUALES PARA LA INTEGRACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR

Actualmente, el constante incremento en los precios de los combustibles fósiles y la aparición de nuevas leyes ambientales convierten algunos procesos industriales en ineficientes. Por lo cual la industria moderna de los procesos químicos muestra la preocupación de hacer un uso eficiente de la energía y de reducir las emisiones contaminantes, lo que ha llevado a la generación de tecnologías para diseño o rediseño de procesos con niveles mínimos de consumo de energía. A partir de las mejoras en los procesos se han alcanzado ahorros significativos de servicios adicionales de calentamiento y/o enfriamiento que representan un potencial interesante en el perfeccionamiento de la economía en la industria en general.

Una de dichas tecnologías es el análisis Pinch que surgió como respuesta a la crisis energética de la década de los 70's gracias a los trabajos pioneros de Hammad y Linnhoff, siendo este último quien lograra el mérito de llevar el estudio a nivel de aplicación industrial bajo la denominación de tecnología Pinch a comienzos de los años 80. La metodología de integración de procesos fue desarrollada en sus inicios en los campos de la integración de calor, la eficiencia energética y el ahorro de energía. Ésta aún proporciona las bases de diseño para los sistemas combinados de calor y energía, refrigeración y calefacción (Klemeš, 2013).

En el uso de esta tecnología se busca maximizar la recuperación de calor dentro de un mismo proceso y minimizar el uso de servicios auxiliares, esto partiendo desde un diseño base o en un rediseño de una determinada planta industrial. En un proceso químico en general se tienen varias corrientes y las mismas demandan servicios de calentamiento o enfriamiento que pueden ser agua caliente, vapor de baja, media o alta presión y agua de enfriamiento. En todo caso el diseño o rediseño de la red de recuperación de calor no es tarea sencilla y requiere de la ayuda de los conceptos del análisis Pinch para lograr los objetivos propuestos, es decir, redes con bajos costos totales y un mínimo uso de servicios auxiliares. Este análisis, en general, puede agregar en la instalación equipos adicionales de intercambios de calor, sin embargo, el ahorro de los costos energéticos en la mayoría de los casos compensa los gastos producidos por la compra de equipos.

2.1 Integración de procesos

La integración de procesos es una de las tareas más complejas y exigentes confrontada por el ingeniero químico. Desde un punto de vista de los especialistas en la materia, el uso de técnicas de integración de procesos se introdujo lentamente como consecuencia de las condiciones cambiantes en la producción industrial y el surgimiento de grandes avances productivos y

tecnológicos. En ese sentido, conviene aclarar que la mayoría de los procesos químicos actuales surgieron hace mucho tiempo, cuando no existían métodos sistemáticos para la generación de las estructuras óptimas de los mismos (Scenna y Benz, 1999).

La integración de procesos se ha llevado a cabo a lo largo de muchos años a través de la experiencia ingenieril y por la observación de los procesos específicos. Sin embargo, con el arribo de la tecnología Pinch, cuestionada por unos y bienvenida por otros, fueron reconocidas las ideas originales acerca de la integración de procesos, ya que dio al ingeniero la posibilidad de determinar de manera precisa toda la energía que debe utilizar realmente en la planta industrial. Usando los conceptos que engloba el análisis Pinch, el ingeniero puede convertirse en controlador del proceso, puede tomar en cuenta aspectos importantes como la operabilidad, la disposición de la planta, la seguridad y guiarse hacia una solución donde no solamente se tome en cuenta la eficiencia térmica, sino que este dentro de los parámetros operacionales de la industria (Pedraja y Martínez, 2009).

2.1.1 Análisis Pinch

La tecnología Pinch es una metodología que comprende un grupo de técnicas estructuradas para la aplicación sistemática de la primera y segunda ley de la termodinámica, siendo a la vez simples y prácticas. La aplicación de estas técnicas facilita el diseño ingenieril del proceso logrando comprender la importancia fundamental dentro de la integración térmica entre el proceso químico y los sistemas auxiliares. Esto facilita la optimización del consumo total de energía externa y de las áreas del proceso y la configuración del sistema de los servicios auxiliares para la simulación detallada final (Akpa y Okoroma, 2012).

El análisis Pinch permite identificar los mínimos requerimientos de calentamiento y enfriamiento para una fuerza impulsora mínima (ΔT_{min}). El punto de pliegue (punto Pinch) separa el proceso en dos sistemas termodinámicamente independientes. Por encima se tiene un sumidero de calor que continuamente absorbe calor de una fuente externa y por debajo una fuente de calor, que alimenta mediante el exceso de calor generado en el proceso a un sumidero de calor externo.

El primer paso en la aplicación del análisis Pinch es representar todo el proceso en un diagrama temperatura-entalpía por medio de curvas compuestas (Figura 2.1). El procedimiento primero predice, antes que el diseño, los requerimientos mínimos de energía externa. Luego se determina el área de la red de recuperación de calor y con la elaboración del diagrama de rejilla se obtiene el número de equipos de intercambio de calor para un proceso determinado. Posteriormente se diseña una red de intercambio de calor que satisfaga esos objetivos energéticos. Finalmente, la red se optimiza mediante la comparación de los costos energéticos y de los costos fijos de la red

de tal manera que el costo total anual sea mínimo, por lo tanto, el objetivo primordial del análisis Pinch es lograr ahorros financieros mediante la integración de calor en el proceso.

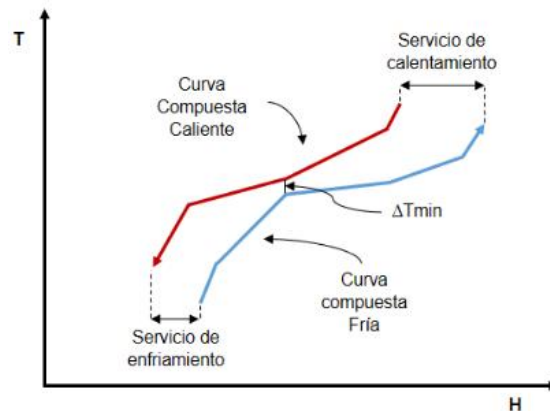


Figura 2.1. Diagrama de curvas compuestas.

En la Figura 2.1 la región horizontal en que se sobreponen las curvas corresponde a la máxima recuperación de energía entre las corrientes calientes y las corrientes frías del proceso. Los valores de consumo mínimo de servicios se obtienen con las curvas compuestas, midiendo las regiones de entalpías en que las curvas no se traslapan. En el extremo superior derecho de las curvas se determina el calentamiento mínimo mientras que el enfriamiento mínimo se obtiene en el extremo izquierdo inferior. Así, el servicio de calentamiento mínimo, si se requiere, debe ubicarse en la región de temperaturas más altas del diagrama, mientras que el enfriamiento debe ubicarse en la región de las temperaturas más bajas.

2.1.2 Algoritmo de la tabla problema

Se trata de un procedimiento numérico para determinar los objetivos de recuperación de calor para un problema de síntesis de redes de intercambio de calor. Desarrollado por Linnhoff y Flower en 1978, permite el cálculo de las temperaturas en donde se enmarca el punto Pinch y los mínimos requerimientos de servicios auxiliares involucrando ajustes de temperaturas, intervalos de temperatura, balance de entalpías y la obtención de la cascada de calor (Towler y Sinnott, 2013).

El procedimiento es el siguiente:

1. Convertir las temperaturas actuales de las corrientes calientes y frías, T_c y T_f , respectivamente, a intervalos de temperatura $T_{c,int}$ o $T_{f,int}$, restando la mitad de la diferencia mínima de temperatura que se requiera evaluar a las temperaturas de las corrientes calientes y sumando la mitad a las temperaturas de las corrientes frías, como se muestran en las Ecuaciones 2.1 y 2.2:

$$T_{c,int} = T_c - \frac{\Delta T_{min}}{2} \quad (2.1)$$

$$T_{f,int} = T_f + \frac{\Delta T_{min}}{2} \quad (2.2)$$

El uso del intervalo de temperatura en lugar de las temperaturas reales permite tomar en cuenta la diferencia mínima de temperaturas.

2. Notar cualquier intervalo de temperaturas duplicado.
3. Clasificar los intervalos de temperatura según su orden de magnitud, mostrando las temperaturas duplicadas una sola vez.
4. Llevar a cabo un balance de entalpías para las corrientes dentro de cada intervalo de temperatura. Para un intervalo n :

$$\Delta H_k = (\sum Cp_j - \sum Cp_i) \Delta T_k \quad (2.3)$$

donde:

ΔH_k es el calor neto requerido en el intervalo k , $\sum Cp_j$ y $\sum Cp_i$ son la suma de las capacidades caloríficas de todas las corrientes frías y calientes respectivamente, y ΔT_k es la diferencia de temperatura en el intervalo k .

5. Identificar los intervalos con déficit y con exceso de calor.
6. Construir la cascada de calor proponiendo un excedente de calor desde un intervalo superior al inferior siguiente en la columna de intervalos de temperatura. Hacer esto implica que la diferencia de temperatura es tal que el calor puede ser transferido entre la corriente caliente y la corriente fría. La presencia de un valor negativo en la columna indica que el gradiente de temperatura está en la dirección equivocada y que el intercambio es termodinámicamente imposible. Esta dificultad puede superarse si se introduce el calor desde el domo de la cascada.
7. Introducir suficiente calor al domo de la cascada para eliminar todos los valores negativos al final. Se toma el valor absoluto del calor más negativo de la cascada para reiniciar la iteración hasta que un calor se iguale a cero. Éste será el punto Pinch. Los calores de entrada y salida serán los requerimientos energéticos en los servicios de calentamiento y enfriamiento, respectivamente.

La cascada de calor es un diagrama de flujo definido sobre un número de intervalos de temperatura desde la más alta hacia la más baja, donde los servicios auxiliares de calentamiento se suministran a las temperaturas más altas y el calor desciende entre intervalos sucesivos de temperatura. La salida del último intervalo está dirigida a los servicios auxiliares de enfriamiento. La cascada, cuando está construida apropiadamente, también indica la localización del punto Pinch.

Al graficar la cascada de calor contra las temperaturas de cada uno de los intervalos se obtiene la gran curva compuesta (GCC), esta se utiliza cuando se van a seleccionar los servicios auxiliares y a determinar las temperaturas a los cuales estos serán suministrados, es decir muestra las corrientes calientes y frías integradas de forma gráfica. Con el análisis de esta gran curva se determina la variación del abasto y de la demanda de calor en todo el proceso y a los distintos niveles de temperatura que lo requiere. Usando este diagrama el diseñador puede decidir qué servicios auxiliares se estarán utilizando (Pedraza, 2017).

2.1.3 Diseño de la red de recuperación de calor

El diseño de la red de recuperación de calor es un aspecto clave del diseño de procesos químicos. Por lo general, se puede lograr un ahorro de energía del 20 – 30 % cuando se implementa una red de recuperación de calor en comparación con un proceso sin dicha red, además de significativos ahorros de capital mediante la incorporación de un diseño mejorado. La tarea implica la colocación de intercambiadores de calor de proceso y servicios auxiliares para calentar y enfriar flujos de proceso desde el suministro especificado hasta las temperaturas objetivo especificadas. El objetivo principal de la incorporación de una RRC es minimizar los costos totales según Linnhoff y Hindmarsh (1983).

Lo que se busca es una red con el menor número posible de intercambiadores, esta red debe maximizar la recuperación de calor, minimizar el consumo externo de energía, minimizando los servicios de calentamiento y enfriamiento y minimizar los costos, así como eliminar los “cuellos de botella” (etapa del proceso que limita la producción).

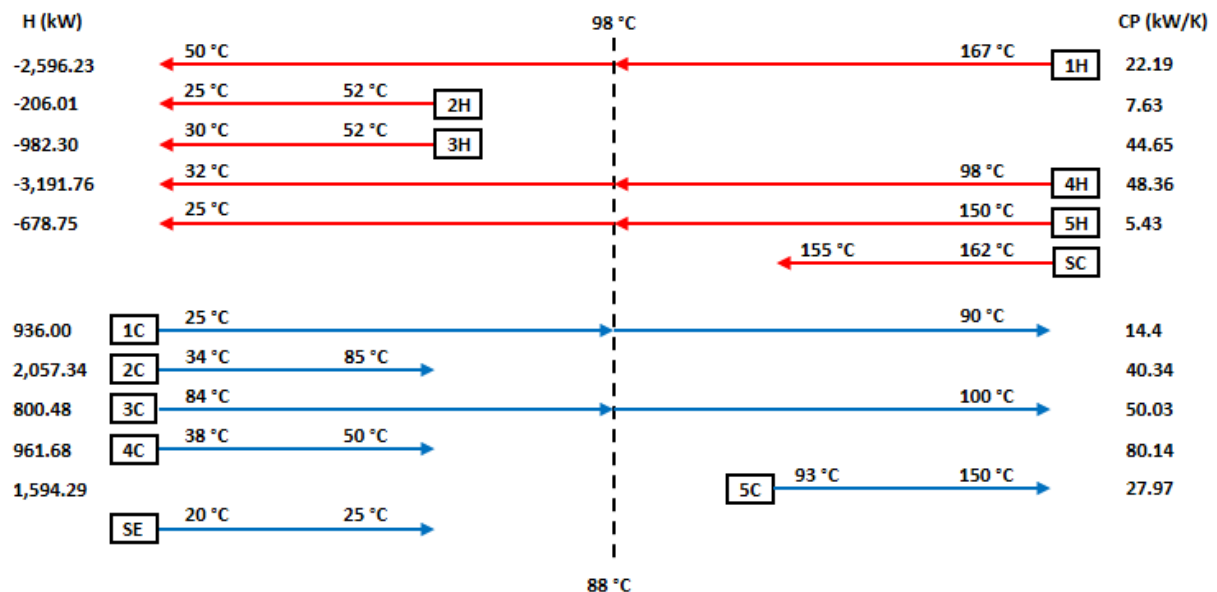


Figura 2.2. Representación de un Diagrama de Rejilla o Grid.

Una red de recuperación parte de la información básica de un proceso, es decir, del tipo de corriente, temperatura de entrada y de salida, el C_p y el ΔH de cada corriente. Toda la energía disponible por las corrientes calientes debe ser utilizada por las corrientes frías al calentarse. La forma más común de representar los datos de las corrientes de las tablas es mediante un diagrama Grid como se muestra en la Figura 2.2, donde el lado derecho corresponde a temperaturas por arriba del Pinch y el lado izquierdo a temperaturas por debajo del Pinch.

Como se mencionó en la sección 2.1.1, y se observa en la Figura 2.2 la temperatura del punto de pliegue o Pinch descompone al sistema en dos sistemas termodinámicamente independientes. Esto es, arriba del Pinch, un sistema donde sólo se requieren servicios auxiliares calientes y debajo del Pinch donde sólo se requieren servicios auxiliares fríos. Con la construcción de este diagrama de rejilla es posible determinar el número de unidades de transferencia de calor para cada uno de los cambios de temperaturas que se evalúen y esto se verá a continuación.

Smith (2005) obtuvo que el número de unidades de intercambiadores de calor podría estar representado por la teoría de grafos. Explicado en pocas palabras un grafo es cualquier colección de puntos en los que algunos pares de estos puntos están conectados por líneas. Para entender mejor la analogía propuesta los puntos representan los equipos de intercambio de calor y trasladando esto al contexto de una red de recuperación de calor donde se requieren de varios equipos, el cálculo del número de unidades se expresa de la siguiente forma:

$$N_e = N_{cor} + N_{cic} - N_{si} \quad (2.4)$$

Donde N_{cor} es el número de corrientes del proceso, N_{cic} representa la cantidad de ciclos existentes en el sistema. Dentro de una red de recuperación de calor integrada por intercambiadores de calor y corrientes de proceso pueden existir ciclos. Generalmente los ciclos no se consideran en el cálculo inicial ya que para determinar los mismos el diseño de la red de recuperación tiene que estar completo. Es por ello que la eliminación de ciclos de un sistema puede reducir el número de unidades de intercambio de calor al concluir el diseño.

En la Ecuación 2.4, N_{si} representa el número de sistemas independientes, esto está dado por corrientes que tengan el mismo nivel de temperatura y carga térmica, es decir que estén en balance térmico entre ellas, por lo que estas pueden enlazarse entre ellas sin que se requiera entregar o recibir calor de otras corrientes del sistema. Tales balances son muy propensos a que sean inusuales y para nada fáciles de predecir, es por ello que la suposición más segura para N_{si} es que sólo habrá un sistema independiente. Con estos planteamientos se llega a un caso especial que es cuando la red de recuperación de calor tiene un solo sistema independiente y está libre de ciclos. Entonces, con estas suposiciones se puede determinar el número de

unidades conociendo solamente el número de corrientes del proceso como lo expresa la Ecuación 2.5:

$$N_e = N_{cor} - 1 \quad (2.5)$$

Esta ecuación también tiene la particularidad que se aplica para los casos en donde no se tenga punto Pinch, es decir, sólo las corrientes del proceso. Esto es para casos de estudios muy básicos donde aún no se han establecidos cálculos de Pinch y sólo se requiera una estimación del número de equipos preliminar.

Ahora bien, para un sistema con evaluación del punto Pinch no se permite transferencia de calor a través del Pinch por lo que el número de intercambiadores mínimo es la suma de los intercambiadores tanto arriba como abajo del Pinch utilizando la Ecuación 2.5. Esto se expresa en la Ecuación 2.6:

$$N_e = (N_{cor} - 1)_{arriba} + (N_{cor} - 1)_{abajo} \quad (2.6)$$

Una vez obtenido el número de equipos de transferencia de calor se procede al diseño de la red de recuperación de calor, para el diseño se deben seguir una serie de reglas que se enumeran a continuación:

1. Regla de los CPs: $CP_{salida} \geq CP_{entrada}$.
2. Empezar con las corrientes que crucen el punto Pinch.
3. De las corrientes que crucen el punto Pinch, iniciar con las que entran al Pinch.
4. De las corrientes que entran al Pinch, iniciar con las que tienen el mayor CP.
5. Maximizar la carga, es decir que se debe agotar la demanda o el requerimiento de energía de cualquiera de las dos corrientes que intervienen en el proceso de transferencia de calor.
6. Los enlaces o intercambiadores críticos son los equipos donde las corrientes entran o salen del Pinch.
7. Alejado del Pinch, donde existen mayores gradientes de temperatura, puede no cumplirse la regla de los CPs.

2.1.4 Nociones sobre intercambiadores de calor

Como principales componentes de una red se tienen a los intercambiadores de calor los cuales deben cumplir las principales disposiciones como: objetivo de diseño, ecuación de diseño, lógica de diseño, velocidades, coeficientes de transferencia de calor, caída de presión, factor de corrección de la temperatura y la efectividad térmica.

Para evaluar el objetivo de diseño se establecen determinados parámetros como, la carga térmica, el costo, las dimensiones y la caída de presión, de los cuales la capacidad de transmitir una determinada carga térmica sería un objetivo específico de diseño y por ende la base para el mismo, las dimensiones pueden ser un objetivo específico dependiendo de cómo se plantea el problema.

Se realiza un análisis de la ecuación general de diseño (Ecuación 2.7), para obtener el comportamiento de las diferentes variables en el diseño de equipos de transferencia de calor.

$$A = \frac{Q}{U \cdot \Delta T_{ME}} \tag{2.7}$$

Donde A es el área de transferencia de calor expresada en m^2 , ΔT_{ME} es la diferencia de temperatura media efectiva en $^{\circ}C$, Q (kW) es el calor recuperado o carga térmica en kW y U es el coeficiente global de transferencia de calor en $kW/m^2^{\circ}C$. Al analizar la ecuación general de diseño se denota que el ΔT_{ME} es inversamente proporcional al área de transferencia de calor, por lo tanto, a menor ΔT_{ME} mayor será el área y por ende se obtendrá mayor costo del equipo. El límite termodinámico es el máximo calor recuperado termodinámicamente, esto es imposible de alcanzar ya que el área de transferencia de calor sería infinita.

Esta ΔT_{ME} que aparece en la ecuación de diseño se obtiene de la multiplicación de un factor de corrección que está en el rango de 0 a 1 dependiendo del tipo de arreglo seleccionado y la diferencia de temperatura media logarítmica la cual es el promedio de la diferencia de temperatura mínima representada en la Ecuación 2.8:

$$\Delta T_{ME} = F * \Delta T_{ML} \tag{2.8}$$

El arreglo más comúnmente usado es en contracorriente ya que usa sus gradientes de temperaturas de manera más eficiente. En la Figura 2.3 se muestra de manera más evidente como se mueven los parámetros para el diseño de equipos de intercambios de calor. Donde Q_r , Q_h y Q_c son el calor recuperado, calor de calentamiento y calor de enfriamiento respectivamente.



Figura 2.3. Relaciones de los parámetros de diseño de intercambiadores de calor.

El cálculo del coeficiente global de transferencia de calor se calcula en base a la Ecuación 2.9 según Smith (2005):

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h_1} + \frac{1}{h_2(A_2/A_1)} + R_w + R_f \tag{2.9}$$

Donde h_1 y h_2 son los coeficientes convectivos de las corrientes (caliente y fría), R_w es el coeficiente de resistividad de los materiales o resistencia por conducción, R_f es el coeficiente de ensuciamiento y A_1 y A_2 son las áreas de transferencia de calor de cada corriente. Como se puede comprobar en la ecuación si aumenta el h , aumenta el U y disminuye el área y por ende el costo del equipo y viceversa.

El modelo más sencillo para determinar el área mínima de transferencia de calor, A_{red} (m^2), está basado en el coeficiente global de transferencia de calor, como muestra la Ecuación 2.10 referenciada de Smith (2005).

$$A_{red} = \frac{1}{U} \sum_{k=1}^K \frac{\Delta H_k}{\Delta T_{ML,k}} \quad (2.10)$$

Donde ΔH_k en (kW) es el cambio de entalpía en el intervalo k , $\Delta T_{ML,k}$ es la diferencia de temperatura media logarítmica en el intervalo k . De esta ecuación se dispone con todos los datos menos con U , ésta es la misma para cada intervalo, por ello es necesario realizar una estimación que esté en el rango de [100 - 2,000] W/m²°C. Este valor de U debe ser seleccionado bajo un criterio, pues si se escoge una U pequeña el área será muy grande y viceversa.

Otro de los modelos para determinar el área está basado en los coeficientes individuales de transferencia de calor. Una vez más se parte de la ecuación de diseño para el análisis (Ecuación 2.7), pero en este caso se usan los coeficientes individuales de transferencia de calor para el cálculo en cada uno de los intervalos de entalpías.

Para el modelo se establece la Ecuación 2.11:

$$A_{red} = \sum_{k=1}^K \frac{1}{\Delta T_{ml,k}} \left(\sum_{i=1}^I \frac{Q_{i,k}}{h_i} + \sum_{j=1}^J \frac{Q_{j,k}}{h_j} \right) \quad (2.11)$$

Donde los subíndices i y j denotan las corrientes calientes y las corrientes frías respectivamente. Con la utilización de este modelo se obtienen resultados más exactos en comparación con los resultados obtenidos con el modelo que utiliza el U .

2.2 Red de colectores solares

El proceso para capturar el calor recibido del sol es relativamente sencillo, los dispositivos utilizados para tal fin funcionan ya sea siguiendo al sol o estáticos (estacionarios), y con concentración de energía o sin ella. El principio general de funcionamiento de tales dispositivos se puede observar en la Figura 2.4.

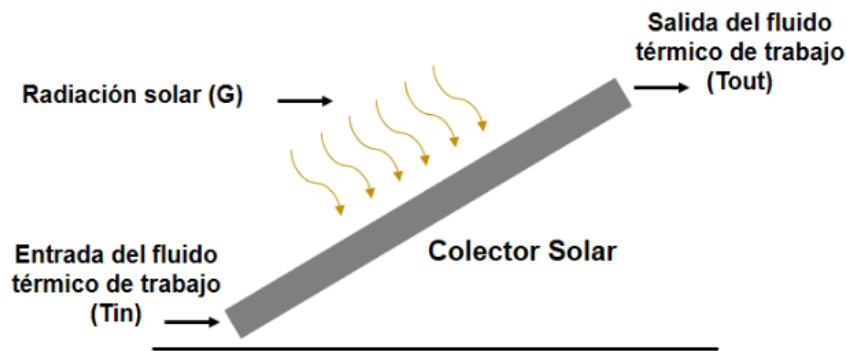


Figura 2.4. Principios de operación básica de un colector solar [Fuente: Picón-Núñez et al. (2014)].

La radiación solar que incide sobre la capa selectiva del colector solar se absorbe y se conduce hasta la pared interna del tubo conectado a la aleta y se remueve por medio de un fluido térmico de trabajo (FTT). Actualmente, los sistemas fototérmicos se utilizan principalmente para calentamiento de agua y acondicionamiento de espacios en el sector residencial, pero también pueden emplearse para proporcionar calor en procesos industriales (Santiago et al. 2017).

Los colectores solares de placa plana entregan calor a temperaturas de hasta 80 °C y presentan eficiencias de hasta 80 % como máximo; utilizan agua como fluido térmico de trabajo complementado muchas veces con glicol para prevenir congelamientos. En tanto, los colectores de aire utilizan al aire como fluido térmico de trabajo. Con un rango superior de temperatura, los colectores de tubos evacuados pueden proporcionar temperaturas de hasta 170 °C (Santiago et al. 2017).

2.2.1 Tipos de colectores solares

Los colectores solares o también llamados captadores solares, se clasifican según su característico seguimiento del sol como se muestra en la Tabla 2.1. Los usos de las tecnologías de calor solar son similares entre los sectores industrial y residencial para bajas temperaturas (menores a 150 °C). Para temperaturas altas (mayores de 150 °C) es necesario utilizar los colectores denominados concentradores solares. Los concentradores se clasifican en dispositivos lineales como los cilindro parabólicos y reflectores lineales de Fresnel (siguen al sol en un solo eje) y los dispositivos de punto de foco como los concentradores parabólicos y las torres, que siguen al sol en dos ejes (IEA, 2011).

Tabla 2.1. Clasificación de los colectores solares según el tipo de seguimiento solar [Fuente: Lozano (2019)].

Seguimiento	Tipo	Absorbedor	Rango de temperaturas (°C)
Estacionarios	Placa plana	Plano	30-80
	Tubos de vacío	Plano	50-200
En un eje	Cilindro parabólico compuesto	Tubular	60-240
		Tubular	60-300
	Reflector lineal Fresnel	Tubular	60-250
	Cilindro parabólico	Tubular	60-300
En dos ejes	Colector cilíndrico	Tubular	60-300
	Disco parabólico	Punto	100-500
	Campo de heliostatos	Punto	150-2000

Un colector solar necesita ser seleccionado cuidadosamente según la temperatura que se espera proporcione el fluido de trabajo, para la aplicación particular y en función de las condiciones climatológicas del lugar en el cual va a estar emplazado. Un colector diseñado para aplicaciones en las que se necesitan fluidos a alta temperatura no resulta más eficiente cuando opera a bajas temperaturas según Placco et al. (2015).

2.2.2 Colectores solares de placa plana

Para calentar agua a temperatura media, para calefacción de espacios y para procesos industriales, los dispositivos solares más utilizadas son: colectores planos, en los cuales el área de la superficie absorbadora es la misma que el área total del colector y colectores tubulares, en los que el absorbedor se encuentra dentro de un tubo de vidrio al vacío. Estos últimos pueden incluir, ya sea dentro o fuera del tubo, espejos cilindro-parabólicos para centrar la energía solar en el absorbedor. Es importante destacar que los colectores planos poseen mayor robustez en comparación con los de tubo de vidrio en cuanto a las presiones que estos son capaces de soportar. Estas presiones se encuentran alrededor de 10 atm y es una ventaja significativa a la hora de integrar este dispositivo a una red de colectores solares.

La Figura 2.5 muestra los componentes más importantes de un colector solar de placa plana. El componente esencial es la superficie absorbente que capta la radiación solar y al calentarse transfiere energía térmica al fluido que circula por su interior. El interior de la caja o carcasa que la contiene está abierto por la parte superior, mientras que por la parte inferior incorpora un aislante como fibra de vidrio o lana de roca. La cubierta de la caja (si existe) está formada por una o varias láminas transparentes de vidrio u otro material transparente a la radiación solar de baja longitud de onda y opaco a la radiación de baja temperatura emitida por el absorbedor, generando un efecto invernadero que atrapa la radiación dentro del colector.

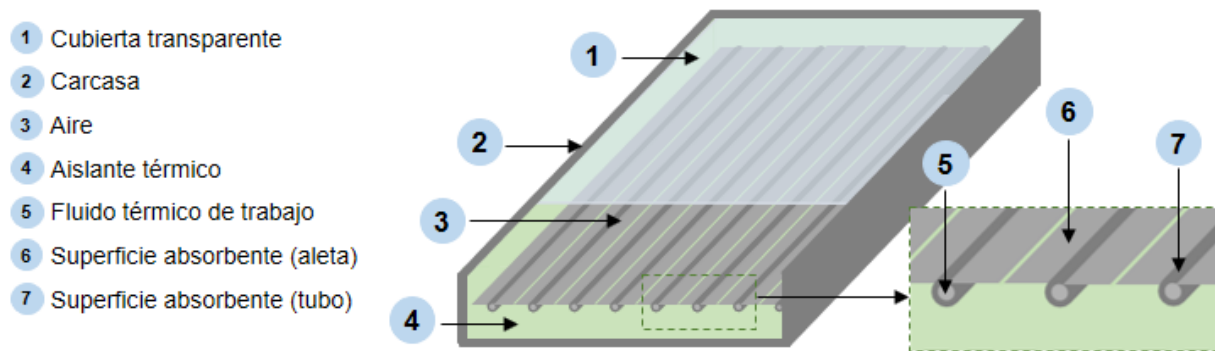


Figura 2.5. Componentes de un colector solar de placa plana.

Las pérdidas de calor por conducción a través de la carcasa se reducen significativamente empleando materiales aislantes en sus paredes y en el fondo del colector. Sin embargo, la necesidad de dejar pasar la radiación solar hacia el absorbedor permite al mismo tiempo que parte de la energía se pierda por la parte superior. Por tal motivo una estrategia consiste en disponer varias láminas en la cubierta. La resistencia de la cámara de aire entre ellas disminuye la transferencia de calor por convección, pero como contraparte aumenta la proporción de radiación incidente que es reflejada.

El desarrollo de un modelo matemático para la recuperación de energía solar requiere analizar la fuente de energía, el mecanismo para su transferencia, las resistencias que se oponen a este proceso, la configuración del colector y el cuerpo absorbente final de la energía transformada. En un colector solar se presentan los tres mecanismos de transferencia de calor: conducción, convección y radiación. La radiación es el transporte de energía calorífica que puede tener lugar tanto en presencia como en ausencia de materia. La radiación solar tanto directa como difusa, es la energía que se absorbe en un colector solar plano. Su magnitud es función de las características geográficas (latitud, altura sobre nivel del mar, sombras, cobertura nubosa), climatológicas, ángulo de instalación y época del año del lugar de implementación. El funcionamiento del sistema se basa en las leyes básicas de la radiación, que se propaga en longitudes de onda corta. Cuando incide en una superficie transparente, parte de ella se absorbe, otra se refleja y en mayor proporción se transmite (Fauroux y Jagër, 2010).

Según lo expuesto y haciendo un balance de energía en un colector solar, resulta la expresión (Picón-Núñez et al. 2014):

$$Q_{\text{útil}} = Q_{\text{recibido}} - Q_{\text{perdido}} \quad (2.12)$$

Donde $Q_{\text{útil}}$ es el calor ganado por el fluido térmico de trabajo en su paso por el colector solar; Q_{recibido} es la energía total absorbida por la capa selectiva y Q_{perdido} es la cantidad total de

energía perdida desde las aletas al ambiente por convección y radiación. El balance de energía de la Ecuación 2.12 puede representarse por:

$$\dot{m}C_p(T_{out} - T_{in}) = G\tau\alpha A_s - U(T_{sup} - T_a)A_s \quad (2.13)$$

Donde el término G es la radiación solar recibida en la superficie de inclinación en kW/m². Este es un dato experimental y varía en cada zona del planeta. El término U es el coeficiente global de transferencia de calor al ambiente; τ y α son la transmitancia de la cubierta transparente y la absorbancia de la superficie metálica respectivamente; A_s es el área de la superficie captadora del colector solar en m²; T_{out} y T_{in} son las temperaturas de salida y de entrada del agua en °C y T_{sup} y T_a son la temperatura de la superficie y la temperatura ambiente en °C; \dot{m} es el flujo másico del fluido de trabajo en kg/s y C_p es la capacidad calorífica en kJ/kg°C (Picón-Núñez et al. 2014).

La eficiencia de un colector solar se define como el cociente de la energía térmica útil y el total de la energía solar recibida. Además de las pérdidas térmicas, se tienen pérdidas ópticas. El factor de conversión denominado eficiencia óptica es la máxima eficiencia del colector.

$$\eta = \frac{Q_{\text{útil}}}{GA_s} \quad (2.14)$$

$$\eta = \tau\alpha - \frac{U_L(T_s - T_a)A_s}{G} \quad (2.15)$$

Donde $\tau\alpha$ puede ser catalogado como las pérdidas ópticas, éstas se determinan de forma experimental y como se puede apreciar tienen un impacto significativo en la eficiencia del colector. Sus contribuciones relativas dependen principalmente del diseño físico del colector y generalmente son datos que reporta el proveedor de la tecnología.

2.2.3 Arreglos de la red de colectores solares

Existen cuatro tipos básicos de arreglos en los que puede operar una red de colectores solares. Estos son: serie, cascada, paralelo puro y paralelo-serie, como se muestra en la Figura 2.6. La disposición en cascada, Figura 2.6a, es un caso particular del arreglo en paralelo, la diferencia es que en la disposición en cascada los cabezales de distribución para el flujo de entrada y salida forman parte del cuerpo del colector.

En el arreglo en serie, Figura 2.6b, la salida del primer colector solar se conecta directamente con la entrada del siguiente, y así consecutivamente. La temperatura del fluido de entrada a cada colector es superior a la del colector precedente, por lo que a la salida de un grupo de colectores se tienen temperaturas más altas comparado con la temperatura de salida de un solo colector.

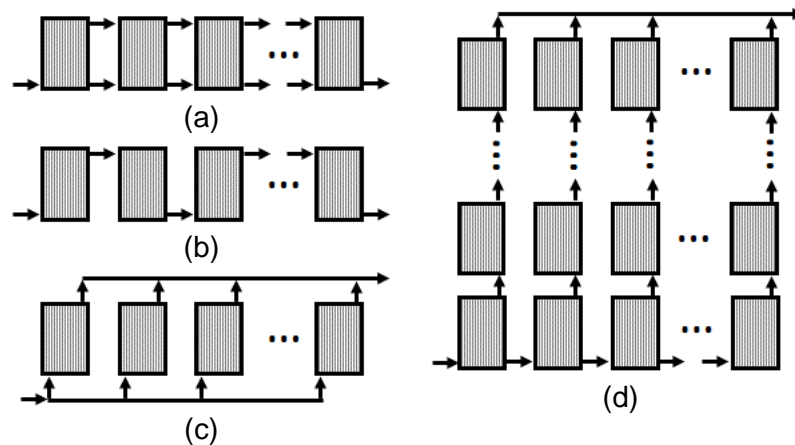


Figura 2.6. Arreglos básicos para una RCS, (a) cascada, (b) serie, (c) paralelo y (d) paralelo-serie [Fuente: Picón-Núñez et al. (2013)].

En cuanto al comportamiento hidráulico de esta configuración, el caudal total del grupo de colectores solares será el equivalente al caudal de un solo colector y, por el contrario, la pérdida de carga provocada por el grupo será el equivalente a la suma de la pérdida de carga de todos los colectores solares.

En el arreglo de colectores solares en paralelo, Figura 2.6c, tanto la salida como la entrada de los colectores están conectadas a puntos de entrada y salida comunes al resto de colectores. Con esta configuración, la temperatura del fluido de entrada es la misma en todos los colectores y pasa lo mismo con las temperaturas de salida, de forma que a la salida de la batería o el grupo de colectores se tiene la temperatura como si trabajara con el salto térmico de un solo colector.

Por lo tanto, todos los colectores trabajan en el mismo punto de la curva de rendimiento. Esta conexión es la más habitual en las instalaciones solares térmicas de baja temperatura. Hidráulicamente, esta configuración presenta un caudal total del grupo, que equivale a la suma de los caudales parciales de cada colector, mientras que la pérdida de carga del grupo será el equivalente a la de un solo colector solar térmico.

En algunas ocasiones, el volumen de los colectores y/o la necesidad de temperaturas más elevadas da como resultado instalaciones que combinan la disposición en serie y en paralelo. A esta tipología de conexión de los colectores solares se llama paralelo-serie, Figura 2.6d.

2.3 Fracción solar

La fracción solar es la relación entre la energía suministrada por la parte solar de una instalación (Q_{solar}) y la energía total requerida (Q_{Total}). Esta relación está representada por f y se calcula mediante la Ecuación 2.16. El valor básico para la determinación de la fracción solar (también

denominada cobertura solar) es la energía térmica suministrada por la instalación termosolar al sistema convencional (Peuser et al. 2002).

$$f = \frac{Q_{solar}}{Q_{Total}} \quad (2.16)$$

La fracción solar oscila entre 0 (ninguna utilización de la energía solar) y 1.0 (toda la energía que se requiere se obtiene del dispositivo termosolar). En sí, la fracción solar depende de varios factores como pueden ser las condiciones climáticas y zonas en donde esté instalado el dispositivo, el funcionamiento, las dimensiones de este, así como la carga térmica asociada al proceso en cuestión. El uso de la energía solar denotado por la fracción solar está orientado a buscar la disminución del consumo de energía en hogares, industrias y procesos. Estas medidas supondrán un beneficio económico mayor al sustituir de manera total o parcial el uso de combustibles fósiles.

2.4 Sistema de almacenamiento térmico

La posibilidad de implementar un sistema de almacenamiento térmico (SAT) podría significar como una de las principales ventajas para la integración de la energía la energía solar a los procesos industriales, lo que se conoce como calor solar de proceso. Basado en la configuración del proceso en general, el sistema de almacenamiento térmico permite responder al desfase temporal del recurso solar y el requerimiento energético del proceso incrementando la fracción solar.

2.4.1 Cálculos del sistema de almacenamiento térmico

El objetivo principal de la fase de diseño de los sistemas de almacenamiento térmico es lograr que los métodos sean eficientes en términos de costos, mejoren su eficiencia térmica y confiabilidad. Si el estado del medio de almacenamiento no cambia durante el ciclo de carga y descarga, sólo se transmite calor sensible, por ende, el sistema pertenece a la categoría de sistema de almacenamiento de calor sensible y el fluido térmico a utilizar en el almacenamiento es agua, con la cual, las temperaturas rondarían alrededor de los 100 °C. El rango de temperatura de funcionamiento es un parámetro clave para el sistema de almacenamiento térmico y depende del propio material del almacenamiento o bien de los límites térmicos del fluido de transferencia de calor. El límite superior de temperatura del material suele definirse por la estabilidad térmica del material de almacenamiento (en este caso agua) o de los recipientes de almacenamiento.

Según Schlipf et al. (2014) la capacidad calorífica específica (C_p) es la cantidad de energía térmica requerida para modificar la temperatura de un medio de transferencia de calor. El rango

de temperatura correspondiente también es un factor muy importante ya que describe el rango de funcionamiento útil del medio de transferencia de calor. Para calcular la capacidad de almacenamiento del sistema, la capacidad calorífica específica del material de almacenamiento debe multiplicarse por el gradiente térmico (ΔT_{SAT}) durante el funcionamiento. El resultado de esto es la capacidad específica de almacenamiento por unidad de masa (c_{SAT}) expresada en kWh/kg, ver la Ecuación 2.17:

$$c_{SAT} = C_p \Delta T_{SAT} \quad (2.17)$$

Al multiplicar este resultado por la densidad del fluido térmico de trabajo se obtiene la capacidad de almacenamiento volumétrica específica ($c_{SAT,esp}$), Ecuación 2.18:

$$c_{SAT,esp} = c_{SAT} * \delta \quad (2.18)$$

En resumen, la capacidad de almacenamiento volumétrico indica la capacidad que tiene un determinado volumen de un medio para almacenar cierta cantidad de energía térmica mientras se realiza un cambio de temperatura.

Los depósitos de almacenamiento constituyen el elemento de contención del fluido térmico de trabajo. Los requisitos que deben cumplir estos depósitos de almacenamiento varían según el diseño del sistema de almacenamiento térmico. En el caso de los sistemas presurizados, las paredes de almacenamiento deben ser gruesas y se requiere de equipos especiales para su fabricación. Generalmente se requiere de un almacenamiento con dos paredes, una externa y una interna, esta última es la que debe soportar los cambios de temperatura y presión del fluido térmico de trabajo por lo que se requiere de acero al carbono de alta calidad para su construcción, lo cual incrementa el costo del sistema en general.

El tamaño del sistema de almacenamiento térmico es uno de los principales parámetros en la etapa de desarrollo para la red de colectores solares (RCS). La capacidad de almacenamiento térmico influye en parámetros importantes del aspecto económico de la red, tales como el factor de utilización de la capacidad (cantidad de horas de funcionamiento de la red a plena carga) y los ingresos anuales. El tamaño de almacenamiento suele expresarse como unidad en horas, a pesar de que este se define como energía térmica almacenada (ETA). Al utilizar una unidad de horas es posible realizar una comparación directa entre distintos sistemas. Por lo tanto, el tamaño del sistema de almacenamiento define la cantidad de horas que es capaz de funcionar el proceso a plena carga sin calor adicional procedente de la red de colectores solares. La energía térmica almacenada se calcula mediante la Ecuación 2.19:

$$ETA = Q_{total} * t_{SAT} \quad (2.19)$$

En esta ecuación (Q_{total}) es la demanda de energía para el calentamiento que exige el proceso en cuestión, la cual será suministrada por la red de colectores solares bajo diferentes escenarios que son analizados y está expresada en kW y t_{SAT} es el tiempo de funcionamiento del sistema de almacenamiento térmico sin calor adicional de la red de recuperación de calor.

Una vez obtenidos estos parámetros se procede a calcular el volumen de almacenamiento utilizando la siguiente expresión modificada (Yang et al. 2014):

$$V_{SAT} = \frac{ETA}{c_{SAT,esp}} \quad (2.20)$$

Como se observa el tamaño del sistema de almacenamiento térmico influye de forma directa en el tamaño de la red de colectores solares. Esta influencia se refleja en la fracción solar, es decir, la fracción solar de un sistema en particular depende de muchos factores, como la carga, las dimensiones y funcionamiento de los colectores y el clima. La fracción solar está en función del nivel de temperatura requerido por el proceso, el tiempo de suministro de la red y el almacenamiento. La interacción de estos factores permitirá definir la fracción solar, el tamaño de la red no necesariamente crece para llevar la fracción a uno.

CAPÍTULO III ANÁLISIS DE COSTOS

La industria química es una entidad económica que reúne los medios de producción necesarios para efectuar una transformación en una materia prima que lleva a la consecución de un producto final con valor agregado. El objetivo principal es conseguir que el valor del producto supere al de la materia prima y a los gastos asociados para producir el producto o el bien, lo que dará una ganancia neta. Es decir, al provocar el cambio en la materia prima se consigue que el valor añadido sea positivo. Es por ello que este proceso exige arriesgar un determinado monto de dinero (Tovar de Rivera, 2010).

La integración de calor es una de las opciones más estudiadas en tiempos actuales para reducir los costos generales de los procesos. Además, se enmarca en el contexto actual del aumento de la demanda mundial de energía y el evidente cambio climático provocado en gran medida por la humanidad. La integración del calor a través de redes de recuperación de calor con sistemas fototérmicos (redes de colectores solares) puede ser de gran importancia práctica para implementar procesos eficientes y reducir los costos totales anuales (CTA). Incorporando además la instalación de sistemas de almacenamiento térmico tanto para procesos continuos como para procesos por lotes, con diferentes escenarios de operación dependiendo del proceso.

Por otra parte, para cualquier proceso industrial se requiere de una determinada inversión de dinero, por lo que esta inversión es necesaria y constituye una parte importante en el proyecto de diseño de una planta. Es decir, debe asignarse un determinado monto para gastos directos e indirectos de la planta, como gastos directos se puede citar el costo de materiales, la mano de obra y los equipos mientras que como gastos indirectos se tiene a las licencias y el transporte, que deben incluirse si se desea obtener un análisis completo del costo total (Couper, 2003).

Como se mencionaba, antes de que una planta industrial pueda ponerse en funcionamiento, se debe suministrar una gran suma de dinero para comprar e instalar la maquinaria y los equipos necesarios. Se deben contar con instalaciones de tierra y de servicio, y la planta debe erigirse con todas las tuberías, controles y servicios. El costo asociado a la construcción de las instalaciones y plantas necesarias se denomina costo de capital (CC), mientras que la inversión necesaria para la operación de la planta se le denomina capital de trabajo (CT). La suma de ambos se conoce como el capital de inversión total según Peters y Timmerhaus (2002).

El presente capítulo se centra en el análisis y cálculo del costo de capital, pues es el costo esencial para la instalación de los diferentes sistemas de integración que se abordan en la investigación. En las siguientes secciones se presentan los componentes del costo de capital y las técnicas utilizadas para la estimación del mismo.

3.1 Costo de capital

Para determinar el costo de capital se debe realizar un análisis complejo, ya que debe determinarse el costo de la planta desde el momento en que la idea es concebida hasta la puesta en marcha de esta. Por ello deben tenerse en cuenta diversos términos, desde la obra civil hasta el costo de ingeniería, pasando por el valor de los equipos. Para este fin suele dividirse el costo de capital en costos directos e indirectos como se muestra en la Figura 3.1.

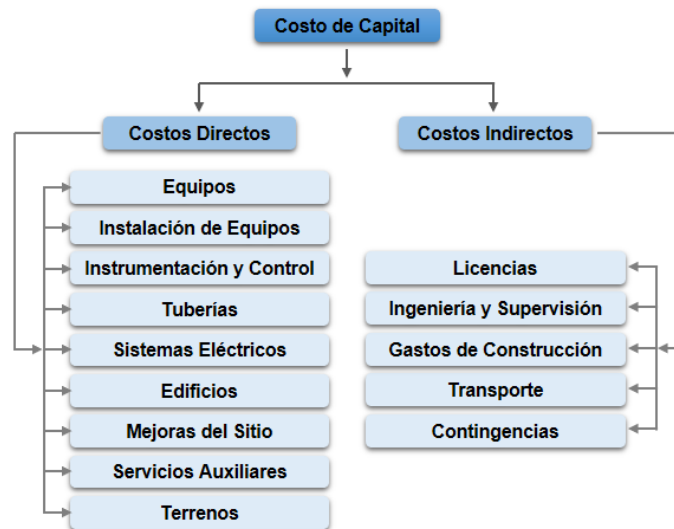


Figura 3.1: Esquema de integración del costo de capital [Fuente: Tovar de Rivera (2010)].

A continuación, se explica detalladamente los componentes que involucran cada uno de los costos directos e indirectos.

3.1.1 Costos directos

Los costos directos incluyen todos los gastos que están relacionados con la instalación de la planta es decir el costo del equipo es una de las partes más importante en la estimación de los costos directos ya que puede representar entre un 15 hasta un 40 % de éste (Tabla 3.1). Este costo incluye repuestos tanto para equipos instalados como para los que no están en uso o son equipos excedentes. Además, la compra del equipo por lo general se hace “libre a bordo”, lo que significa que el comprador debe pagar el envío, cuyo costo depende del peso y tamaño del equipo, la distancia de traslado y el método de transporte (camión, barco, avión).

La instalación de los equipos incluye el costo de mano de obra, soportes, plataformas y otros factores relacionados con dejar el equipo listo para su operación. La instrumentación y control son otros factores que en conjunto con las tuberías pueden sumar un porcentaje significativo en los costos directos, dicho porcentaje oscila entre un 2 y 28 % (Tabla 3.1). La instalación está

asociada a la compra, instalación, calibración y conexión de computadoras, así como el software, equipos auxiliares de control y materiales. En las tuberías se agrupa la utilización de tuberías de proceso (acero al carbono, aleación, hierro fundido, plomo, revestido, aluminio, cobre, cerámica, plástico, caucho, hormigón armado), accesorios y válvulas. Así como el aislamiento de las mismas y de los equipos.

En la Tabla 3.1 se muestran los porcentajes típicos que suelen obtenerse para la estimación del costo de capital, esto se refiere a los costos directos y los costos indirectos.

Tabla 3.1: Porcentajes típicos para el costo de capital [Fuente: Couper (2003)].

Componentes del costo de capital	Rango (%)
Costos directos	
Equipos	15-40
Instalación de equipos	6-14
Instrumentación y control	2-8
Tuberías	3-20
Sistemas eléctricos	2-10
Edificios	3-18
Mejoras del sitio	2-5
Servicios auxiliares	8-20
Terrenos	1-2
Costos indirectos	
Licencias	2-6
Ingeniería y supervisión	4-21
Transporte	2-8
Gastos de construcción	4-16
Contingencias	5-15

En los sistemas eléctricos se incluyen los interruptores, motores, conductos, cables, accesorios, alimentadores, conexión a tierra, instrumentos, control de cableado, iluminación, paneles, materiales eléctricos y mano de obra.

La parte de los edificios contienen las plataformas, soportes, escaleras, vías de accesos, ascensores y edificios auxiliares. Estos últimos representan las oficinas administrativas, cafeterías, garajes, almacenes de productos y piezas, seguridad, estación de bomberos, edificios de personal, laboratorio de investigación y laboratorio de control. También en esta área se encuentran los talleres de mantenimiento y los servicios de construcción. Estos a su vez incluyen, electricidad, tuberías, soldadura, carpintería, instrumentos, fontanería, calefacción, ventilación, aire acondicionado, iluminación de edificios, escaleras mecánicas, teléfonos, sistemas de intercomunicación y pintura.

Los servicios auxiliares, dígame vapor, agua, energía, refrigeración, aire comprimido, combustible, eliminación de residuos, es otro de los factores que influye en los costos directos, y como muestra

la Tabla 3.1 este puede llegar a ser significativo. Estos servicios cuentan con las instalaciones de calderas, incineradores, pozos, extracción de agua de río, tratamientos de agua, torres de enfriamiento, almacenamiento de agua, subestaciones eléctricas, plantas de refrigeración, plantas de aire, almacenamiento de combustible, plantas de eliminación de residuos, controles ambientales, entre otros. También se incluyen en esta área los equipos que no son de proceso como mobiliario y equipo de oficina, equipo de cafetería, equipo de seguridad y equipo médico, equipo automotriz, equipo de manejo de materiales, equipo de laboratorio, equipo de vestuario, equipo de garaje, estantes, contenedores, carretillas, equipo de limpieza, extintores de combustible, mangueras, camiones de bomberos, estaciones de carga, equipos de almacenamiento y manipulación de productos, equipos de empaque de productos, estaciones de carga, distribución y empaque de materias primas.

Por último, se encuentran las mejoras del sitio y los terrenos que incluyen limpieza, nivelación, caminos, senderos, instalación de vías férreas en caso de ser requerido, cercas, áreas de estacionamiento, muelles, instalaciones recreativas y costos de propiedad.

3.1.2 Costos indirectos

Los costos indirectos se refieren a los costos de los factores que no están directamente relacionados con la instalación de la planta (Figura 3.1). Dentro de dichos costos se encuentra las licencias, esto se refiere a las cuestiones legales en cuanto a la compra del terreno, del equipo, los contratos de construcción, y de otros trámites gubernamentales, ambientales y de seguridad. Los costos por ingeniería y supervisión están constituidos por el costo de diseño e ingeniería, el uso de software, planos, contabilidad, comunicaciones, viáticos, entre otros.

El transporte, por lo general incluye el traslado de todos los materiales e insumos necesarios hasta la obra, también se incluyen equipos de construcción, de personal, entre otros. Los costos asociados a los gastos de construcción involucran los costos por la compra y renta de herramientas y maquinaria, mano de obra, impuestos, seguros, y otros costos relacionados con la construcción. Por último, en lo que respecta a las contingencias se pueden dar por factores ajenos a la voluntad humana y pueden ser tormentas, inundaciones, accidentes de transporte, aumento súbito de precios, huelgas, cambios en diseño, errores de estimación y otros eventos inesperados que hacen necesario la tenencia de este factor.

Como puede notarse la estimación económica es fundamental en el desarrollo de un proyecto. Dicha estimación, sobre todo en fases preliminares, se le asigna con frecuencia al ingeniero de procesos o de planta, quien debe disponer de los conocimientos y herramientas necesarios para poder obtener cifras con suficiente precisión.

3.2 Estimación del costo de capital

Una estimación del costo de capital para un proceso puede variar desde una estimación previa al diseño basada en poca información, excepto el tamaño del proyecto propuesto, hasta una estimación detallada preparada a partir de planos y especificaciones completos. Entre estos dos extremos de las estimaciones del costo de capital, puede haber muchas otras estimaciones que varían en precisión dependiendo de la etapa de desarrollo del proyecto. Es decir, en las primeras etapas de un proyecto sólo se justificará una estimación aproximada basada en la cantidad de información disponible según Peters y Timmerhaus (2002). Además, la estimación de la inversión permite decidir la viabilidad de un proyecto que puede servir como base para conseguir financiación u obtener permisos y ayudas gubernamentales, siendo éste el primer presupuesto para la construcción. A continuación, se exponen los tipos de estimaciones del costo de capital según la Asociación Americana de Ingeniería de Costos (AACE International, por sus siglas en inglés).

3.2.1 Tipos de estimaciones del costo de capital

La AACE es la asociación experta que representa a la profesión de ingeniería de costos en los Estados Unidos de América. Esta asociación clasifica las estimaciones del costo de capital en cinco tipos de acuerdo con su precisión y propósito.

1. *Estimaciones de orden de magnitud* (conocida como estimación de Clase 5), su precisión típicamente es de ± 20 a 40% , generalmente basada en los costos de procesos similares y que esencialmente no requieren información de diseño. Únicamente se requiere un diagrama de bloques del proceso. Estos se utilizan en estudios de viabilidad iniciales.
2. *Estimación de estudio* (conocida como estimación de Clase 4). Emplea una lista de los equipos más importantes usados en el proceso, es decir, bombas, compresores, turbinas, columnas, intercambiadores y calderas. La estimación tiene una exactitud de ± 20 a 30% . Se hace un dimensionamiento aproximado para calcular el costo de los equipos mencionados y se estima el costo de capital usando porcentajes basados en esos costos. Se necesita un diagrama de flujo del proceso.
3. *Estimación preliminar de diseño* (conocida como estimación de Clase 3). Se hace un dimensionamiento más preciso de los equipos que en la estimación de estudio y se incluyen las estimaciones de tuberías, instrumentación y requerimientos eléctricos, así como de servicios auxiliares. La exactitud varía de ± 15 a 25% . Se emplea el diagrama de flujo, diagramas de elevación y un plano preliminar de la planta.

4. *Estimación definitiva* (conocida como estimación de Clase 2). Requiere especificaciones para todos los equipos, servicios auxiliares, instrumentación y servicios eléctricos. Tiene de ± 7 a 15 % de exactitud. Se necesita el diagrama de flujo final, diagramas de elevación, el plano de la planta y el diagrama preliminar de tuberías e instrumentación.
5. *Estimación detallada* (conocida como estimación de Clase 1). Para hacer la estimación es necesario contar con la ingeniería completa del proceso y todos los servicios. El rango de exactitud va de ± 4 a 6 %. Se requieren cotizaciones de parte de vendedores para los equipos y artículos más caros. Finalizando la estimación detallada la planta puede pasar a la etapa de construcción. Para hacer la estimación se necesita el diagrama de flujo y diagramas de instrumentación y control finales, así como los diagramas de elevación, el plano de la planta y los isométricos de tuberías.

En la Tabla 3.2 se presenta un resumen de los tipos de estimaciones establecidos por la AACE, atendiendo el tipo, rango de exactitud, objetivo y tiempo de realización.

Tabla 3.2 Tipos de estimaciones del costo de capital [Fuente: AACE Internacional (2005)].

Tipo de estimación	Rango (%)	Objetivo	Tiempo
Orden de magnitud	20-40	Estudio de rentabilidad	Muy rápida
Estudio	20-30	Diseño preliminar	Rápida
Preliminar	15-25	Aprobación de presupuesto	Media
Definitiva	7-15	Control de construcción	Lenta
Detallada	4-6	Contratos definidos	Muy lenta

La estimación económica es fundamental en el desarrollo de un proyecto. A medida que el proyecto pase de un orden de magnitud a una estimación detallada, el alcance aumentará en detalle. Dicha estimación, sobre todo en fases preliminares, se le encomienda con frecuencia al ingeniero de procesos o de planta, que debe disponer de los conocimientos y herramientas necesarios para poder obtener cifras con suficiente precisión.

3.3 Cálculos de costos

A continuación, se muestran los cálculos de los costos para cada uno de los sistemas presentes en la integración, dígame, red de recuperación de calor, red de colectores solares y sistemas de almacenamiento térmico. El costo de la energía utilizada como calentamiento o enfriamiento dependiendo de las características de diseño del proceso se integra al costo de la red de recuperación de calor, esto se verá a continuación.

3.3.1 Costos de redes de recuperación de calor

El método más exacto y confiable para estimar el costo de un equipo consiste en obtener una cotización de un proveedor con los precios actuales. Otra opción consiste en usar los precios de un equipo previamente comprado con su correspondiente ajuste. Este ajuste está basado en el área de transferencia de calor, flujos de operación, rangos de temperaturas del nuevo equipo, así como el año en que se realizó dicha comparación. A esta última estimación también se le integran el uso de gráficas que expresan el costo para determinados equipos con características de diseño fijadas, como la presión, temperatura, tipo de material, tipo de tecnología. Y por última opción se tiene la opción de la realización del cálculo del costo de los equipos mediante ecuaciones o modelos. Esta opción es la que se trabaja en la presente investigación.

Para estimar el costo del equipo generalmente se ha empleado en la literatura la Ecuación 3.1:

$$C_e = a + b * A_e^c \quad (3.1)$$

Donde a , b y c son constantes de costos y están relacionadas con los costos de instalación, material, presión, temperatura, instrumentación y control, electricidad y tipo de tecnología. En la Tabla 3.3 se muestran una serie de correlaciones para las constantes de costos de la Ecuación 3.1 para diferentes equipos y rango de capacidades de los mismos.

Tabla 3.3. Estimación de los parámetros a , b y c de la ecuación de costos para diferentes tipos de intercambiadores [Fuente: Towler y Sinnott (2013)].

Tipos de intercambiadores	Rango (m ²)	a	b	c
Carcaza y tubo, tubo en U	10-1000	28000	5400	0.9
Carcaza y tubo, cabezal flotante	10-1000	26600	6500	0.9
Doble tubo	1-80	19000	2500	1.0
Reboiler termosifón	10-500	30400	1220	0.9
Calentador de caldera, tubo en U	10-500	29000	4000	0.9
Placa y marco	1-500	16000	2100	0.95

Las correlaciones de la Tabla 3.3 fueron llevadas a cabo para el año 2013. Al realizar el cálculo mediante la Ecuación 3.1, se debe aplicar un índice de costo para llevarlas al costo actual del equipo. Esto será abordado en forma más detallada en la sección 3.4.

Para el costo de la red de recuperación de calor se puede partir de la Ecuación 3.1 y agregando el número de equipos de la red de recuperación de calor la ecuación queda de la siguiente forma:

$$C_{RRC} = N_e \left[a + b * \left(\frac{A_{red}}{N_e} \right)^c \right] \quad (3.2)$$

Donde N_e es el número de equipos, A_{RRC} es el área total de la red de recuperación de calor. Es importante comentar que para Ecuación 3.2 se realiza la suposición de que todos los equipos tienen la misma área.

3.3.2 Costos de los servicios auxiliares

Para determinar el costo de los servicios auxiliares C_{SA} se emplea la Ecuación 3.3:

$$C_{SA} = Q_c * C_{SAC} + Q_f * C_{SAE} \quad (3.3)$$

Donde Q_c y Q_f son los requerimientos de calentamiento y enfriamiento del proceso respectivamente, y C_{SAC} y C_{SAE} son los costos asociados al agua caliente o vapor y agua de enfriamiento según corresponda. Para el presente estudio se propone que el costo de los servicios de calentamiento sea de 150 USD/kW año y de los servicios de enfriamiento de 35 USD/kW año.

Este costo de los servicios auxiliares se debe sumar a los costos de capital anualizados de la red de recuperación de calor para así obtener los costos totales anuales y poder determinar el cambio de temperatura mínimo óptimo.

3.3.3 Costos del sistema de almacenamiento térmico

El cálculo del costo del sistema de almacenamiento considera todos los materiales que integran el sistema, es decir incluye, material de almacenamiento, recipientes de almacenamiento, mano de obra, tuberías, electricidad, costos de instalación y trabajos de ingeniería civil. Según Yang et al. (2014) para el cálculo del costo del tanque de almacenamiento se emplea la siguiente ecuación que es similar a la Ecuación 3.1, sólo se modifica intercambiando el área por el volumen del equipo de almacenamiento.

$$C_e = a + b * V_{SAT}^c \quad (3.4)$$

Los valores correspondientes de a , b y c se definen en función de lo planteado para la Ecuación 3.1. En la Tabla 3.4 se presentan los valores de las constantes a , b y c para dos tipos de tanques con una base de costo para el año 2010.

Tabla 3.4: Estimación de los parámetros a , b y c de la ecuación de costos para diferentes tipos de tanques [Fuente: Towler y Sinnott (2013)].

Tipos de tanques	Rango (m ³)	a	b	c
Techo flotante	100-10000	113000	3250	0.65
Techo cónico	10-4000	5800	1600	0.7

3.3.4 Costos de redes de colectores solares

Para determinar el costo de una red de colectores solares se empleó una ecuación que incluye los costos de fabricación e instalación, además de los costos de operación. Los costos de fabricación e instalación consideran una cantidad fija de costo (indirectos, ensamble, montaje) y un costo dependiente del área, mientras que los costos de operación consideran los costos por bombeo y por pérdida de presión. La ecuación de costos sirve para evaluar un colector o una red de colectores, esta ecuación es referenciada de Lizárraga-Morazán et al. (2019).

Costos de fabricación e instalación del colector

Para determinar los costos independientes del área del colector, se emplearon los datos de costos fijos reportados en bibliografía (Herrera y Andrade Vallejo, 2010); los que fueron actualizados considerando una inflación promedio anual en México del 4 %:

$$\text{Costo fijo, MXN} = \gamma_0 \quad (3.5)$$

Donde γ_0 es una constante. Los costos relacionados con la tubería y las aletas de cobre se investigaron en el mercado nacional y para el caso del costo de tubería de cobre, los precios se ajustaron a una curva en función del área, diámetro y número de tubos como muestra la Ecuación 3.6:

$$\text{Costo tubería, MXN} = \frac{A_t N_t}{\pi} \left(\gamma_1 d + \gamma_2 + \frac{\gamma_3}{d} \right) \quad (3.6)$$

En la Ecuación 3.6 A_t es el área lateral del tubo, N_t el número de tubos, γ_1, γ_2 , y γ_3 son constantes de ajuste y d es el diámetro interno de los tubos. El costo de la placa de cobre en función de las dimensiones se presenta en la Ecuación 3.7:

$$\text{Costo Aletas, MXN} = WL\gamma_4 \quad (3.7)$$

Donde W y L son el ancho y la longitud del colector respectivamente, γ_4 es una constante de ajuste.

Costos de operación y bombeo

En los costos de operación se consideraron los relacionados con el trabajo de bombeo del líquido térmico a los colectores; así como la caída de presión por fricción. Para establecer el costo por bombeo, se generó un programa en el software Visual Basic de Excel para determinar el grado de influencia de las variables en el cálculo de la carga de la bomba (longitud total de tubería, accesorios, flujo, cambios de dirección, materiales, carga estática de descarga y de succión), definiendo el flujo y la diferencia de alturas entre la bomba y los colectores como los factores

necesarios y suficientes para el cálculo correcto de este valor. Cabe mencionar que el programa de cálculo generado incluye los accesorios (válvulas, codos, distribuidores de flujos) y la longitud de tubería que normalmente se emplea en la instalación de un colector o red. Los datos generados fueron ajustados a una curva polinómica según Lizárraga-Morazán et al. (2019):

$$H_b, m = \gamma_6 Q^2 + \gamma_7 Q + \gamma_8 H_{st,d} + \gamma_9 \quad (3.8)$$

Donde H_b es la carga de la bomba, Q el flujo volumétrico, $H_{st,d}$ la diferencia de altura entre la bomba y el colector; γ_6 , γ_7 y γ_8 son constantes de ajuste. El valor del H_b calculado se sustituye en la Ecuación 3.9 y se obtiene el costo por bombeo.

$$\text{Costo bombeo, MXN} = \gamma_5 \left(\frac{mH_b}{eff} \right) \quad (3.9)$$

Donde es m el flujo másico total, eff es la eficiencia de la bomba y γ_5 es una constante de ajuste. Para determinar el costo por caída de presión en el colector, se empleó la Ecuación 3.10, de Picón-Núñez et al. (2006):

$$\text{Costo } \Delta P_c, \text{MXN} = \gamma_{10} \frac{mL\mu}{\pi\rho d^4} \quad (3.10)$$

Cabe mencionar que las Ecuaciones 3.9 y 3.10 que determinan los costos de operación incluyen el factor de potencia y el costo actual del kWh existentes en México. Además, se consideró un intervalo total de operación de 10 años; valor consistente con la garantía actual que ofrecen los colectores solares comerciales que se venden en el país y una inflación promedio anual del 4 %. Por tanto, el costo total del colector o red de colectores se puede determinar con la siguiente expresión:

$$\text{Costo total, MXN} = \gamma_0 + \frac{A_t N_t}{\pi} \left(\gamma_1 d + \gamma_2 + \frac{\gamma_3}{d} \right) + WL\gamma_4 + \gamma_5 \left(\frac{mH_b}{eff} \right) + \gamma_{10} \frac{mL\mu}{\pi\rho d^4} \quad (3.11)$$

La Ecuación 3.12 representa el costo total de una red de colectores solares, donde N_c es el número total de colectores que componen el campo solar.

$$\text{Costo total de la red, MXN} = N_c \left[\gamma_0 + \frac{A_t N_t}{\pi} \left(\gamma_1 d + \gamma_2 + \frac{\gamma_3}{d} \right) + WL\gamma_4 + \gamma_{10} \frac{mL\mu}{\pi\rho d^4} \right] + \gamma_5 \left(\frac{mH_b}{eff} \right) \quad (3.12)$$

Para el cambio de moneda en USD se utilizó la tasa de cambio de \$19.37, que se corresponde al 11 de marzo de 2019.

3.4 Índice de costo

Los métodos de estimación de costos utilizan datos históricos por lo que varían constantemente en función del tiempo. Entonces, se hace necesario usar algunos métodos para actualizar los datos de costos antiguos que contribuya en la estimación de la etapa de diseño y pronosticar el

costo de construcción futuro del sistema. El método que generalmente se usa para actualizar los datos de costos históricos hace uso de los índices de costos publicados, que relacionan los costos actuales con los costos pasados, y se basan en datos de costos de mano de obra, materiales y energía. Se presenta a continuación el método de cálculo para la actualización de costos.

$$C_2 = C_1 * \frac{I_2}{I_1} \quad (3.13)$$

Donde C_2 es el costo del año actual, C_1 es el costo del equipo en el año que se tiene como base y I_2 y I_1 son los índices de costo actual y del año base respectivamente. Estos índices de costos están ampliamente difundidos en la literatura (Vatavuk, 2002), pero para los cálculos de los casos de estudios en este trabajo se utilizaron los datos según el índice de costos de plantas de ingeniería química (CEPCI, por sus siglas en inglés) y los valores históricos asociados a este índice de costo se muestran en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Valores históricos del CEPCI [Fuentes: Vatavuk (2002) y CEPCI (2019)].

Año	CEPCI	Año	CEPCI	Año	CEPCI
1963	102.4	1982	314.0	2001	394.3
1964	103.3	1983	316.9	2002	395.6
1965	104.2	1984	322.7	2003	401.7
1966	107.2	1985	325.3	2004	444.2
1967	109.7	1986	318.4	2005	468.2
1968	113.6	1987	323.8	2006	499.6
1969	119.0	1988	342.5	2007	525.4
1970	125.7	1989	355.4	2008	575.4
1971	132.3	1990	357.6	2009	521.9
1972	132.3	1991	361.3	2010	550.8
1973	144.1	1992	358.2	2011	585.7
1974	164.4	1993	359.2	2012	584.6
1975	182.4	1994	368.1	2013	567.3
1976	192.1	1995	381.1	2014	576.1
1977	204.1	1996	381.7	2015	556.8
1978	218.8	1997	386.5	2016	541.7
1979	238.7	1998	389.5	2017	567.5
1980	261.2	1999	390.6	2018	603.1
1981	297.0	2000	394.1	2019	607.5

El CEPCI es una institución bien establecida. Desde su introducción en 1963, ha servido como una herramienta importante para los profesionales de la industria de procesos químicos al ajustar los costos de construcción de la planta de proceso de un período a otro. Estos índices se han publicado en todos y cada uno de los números de la revista Chemical Engineering y está compuesto por un conjunto de cuatro subíndices: equipo, mano de obra de la construcción,

edificios e ingeniería y supervisión. Cada índice y subíndice es la suma ponderada de varios componentes (Lozowski, 2020).

Los índices de costos pueden usarse para dar una estimación general, pero ningún índice utiliza todos los factores, tales como avances tecnológicos específicos o condiciones locales. Los índices más comunes permiten una estimación aproximadamente correcta si el período de tiempo involucrado es menor de 10 años. Muchos tipos de índices se publican regularmente y algunos de ellos pueden utilizarse para la estimación de los costos de los equipos; otros se aplican específicamente a mano de obra u otros campos específicos como construcción y materiales.

3.5 Anualización de costos

La anualización de costos es utilizada para que los costos de energía y los de redes de equipos sean compatibles en unidades, es decir, el costo de la energía está dado en USD/kWh, mientras que el costo de los equipos en \$. La Ecuación 3.14 muestra la forma de anualizar el costo de un equipo o de una red:

$$C_A = C_e * \left[\frac{i*(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (3.14)$$

En esta ecuación, C_A es el costo de energía anualizado, C_e es el costo de capital del equipo, i es el interés anual y n el número de años de vida útil del equipo o de la red de equipos. En resumen, la anualización es una forma matemática de transformar la cantidad equivalente de la inversión inicial a un costo en el tiempo, en este caso a un costo anual.

3.6 Integración de costos

Una vez obtenidos todos los costos, dígame costos de la red de recuperación de calor y costos de los servicios auxiliares, costos del sistema de almacenamiento térmico y costos de la red de colectores solares se pueden realizar evaluaciones y análisis para determinar el menor costo posible que determinará el diseño o actualización de una planta química. El uso de la red de colectores solares puede proporcionar grandes ventajas económicas y de eficiencia energética si se acopla correctamente a una red de recuperación de calor. Para tal acoplamiento el sistema de almacenamiento térmico es un elemento fundamental en suministro de la carga térmica cuando el proceso lo requiera.

Esta integración puede variar en cuanto a la demanda que requiere la industria y en el caso de que pueda ser suplida por la red de colectores solares, por lo cual es importante evaluar entonces la colocación de un sistema de almacenamiento para ayudar a suplir dicha demanda. También en este aspecto influirá cuanto tiempo pueda estar almacenado el recurso que se empleará como

servicio de calentamiento por lo que esta integración de costos se puede comparar en un rango de tiempo y así evaluar su efectividad.

Es por ello que la siguiente ecuación establece el cálculo del costo de capital del sistema integrado CC_{SI} para la minimización del mismo y la maximización de la recuperación de la energía:

$$CC_{SI} = C_{RRC} + C_{SA} + C_{SAT} + C_{RCS} \quad (3.15)$$

En esta ecuación se emplearán los costos de cada uno de los sistemas integrados según se requiera por el proceso, es decir que cada proceso debe ser evaluado detalladamente en dependencia de sus características para determinar qué sistema de integración se puede incorporar, ya sea solamente una RCS, o una RCS con un SAT, o la integración de todos los sistemas en general. Esto se verá más a detalle en el siguiente capítulo donde se presenta la metodología y los diferentes escenarios de integración para determinados casos de estudios.

CAPÍTULO IV DISEÑO DE SISTEMAS DE SUMINISTRO DE ENERGÍA TÉRMICA SOLAR A PROCESOS INDUSTRIALES

En este capítulo se expone la metodología aplicada al trabajo de investigación propuesto. La metodología consta de tres etapas que se muestran en la Figura 4.1. En la primera etapa se proponen los casos de estudio a evaluar, esto se realizará en dependencia de su relevancia a nivel industrial y global. En la segunda etapa se realiza la propuesta de tres escenarios para la integración de la energía termosolar, además se evalúa el impacto económico, ambiental y de operación en el suministro de la carga térmica de cada una de las variables a fin de alcanzar el mejor diseño de integración de la energía solar térmica a un proceso industrial. Y en la tercera y última etapa se realiza el análisis de los resultados, resaltando el costo total anualizado de la energía, el tiempo de recuperación y la fracción solar.

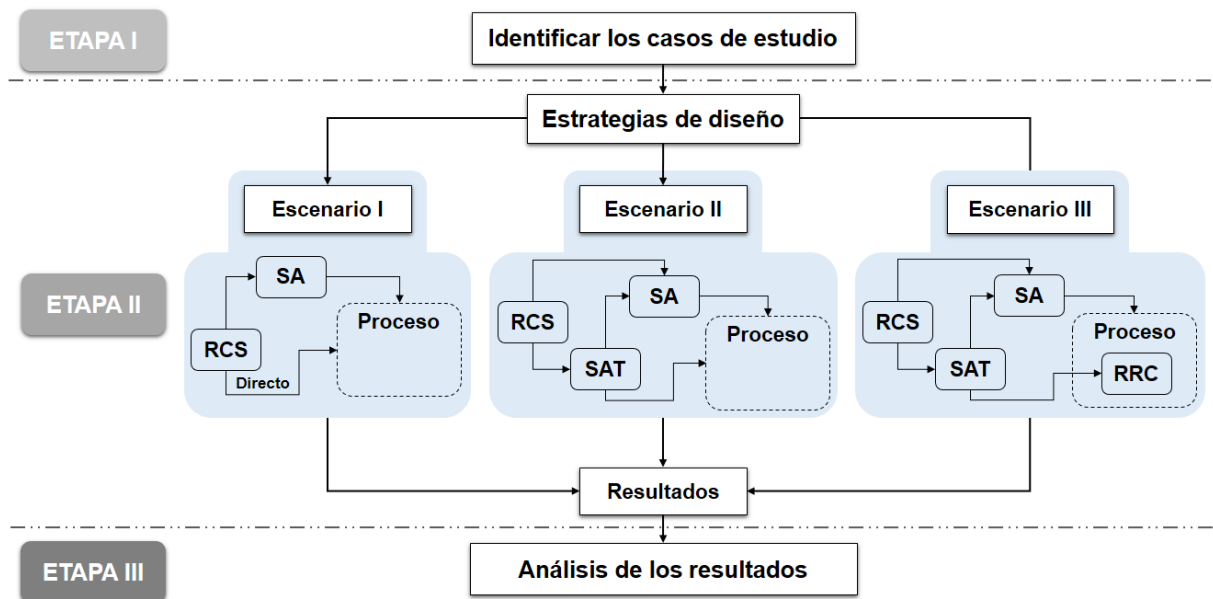


Figura 4.1. Etapas de la metodología propuesta.

Cada una de las etapas se va a describir de manera detallada, discutiendo la relevancia de la etapa y de la metodología misma.

4.1 Etapa I: Identificar los casos de estudio

En la primera etapa de la metodología propuesta se deben identificar los casos de estudio a evaluar, los cuales deben estar relacionados con procesos industriales que tengan gran demanda a nivel mundial y que contribuyan fuertemente al desarrollo de la sociedad. Lo anterior tiene como propósito el aprovechamiento máximo de la energía solar térmica como fuente de energía

renovable. Dentro de los procesos que pueden ser seleccionados se encuentran las industrias de alimentos, que son fundamentales para el desarrollo y existencia de un país, otro de los procesos de marcado interés es la obtención de biocombustibles para el remplazo de los combustibles convencionales que tiene como fortaleza disminuir la contaminación ambiental y brindar alternativas para lograr un desarrollo sostenible.

Se debe de tener en cuenta, además, para la selección de estos procesos el rango de las temperaturas de operación, es decir, valores no superiores a los 120 °C, o que la mayoría de las poblaciones de corrientes del proceso se encuentren dentro de este valor. En otro caso el calor generado por los colectores solares es factible que se utilice en el precalentamiento de corrientes de servicios de calentamiento externo que conllevan valores de temperaturas superiores a los que pueden ser aportados por los equipos termosolares.

4.2 Etapa II: Estrategias de diseño

En esta etapa se presentan las estrategias de diseño para sistemas de suministro de energía solar térmica a procesos industriales, específicamente a los procesos propuestos en la Etapa I. Para lograr abarcar una mayor cuantificación del objeto de estudio la presente etapa se divide en tres escenarios. En cada uno de estos escenarios se realiza una evaluación de la integración de la energía solar según las características de los propios procesos propuestos, esto será discutido más adelante.

Esta segunda etapa constituye el grueso de la metodología ya que en la misma se procede a realizar los cálculos necesarios para el diseño e integración de la energía solar térmica a los procesos industriales. Al evaluar cada uno de los escenarios es posible determinar la cantidad de energía que es posible suministrar directamente de una red de colectores solares. Además, de poder considerar cuál es el efecto de la instalación de un sistema de almacenamiento térmico en cuanto a la integración de la energía. Todo esto con el fin de reducir el número de colectores solares de la red y el tamaño del propio sistema de almacenamiento térmico.

4.2.1 Escenario I

En el primer escenario se conoce la carga térmica que necesita el proceso y el periodo de tiempo que la requiere. Con estos datos iniciales se puede construir una red de colectores solares para suplir una parte o la totalidad de la demanda de la energía térmica requerida. Esto último va a depender del tipo de proceso que se esté evaluando, dígase continuo o no continuo, y de la hora a la cual se requiera suplir la carga térmica. Por sus características de diseño la red de colectores solares estará aportando su máxima carga térmica en un tiempo aproximado de 11:00 am a 2:00

pm. Es decir, puede existir el caso de un proceso no continuo que opere en este horario y la demanda de energía térmica de ese proceso pueda ser suplida completamente. En general, para procesos continuos sólo puede ser suplida la demanda de energía térmica en una parte de tiempo del total requerido.

Para determinar el costo del sistema en general en este escenario sólo se emplean los costos de la red de colectores solares que define la fracción solar, la cual es muy baja ya que la temperatura objetivo es alta y el tiempo de suministro de la red es corto. En conclusión, en este escenario la carga térmica se suministra de manera directa de una red de colectores solares, RCS, sin la incorporación de un sistema de almacenamiento térmico y sin llevar a cabo la integración de la energía.

4.2.2 Escenario II

En el segundo escenario se conocen los requerimientos del proceso igual que en el primer escenario, así como los tiempos de operación de los casos de estudio. En este escenario se busca incrementar el periodo de tiempo de suministro de energía termosolar mediante el uso del almacenamiento. Es decir, se incorpora un sistema de almacenamiento térmico, SAT, el cual va a almacenar la carga térmica a la salida de la red de colectores solares hasta que el proceso la requiera. El efecto del uso del almacenamiento además de maximizar el periodo de tiempo en el que se puede suministrar energía térmica al proceso es aumentar la fracción solar. Si bien esto es favorable para la industria trae implícito un aumento en el costo total anual ya que la red de colectores solares puede aumentar de tamaño significativamente.

Para determinar los costos del sistema en este segundo escenario se realiza el cálculo del costo total de la red de colectores solares y del sistema de almacenamiento térmico, recordando que este último va a depender del tiempo que se necesite almacenar el calor. En conclusión, para este escenario se aumenta la fracción solar con la instalación de un sistema de almacenamiento térmico, pero también se generan mayores costos del sistema.

4.2.3 Escenario III

En el escenario tres se lleva a cabo la integración de procesos mediante el análisis Pinch. Una vez integradas las corrientes del proceso se determinan los requerimientos mínimos de calentamiento y enfriamiento. Con esta integración realizada el requerimiento mínimo de calentamiento va a ser la demanda de energía térmica que requiere el proceso evaluado. Como resultado se obtiene que la red de colectores solares disminuye considerablemente en tamaño al igual que el sistema de almacenamiento térmico. Y a diferencia de los demás escenarios

propuestos la fracción solar aumenta, logrando suministrar la totalidad de la carga térmica de la red de colectores solares para suplir la demanda total requerida en el proceso.

Luego se procede a realizar el cálculo de la red de recuperación de calor. En este cálculo se incluyen los diagramas de curvas compuestas y gran curva compuesta, el área de la superficie de transferencia de calor, el número mínimo de equipos de la red de recuperación de calor, así como determinación de la delta de temperatura mínima óptimo ($\Delta T_{min, \acute{o}ptimo}$), el cual dará como resultado la red de recuperación de calor, RRC, con el menor costo total anual (CTA).

Se puede concluir que el Escenario III es el más completo ya que integra las corrientes del proceso y además una red de colectores solares con almacenamiento térmico. Si bien resulta en un aumento de costo por la red de recuperación de calor, la recuperación de la energía aumenta y se reduce el costo de generación. Para determinar el costo de este sistema integrado del tercer escenario se realiza la suma del costo de la red colectores solares, el costo del sistema de almacenamiento térmico, el costo del servicio auxiliar de calentamiento (según se requiera) y enfriamiento y el costo de la red de recuperación de calor.

De los tres escenarios propuestos se obtienen los resultados de costos de los sistemas, estos resultados son analizados en la siguiente etapa.

4.3 Etapa III: Análisis de los resultados

En esta etapa se analizan los resultados obtenidos de los tres casos de estudio en cada uno de los escenarios propuestos en la Etapa II de la presente metodología. En los resultados se presentan las variables más importantes para la integración de la energía termosolar a los procesos industriales. Dentro de esas variables se puede citar, la fracción solar, el costo solar anualizado, el tiempo de recuperación, la reducción de gases de efecto invernadero, entre otros. Cada una de estas variables contribuye a un beneficio que puede ser económico, ambiental y de operación del proceso. En el estudio llevado a cabo el costo total anualizado de energía solar y el tiempo de recuperación son las variables que define la implementación del dispositivo con tiempos de recuperación de la inversión menores a tres años.

CAPÍTULO V RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de la utilización de los conceptos, análisis y cálculos llevados a cabo según lo expuesto en los diferentes capítulos de la investigación y de los pasos a seguir planteados en la metodología propuesta en el capítulo anterior. Los resultados serán presentados para cada uno de los casos de estudio propuestos. Es importante resaltar que el tiempo de recuperación de la inversión en la integración de la energía termosolar a los procesos evaluados en los casos de estudios ronda los 3 años, que es el periodo de tiempo que la agencia internacional de energías renovables (IRENA) establece para que una instalación de este tipo sea viable.

5.1 Etapa I: Identificar los casos de estudio

Los casos de estudio abordados en la presente investigación comprenden dos procesos continuos y un proceso por lotes. En el caso de los procesos continuos se identificaron dos procesos para la producción de bioetanol, uno de primera generación y otro de segunda generación. Ambos procesos manejan temperaturas alrededor de los 200 °C.

En el primer caso de estudio se considera el proceso combinado de producción de bioetanol a partir de melazas y bagazo, por lo que se denomina bioetanol de primera y segunda generación respectivamente. Las melazas son obtenidas de las últimas etapas del proceso de fabricación de azúcar y el bagazo es el resultado de la etapa de extracción de los jugos de caña. De este bagazo total obtenido sólo se maneja un 40 %, ya que el resto debe ser utilizado como alimentación de las calderas para producir vapor. Este caso de estudio es publicado por Valderrama et al. (2020).

El segundo caso de estudio seleccionado es un proceso de obtención de bioetanol de segunda generación pues la materia prima utilizada es el agave. Este caso de estudio tiene una relevancia significativa, ya que México es uno de los países con mayores áreas de cultivo de esta planta a nivel mundial. El proceso a analizar se basa en el trabajo de Oseguera Villaseñor (2016).

Por último, el tercer caso de estudio que se propone es un proceso de la industria de lácteos. Los procesos lácteos son ampliamente instalados en todo el mundo por ser de los procesos que engloban una gran cantidad de productos y subproductos alimenticios de primera necesidad. Estos procesos manejan temperaturas de operación por debajo de los 100 °C, por lo que resulta interesante estudiar la integración de la energía termosolar para suplir la carga térmica. Este caso de estudio es de la referencia de Quijera et al. (2011).

Los procesos seleccionados presentan características distintivas importantes que resultan atractivas cuando el tema en cuestión es la integración de la energía termosolar a los procesos industriales. Unas de esas características son el tiempo del requerimiento energético por parte del proceso, el tiempo de suministro solar, los niveles de temperatura del proceso y los niveles de temperatura de la red de colectores en las condiciones más críticas.

5.1.1 Caso de estudio 1: Bioetanol a partir de melazas y bagazo

Durante los últimos diez años, la producción mundial de caña de azúcar ha aumentado a más de 1.8 billones de toneladas/año, lo que representa un incremento del 27 % con respecto a la década pasada. Esto puede atribuirse a un 22 % de aumento en el área cosechada y a un 6 % de mejora en el rendimiento. Entre los países líderes en la producción y cultivo de caña de azúcar se destaca Brasil, China y Colombia. Además, se tiene la conveniencia que al ser cultivada en 101 países representando para una docena de éstos el 25 % de su tierra de cultivo, su siembra y procesamiento proporciona sustento para millones de personas y su exportación mantiene a muchas economías nacionales (Corzo, 2015).

Este primer caso de estudio es de un ingenio azucarero ubicado en la región del Valle del Río Cauca en Colombia, donde se procesan 38 toneladas de caña de azúcar por hora de acuerdo con las condiciones de operación y los rendimientos reportados. Además, el proceso requiere de un flujo de calor de 22,918.49 kWh, pero con el bagazo aportado en la etapa de extracción de jugos de caña y al utilizar este como combustible se suplen 22,049.59 kWh, quedando 868.9 kWh de calor para satisfacer al proceso. El tiempo de operación del ingenio se encuentra en un rango de tiempo de 18 a 20 h al día.

Tabla 5.1. Datos de las corrientes de proceso del caso de estudio 1.

Corrientes	Descripción	Ts (°C)	Tt (°C)	CP (kW/°C)	h (kW/m ² °C)
H1	Neutralización 1	167.00	50.00	22.19	2
H2	Neutralización 2	52.00	25.00	7.63	3
H3	Neutralización 3	52.00	30.00	44.65	2
H4	Destilación 1	98.00	32.00	48.36	3
H5	Destilación 2	150.00	25.00	5.43	3
C1	Jugo de extracción	25.00	90.00	14.40	3
C2	Clarificación 1	34.00	85.00	40.34	2
C3	Clarificación 2	84.00	100.00	50.03	2
C4	Separación 1	38.00	50.00	80.14	3
C5	Separación 2	93.00	150.00	27.97	2

Para la obtención de bioetanol de primera generación se utiliza melaza como materia prima la cual es extraída de la etapa de cristalización en el proceso de producción de azúcar. Y para el

proceso de segunda generación se utiliza no más del 40 % del bagazo total obtenido en la etapa de extracción de los jugos de caña. Esto último con el afán de aumentar el rendimiento en el producto final, que es el bioetanol, sin afectar la obtención del bagazo necesario para mantener en funcionamiento la caldera. En la Tabla 5.1 se presentan los datos de las corrientes del proceso.

Como se puede observar en la Figura 5.1 el proceso consta de los siguientes pasos: primero se realiza la extracción del jugo de la caña, en esta etapa se obtiene como residuo el bagazo. El bagazo obtenido se divide en dos partes, una se destina a la alimentación de las calderas para la producción de vapor y la otra pasa por diferentes procesos como pretratamiento, neutralización, fermentación y destilación. El vapor producido se destina a las etapas de evaporación y cristalización, además de la generación de potencia que es vital en el funcionamiento del ingenio azucarero.

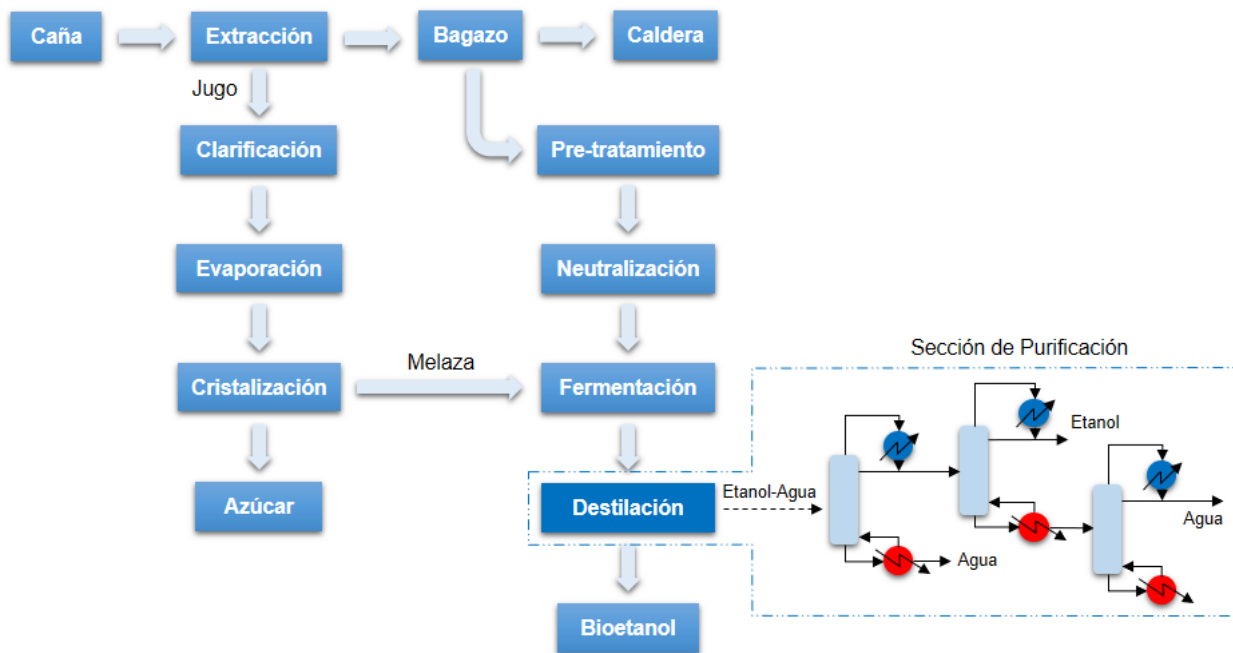


Figura 5.1. Diagrama de bloques del caso de estudio 1.

El jugo extraído en la primera etapa se clarifica adicionando cal y floculantes, esto permite neutralizar el jugo y eliminar los sólidos e impurezas presentes en el mismo. El jugo clarificado pasa a la etapa de evaporación, donde se extrae agua y luego es concentrado hasta obtener una meladura. En la etapa de cristalización, la meladura es convertida en granos de azúcar mediante recipientes de vacío de efecto único y calor, pero es necesario que la mezcla pase por un proceso de centrifugación para separar los granos de la melaza. Esta melaza es la que pasa a la etapa de fermentación en conjunto con el licor obtenido a partir de bagazo. Luego este caldo fermentado es destilado y se obtiene el bioetanol.

En la etapa de purificación se utiliza una destilación convencional seguida de la deshidratación con tamices moleculares. El esquema incluye tres columnas de destilación: desgasificación, rectificación y separación de aldehídos; logrando así bioetanol con una concentración del 99 %.

5.1.2 Caso de estudio 2: Bioetanol a partir de agave

El proceso de obtención de bioetanol a partir de agave se describe gráficamente en la Figura 5.2. La industria tequilera y mezcalera al procesar la piña del agave, sólo aprovecha el 40 % en peso de este producto. Después de realizar una separación mecánica las piñas pasan a un proceso de cocción, finalizando esa tarea, una parte entra junto con el bagazo de agave a un proceso de molienda donde se realiza una hidrólisis ácida, una fracción de la salida entra a una hidrólisis enzimática como residuo, la salida de ambos procesos se alimenta al proceso de fermentación; de la hidrólisis enzimática se obtiene lignina, la cual puede ser usada como biocombustible.

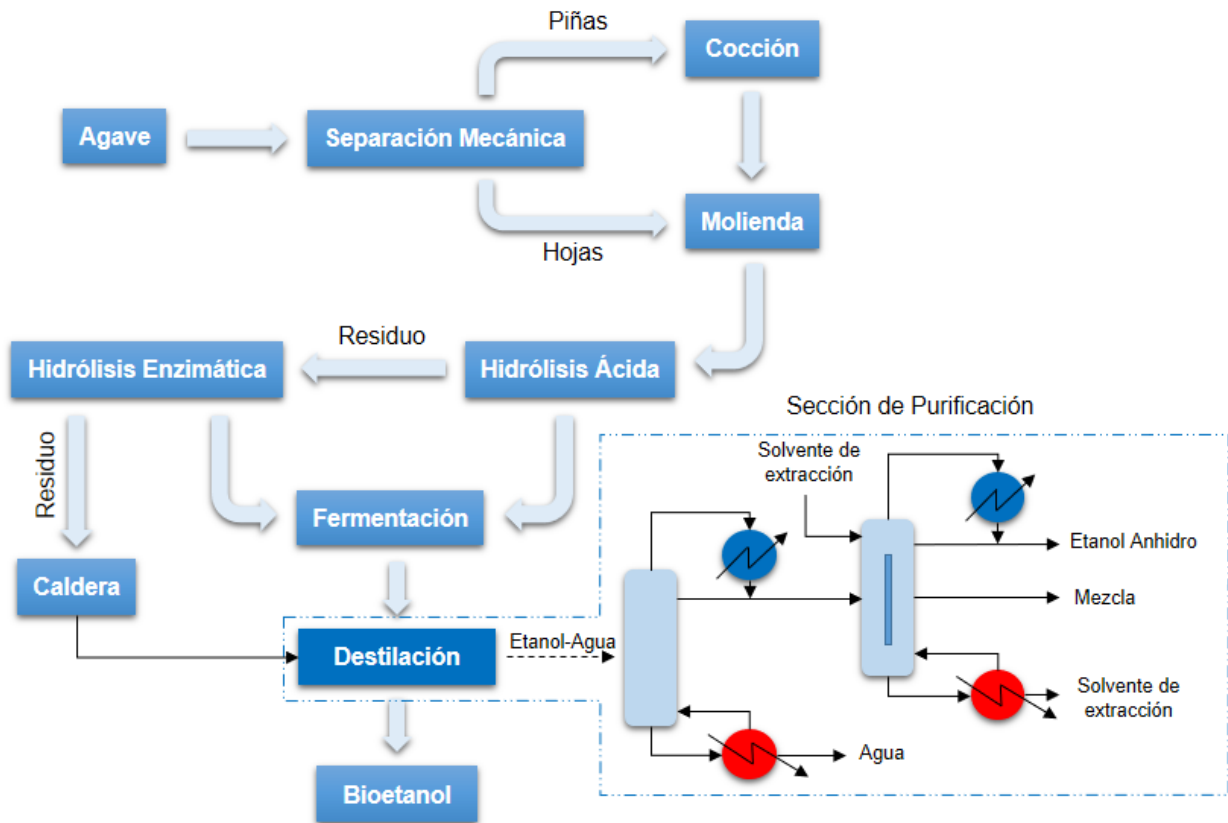


Figura 5.2. Diagrama de bloques del caso de estudio 2.

En la etapa de fermentación se obtiene un caldo que mediante el empleo de levaduras *Saccharomyces cerevisiae*, inmovilizadas en ácido poligalacturónico o amberlitas, permiten manipular altas concentraciones celulares y de sustrato.

Después de la fermentación, la mezcla etanol-agua entra a un proceso de purificación de etanol, cualquiera que sea la materia prima o el proceso, el producto obtenido de la fermentación es una solución diluida de menos del 10 % en peso de etanol. En el proceso de purificación del bioetanol se utiliza una columna de destilación convencional, ahí la mezcla se debe acercar lo más próxima al azeótropo, el destilado pasa después a una segunda columna donde se realiza una segunda purificación mediante un solvente másico de extracción, la pureza especificada es de 99.5% de tal manera que pueda ser utilizado como aditivo mezclado con gasolina.

Tabla 5.2. Datos de las corrientes de proceso del caso de estudio 2.

Corrientes	Descripción	Ts (°C)	Tt (°C)	CP (kW/°C)	h (kW/m ² °C)
H1	Etanol-agua	78.23	78.20	11,888.33	2
H2	Agua SA-R1	185.22	100.00	3.27	1
H3	Etanol anhidro	78.57	78.28	434.44	2
H4	Agua SA-R2	204.00	185.22	4.27	3
H5	Corriente lateral agua	106.00	20.00	1.19	1
H6	Corriente salida glicerol	194.00	20.00	6.36	1
H7	Corriente salida agua	100.00	20.00	38.82	2
C1	Etanol-agua	20.00	79.00	59.83	2
C2	Agua SA-C1	20.00	62.87	8.31	1
C3	Etanol-agua R1	99.97	100.00	9,308.00	1
C4	Agua SA-C2	20.00	35.68	8.03	3
C5	Etanol-glicerol R2	107.68	194.88	0.92	3
C6	Glicerol	20.00	194.00	6.84	3

En la Tabla 5.2 se presentan los datos de las corrientes del proceso del caso de estudio 2. Las mismas serán analizadas y empleadas para los cálculos en la Etapa II de la presente metodología.

5.1.3 Caso de estudio 3: Proceso de la industria de lácteos

En este proceso lo primero es la recepción de la leche y las pruebas para verificar que cumpla con los estándares de calidad mínimos necesarios. Después se almacena hasta su procesamiento. El primer tratamiento que recibe la leche es un proceso de pasteurización para eliminar las bacterias. Luego la leche pasteurizada pasa a los diferentes procesos de producción de los productos lácteos (yogur, queso, bebidas lácteas).

En la Tabla 5.3 se presentan los datos de las corrientes del proceso. Estas serán utilizadas para los cálculos en la Etapa II según la metodología propuesta.

Tabla 5.3: Datos de las corrientes de proceso del caso de estudio 3.

Corrientes	Descripción	Ts (°C)	Tt(°C)	CP (kW/°C)	h (kW/m ² °C)
H1	Leche pasteurizada efluente	75.00	44.00	4.38	1
H2	Agua de caldera	95.00	78.00	10.63	2
H3	Leche influente	44.00	36.00	5.84	3
H4	Agua de depósito	73.30	40.00	1.94	1
H5	Agua cubas de cuajo	40.00	38.00	3.89	1
H6	Agua de depósito	62.40	25.00	9.30	2
H7	Agua de depósito excedente	62.40	25.00	12.90	2
C1	Agua de red para caldera	12.20	95.00	10.63	1
C2	Leche cruda influente	4.00	35.00	4.38	1
C3	Leche influente	35.00	75.00	4.38	2
C4	Agua de red para enfriador	12.20	18.00	6.35	1
C5	Agua de red	12.20	38.00	2.64	1
C6	Leche cubas de cuajo	34.00	35.00	3.89	2

En la Figura 5.3 se presenta el diagrama de bloques del proceso para la elaboración de productos lácteos. En esta industria se obtienen tres productos principales: yogures, quesos y bebidas lácteas no fermentadas, utilizando leche de vaca como materia prima. Diariamente se pasteurizan 20,000 L de leche, de los cuales el 15 % se destinan a la elaboración de yogur, el 80 % a la producción de quesos y un 5 % se utiliza en la preparación de bebidas lácteas. La planta opera 7 días a la semana durante 350 días al año. El proceso productivo se realiza en cuatro etapas principales: pretratamiento y pasteurización de la leche, elaboración del yogur, fabricación de las bebidas lácteas no fermentadas y elaboración del queso.

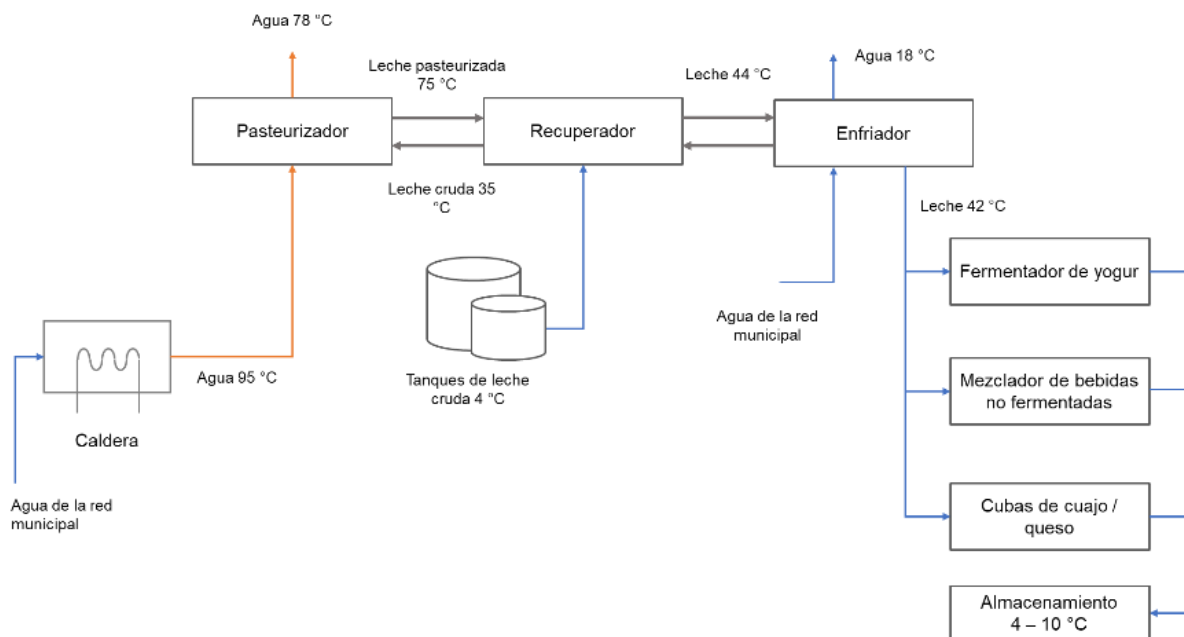


Figura 5.3. Diagrama de bloques del caso de estudio 3.

La actividad se desarrolla a lo largo de 12 h diarias, comenzando a las 6:00 am y finalizando a las 6:00 pm. La planta utiliza una caldera pirotubular de gas natural, produciendo un caudal de agua a 95 °C suficiente para la pasteurización de la leche. Se estima una eficiencia energética de la caldera del 92 %. La utilidad externa de calentamiento debe proporcionar un flujo de calor de 880.20 kW a una temperatura de 95 °C durante 5 h sin interrupción. Para este tiempo, la carga calórica total aportada por la caldera es de 4,401.01 kWh.

5.2 Etapa II: Estrategias de diseño

Una vez identificados los casos de estudio y recabado todos los datos de las corrientes y las cargas térmicas de los procesos se procede a realizar los cálculos para cada uno de los escenarios propuestos en la sección 4.2 correspondiente a la Etapa II de la metodología. A continuación, se presentan los resultados de los tres escenarios para cada uno de los casos de estudios propuestos.

5.2.1 Resultados del caso de estudio 1: Bioetanol a partir de melazas y bagazo

Escenario I

A partir de los datos del consumo de energía del proceso y de los niveles de temperatura del primer caso de estudio se procede a realizar los cálculos de la red de colectores solares para suplir parte de la demanda de la energía térmica al proceso, ya que el este opera de manera continua y no es posible suministrarla por la red de colectores en su totalidad. Se tiene como dato la carga térmica del proceso que es de 868.90 kW y el tiempo de operación el cual se encuentra en un rango de 18 a 20 h al día. Como la red de colectores alcanza sus mayores niveles de temperatura en el periodo de tiempo comprendido entre las 11:00 am a 2:00 pm sólo se puede aportar tres horas de la carga térmica de la total demandada. Esto trae como consecuencia que el tiempo restante se deba usar combustibles convencionales. En concordancia, para este primer escenario será necesario el cálculo de costos de los servicios auxiliares de calentamiento y enfriamiento para luego sumarlos al costo de la red de colectores solares.

En la Tabla 5.4 se muestran los resultados de los componentes que integran el Escenario I, se observa que la fracción solar es baja, sólo de 0.02, esto se debe a que el tiempo de suministro de la energía termosolar es de 3 horas. Además, se obtiene una red de colectores de 9 X 29 en un arreglo paralelo-serie. El costo de la red de colectores solares es anualizado para poder sumarlo a los costos de los servicios auxiliares, la anualización se lleva a cabo según la Ecuación 3.14 de la sección 3.5 del Capítulo III. De este cálculo se obtiene un valor del costo total anualizado de la red de colectores solares de 17,267.47 USD.

Tabla 5.4. Resultados del Escenario I para el caso de estudio 1.

Componentes	Valores
Carga termosolar suministrada (kWh/día)	1,016.61
Arreglo de la red	9 X 29
Área de captación del campo solar (m ²)	506.34
Volumen del tanque (m ³)	0
Costo de la red de colectores solares (USD)	133,334.85
Costo del sistema de almacenamiento térmico (USD)	0
Fracción solar	0.02
Ahorro de combustible anual (USD)	42,576.59
Tiempo de recuperación de la inversión (año)	3.13

Para este caso de estudio se obtiene un ahorro de combustible de 42,576.59 USD, lo que ofrece un tiempo de recuperación de 3 años aproximadamente. Si bien la recuperación se garantiza en un periodo aceptable de tiempo, la instalación de una red de colectores solares para este escenario no es económicamente factible ya que el tiempo en el que puede aportar carga térmica al proceso es de tan solo tres horas y restarían aproximadamente 17 horas por suplir la demanda total del proceso si se toma un promedio de 20 horas de operación en el mismo.

Para los cálculos de los costos de los servicios auxiliares se emplea la Ecuación 3.3 tomando los valores del requerimiento de calentamiento y enfriamiento ofrecidos en los datos del caso de estudio. En el proceso se necesitan 3,395.16 kW que al realizar los cálculos correspondientes el costo del servicio de enfriamiento anualizado presenta un valor de 99,025.50 USD.

Para el caso del calentamiento externo con lo planteado anteriormente el cálculo de costo está en base a 17 horas, ya que tres horas son aportadas por la red de colectores de manera directa al proceso y se obtiene como resultado un valor de 93,320.63 USD. Realizando el cálculo del costo total anual para el Escenario I mediante la Ecuación 3.15 se obtiene un valor de 209,613.60 USD.

Escenario II

En el segundo escenario, cumpliendo con lo establecido en la sección 4.2.2 de la metodología propuesta en el Capítulo IV se incorpora un sistema de almacenamiento térmico, esto se realiza con la finalidad de poder abastecer parte de la carga térmica que requiere el proceso. En este escenario el funcionamiento es el siguiente, la red de colectores solares se mantiene en operación durante todo el día suministrando calor al sistema de almacenamiento térmico y este lo entrega al proceso en el tiempo que lo requiera. En consecuencia, para que el sistema de almacenamiento tenga la carga necesaria que entregará al proceso es necesario aumentar el tamaño de la red de colectores solares. Esto trae implícito un aumento en la fracción solar y sobre todo en los costos

totales ya que también se debe incluir el costo del sistema de almacenamiento térmico al costo total del sistema implementado en el escenario II.

Tabla 5.5. Resultados del Escenario II para el caso de estudio 1.

Componentes	Valor
Carga termosolar suministrada (kWh/día)	2,033.25
Arreglo de la red	18 X 29
Área de captación del campo solar (m ²)	1,012.68
Volumen del tanque (m ³)	62
Costo de la red de colectores solares (USD)	266,669.71
Costo del sistema de almacenamiento térmico (USD)	39,327.90
Fracción solar	0.04
Ahorro de combustible anual (USD)	85,153.18
Tiempo de recuperación de la inversión (año)	3.13

Como se aprecia en la Tabla 5.5 con un ahorro de combustible anual de 85,153.18 USD el tiempo de recuperación de la inversión de la red de colectores solares ronda los 3 años, valor cercano a lo establecido por la Agencia Internacional de Energías Renovables en cuanto a tiempo de recuperación de una inversión de equipos termosolares.

Se determina el costo de la red de colectores solares y posteriormente se anualiza mediante la Ecuación 3.14 y se obtiene un costo anualizado de 34,534.95 USD. En la Tabla 5.5 se aprecian los resultados obtenidos para varios de los componentes que se analizan en el Escenario II.

Los cálculos del diseño del sistema de almacenamiento térmico se llevan a cabo según lo planteado en la sección 2.4, donde el volumen estará determinado por el tiempo requerido de almacenamiento y la carga térmica proporcionada por la red de colectores solares. Los costos para el sistema de almacenamiento se determinan mediante la Ecuación 3.4, los parámetros de costos se obtienen de la Tabla 3.3. Se determina una carga térmica a almacenar de 2,033.25 kW con un volumen de 20.64 m³ en un periodo de tiempo de 6 horas. El costo de capital del sistema de almacenamiento es 21,795 USD y el costo anualizados representa 2,822.63 USD.

Con la implementación del sistema de almacenamiento se reduce en 6 horas el requerimiento auxiliar de calentamiento y se obtiene un costo de 76,028.75 USD y del servicio externo de enfriamiento se tiene un valor de 99,025.50 USD. Luego, con la Ecuación 3.15 se obtiene el costo para el Escenario II, en esta ecuación se cuenta con el costo anualizado de la red de colectores solares, el costo de los servicios de enfriamiento externo y el costo anualizado del sistema de almacenamiento térmico, por lo que el valor del costo total anualizado es de 212,411.83 USD.

Escenario III

En el Escenario III, a diferencia de los dos escenarios previos, se lleva a cabo la integración de energía del proceso, determinando las utilidades calientes y frías y el punto de Pinch. Es decir, en este escenario lo primero que se realiza es la integración entre las corrientes del proceso mediante el análisis Pinch y de aquí se obtienen los requerimientos mínimos de calentamiento y de enfriamiento. El requerimiento de calentamiento del proceso será la demanda de la energía térmica a suplir con la integración de una red de colectores solares y un sistema de almacenamiento térmico.

El análisis de la integración de energía parte de los requerimientos mínimos de enfriamiento y calentamiento y esto es el resultado de implementar el algoritmo de la tabla problema. En la Tabla 5.6 se muestra el punto Pinch y los requerimientos energéticos obtenidos para cada uno de los deltas de temperaturas evaluados del caso de estudio 1.

Tabla 5.6. Requerimientos de enfriamiento y calentamiento para el caso de estudio 1.

ΔT_{min}	T Pinch (°C)	Q_f (kW)	Q_c (kW)
1	166.5	1,305.26	0
2	166.0	1,305.26	0
3	165.5	1,305.26	0
4	95.0	1,360.31	55.05
5	95.5	1,436.29	131.03
6	95.0	1,486.32	181.06
7	94.5	1,536.35	231.09
8	94.0	1,586.38	281.12
9	93.5	1,650.81	345.55
10	93.0	1,715.24	409.98
11	89.5	1,785.36	480.10
12	90.0	1,861.34	556.08
13	90.5	1,937.32	632.06
14	91.0	2,013.30	708.04
15	45.5	2,073.92	768.66
20	48.0	2,453.82	1,148.56
25	50.5	2,833.72	1,528.46
30	53.0	3,213.62	1,908.36
35	55.5	3,593.52	2,288.26
40	58.0	3,973.42	2,668.16

El siguiente paso es realizar los diagramas de la gran curva compuesta a partir de los datos obtenidos de los requerimientos de enfriamiento y calentamiento, esto nos permite realizar un análisis de la integración de la energía termosolar a proceso proveniente de una red de colectores solares.

Para este caso de estudio en los análisis de los diagramas de la gran curva compuesta para cada uno de los delta de temperatura evaluados se determinó que la red de colectores puede suplir la carga térmica demandada por el proceso hasta un ΔT_{min} de 11 con una temperatura de 105 °C, para los ΔT_{min} en adelante se debe implementar una red de colectores solares en conjunto con un sistema de calentamiento externo. Esto trae consigo un aumento en el número de equipos necesario para suplir ese servicio auxiliar externo de calentamiento y por ende un aumento significativo en el costo total anualizado.

Los resultados obtenidos anteriormente también van en concordancia con lo planteado en la literatura, donde generalmente para estos procesos el ΔT_{min} que debe seleccionarse es el de 10. Con la selección de este delta de temperatura mínimo se obtienen los menores costos de capital anualizados de la red de recuperación de calor.

Para el caso de estudio en cuestión se selecciona un ΔT_{min} de 10 y como lo indica la Tabla 5.6 la carga térmica a suplir con la red de colectores solares será de 409.98 kW/h. El siguiente paso es determinar el número de equipos y el área de transferencia de calor. Para calcular el número de equipo se emplea el diagrama de rejilla y la Ecuación 2.6. El diagrama de rejilla (Figura 5.4) muestra las corrientes calientes y frías para un ΔT_{min} de 10, las cuales serán utilizadas en el cálculo del número de equipos.

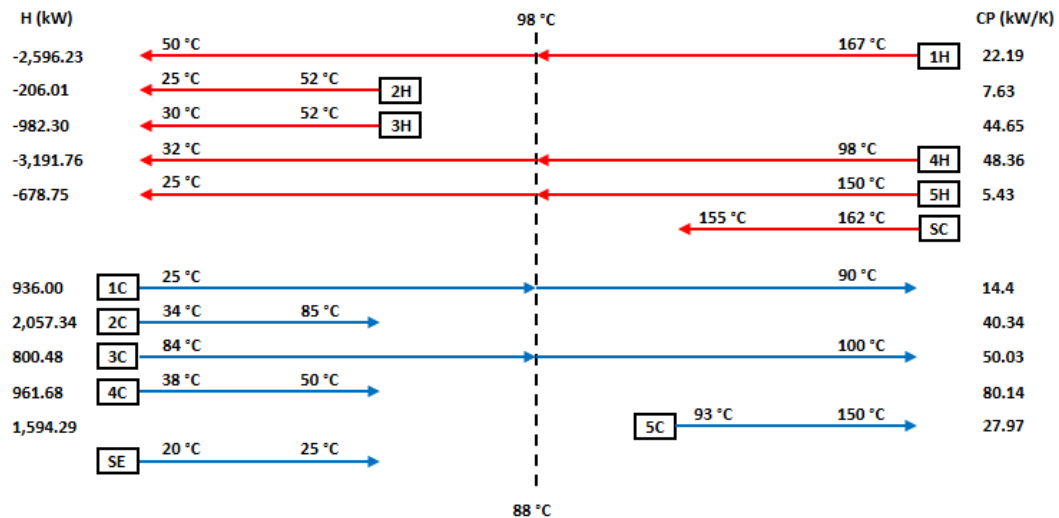


Figura 5.4. Diagrama de rejilla para un ΔT_{min} de 10 del caso de estudio 1.

El cálculo del área se realiza a partir del modelo de los coeficientes individuales de transferencia de calor de cada una de las corrientes expresado mediante la Ecuación 2.11. Para el caso de estudio 1 se obtienen los siguientes resultados, el área de transferencia de calor es de 710.51 m² y el número de equipos de intercambio de calor es de 15. Con estos datos se procede a realizar el cálculo de los costos de la red de recuperación de calor.

El cálculo del costo de la red de recuperación de calor se realiza mediante la Ecuación 3.2 con la suposición de que todos los equipos de transferencia de calor tienen la misma área. Los parámetros de costos de la ecuación se obtienen de la Tabla 3.2, la cual especifica los parámetros para varios equipos de transferencia de calor. El costo obtenido debe ser actualizado mediante los índices de costos para el año actual y anualizado para poder sumarlo con los costos de energía, esto se realiza utilizando las Ecuaciones 3.13 y 3.14 respectivamente. El costo de capital de la red de recuperación es de 2,102,910.54 USD y el costo total anualizado es 272,336.54 USD.

Los costos de energía anualizado (CEA) están asociados al uso de los sistemas de enfriamiento y calentamiento externo y como la red de colectores solares proveerá toda la demanda de energía térmica del proceso sólo se realiza el cálculo para el servicio auxiliar de enfriamiento externo. El costo por concepto de enfriamiento se estima en un valor de 35 USD/kW año, por lo tanto, tomando el valor de 1,715.24 kW de la Tabla 5.6 se obtiene un costo de energía anualizado de 50,027.83 USD.

El siguiente paso es determinar los costos de la red de colectores solares y el sistema de almacenamiento térmico. En el diseño de la red de colectores solares se obtiene un área de captación de 1,406.5 m², lo que equivale a 725 colectores solares en un arreglo paralelo-serie de 25 X 29. El costo de la red es anualizado para su posterior integración con los demás costos y su valor es de 47,965.21 USD.

Tabla 5.7. Resultados del Escenario III para el caso de estudio 1.

Componentes	Valores
Carga termosolar suministrada (kW)	959.35
Arreglo de la red	25 X 29
Área de captación del campo solar (m ²)	1,406.5
Volumen del tanque (m ³)	84
Costo de la red de colectores solares (USD)	370,374.60
Costo del sistema de almacenamiento térmico (USD)	46,910.83
Fracción solar	0.13
Ahorro de combustible anual (USD)	120,534.12
Tiempo de recuperación de la inversión (año)	3.07

Para el diseño del sistema de almacenamiento térmico se toma el requerimiento de calentamiento para un ΔT_{min} de 10, que será el calor aportado por la red de colectores solares en una hora, se determina que la carga térmica total a almacenar es de 8,199.6 kW. Con esta carga se obtiene un volumen de 84 m³ y un costo de capital del sistema de almacenamiento de 46,910.83 USD que al ser anualizado se tiene un valor de 6,075.17 USD. En la Tabla 5.7 se exponen los resultados para la red de colectores solares y el sistema de almacenamiento térmico del Escenario III. Una vez obtenidos todos los costos de los sistemas asociados al tercer escenario

se procede a calcular el costo total anualizado mediante la Ecuación 3.15, determinándose un valor de 376,404.75 USD.

Tabla 5.8. Resultados de los costos totales anualizados para cada escenario propuesto del caso de estudio 1.

Componentes	Escenario I	Escenario II	Escenario III
Red de colectores solares	17,267.47	34,534.95	47,965.21
Sistema de almacenamiento térmico	-	2,822.63	6,075.17
Servicios auxiliares de calentamiento	93,320.63	76,028.75	-
Servicios auxiliares de enfriamiento	99,025.50	99,025.50	50,027.83
Red de recuperación de calor	-	-	272,336.54
Costos Totales Anuales (USD)	209,613.60	212,411.83	376,404.75

En la Tabla 5.8 se presentan los resultados de los costos totales anualizados para cada uno de los escenarios evaluados. En el análisis de los tres escenarios de integración se concluye lo siguiente, en base a los costos totales anualizados en los Escenarios I y II se denota que los costos de los servicios auxiliares son mayores en comparación con los resultados obtenidos en el Escenario III.

A pesar de que el tercer escenario cuenta con una red de recuperación de calor y los equipos de transferencia de calor utilizados no son baratos la posibilidad de disminuir considerablemente los requerimientos de calentamiento del proceso hacen que este sea el escenario propicio para implementarlo en el caso de estudio en cuestión.

5.2.2 Resultados del caso de estudio 2: Bioetanol a partir de agave

Escenario I

El segundo caso de estudio analizado es la obtención de bioetanol a partir de agave. De este proceso se tienen los datos de las corrientes y la carga térmica del proceso que es de 3,968.21 kW, de esta carga térmica se determina que la red de colectores solares puede suplir 707.76 kW a 105 °C, pero sólo por tres horas en un periodo de tiempo que va de 11:00 am a 2:00 pm que es cuando la red de colectores alcanza su máximo nivel de temperatura. Para suplir el resto de la carga térmica demandada se requiere del uso de combustibles convencionales.

Los resultados de los componentes para el Escenario I se muestran en la Tabla 5.9. Como se aprecia la fracción solar es de 0.03 y esto se debe a que la red de colectores sólo puede suministrar energía térmica de manera directa por un tiempo de 3 horas. El costo de la red de colectores solares es anualizado mediante la Ecuación 3.14 y se obtiene 951,024.18 USD. Para

este caso de estudio el ahorro de combustible es de 358,970.23 USD, lo que ofrece un tiempo de recuperación de 2.65 años aproximadamente.

Tabla 5.9. Resultados del Escenario I para el caso de estudio 2.

Componentes	Valores
Carga termosolar suministrada (kWh/día)	2,857.11
Arreglo de la red	38 X 29
Área de captación del campo solar (m ²)	2,138.88
Volumen del tanque (m ³)	0
Costo de la red de colectores solares (USD)	951,024.18
Costo del sistema de almacenamiento térmico (USD)	0
Fracción solar	0.03
Ahorro de combustible anual (USD/año)	358,970.23
Tiempo de recuperación de la inversión (año)	2.65

El siguiente paso es calcular los costos de los servicios auxiliares empleando la Ecuación 3.3. De los datos iniciales del problema se toman los valores de calentamiento y enfriamiento requeridos y se multiplican por 150 y 35 USD/kW año respectivamente que son los costos anuales de energía. Para este proceso se necesitan 4,315.86 kW en el sistema de enfriamiento externo que multiplicado por 35 USD/kW año se tiene un valor de 151,055.10 USD. Para el cálculo del calentamiento externo se tiene como dato que el proceso necesita 3,968.21 kW con un valor de 595,231.50 USD al año, pero al instalar una red de colectores solares se disminuye este valor de costo, se tiene que mediante la red se ahorran 13,270.50 USD al año, por lo que el costo anual del servicio auxiliar de calentamiento es de 581,961.00 USD.

Una vez obtenidos los costos de cada uno de los componentes del Escenario I se procede a calcular el costo total anualizado del sistema el cual está integrado por la suma de los costos de los servicios de calentamiento y enfriamiento externo y el costo anualizado de la red de colectores solares obteniéndose un valor de 856,178.08 USD como costo total anual del primer escenario para el caso de estudio 2.

Escenario II

Para incrementar la fracción solar en el segundo escenario se incorpora un sistema de almacenamiento térmico, el cual estará recibiendo la carga térmica de la red de colectores solares para luego entregarla al proceso cuando este la requiera. Las características del almacenamiento se obtienen a partir de los cálculos planteados en la sección 2.4 y la integración de este sistema de almacenamiento trae consigo un aumento de tamaño en la red de colectores que a su vez se traduce en mayores costos, los resultados de los componentes para el Escenario II se encuentran en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10. Resultados del Escenario II para el caso de estudio 2.

Componentes	Valores
Carga termosolar suministrada (kWh/día)	5,714.22
Arreglo de la red	75 X 29
Área de captación del campo solar (m ²)	2,081.62
Volumen del tanque (m ³)	60
Costo de la red de colectores solares (USD)	1,521,795.14
Costo del sistema de almacenamiento térmico (USD)	68,069.07
Fracción solar	0.06
Ahorro de combustible anual (USD)	717,940.46
Tiempo de recuperación de la inversión (año)	2.21

El costo anualizado de la red de colectores se obtiene mediante la Ecuación 3.14 y presenta un valor de 197,079.43 USD. En el caso del sistema de almacenamiento térmico primero se requiere los cálculos de volumen y el tiempo de operación; una vez obtenidos estos parámetros se calcula el costo de capital y el costo total anualizado. Para este escenario se quiere almacenar una carga térmica de 5,714.22 kW obtenida de la red de colectores solares en un lapso de 6 horas para proporcionarla al proceso cuando este la requiera. Los resultados se muestran en la Tabla 5.10, donde el volumen obtenido es de 60 m³, el costo de capital del sistema de almacenamiento es de 68,069.07 USD y el costo total anualizado es de 8,815.26 USD.

Para determinar el costo asociado a la energía se realizan los cálculos de los servicios auxiliares de calentamiento y enfriamiento según los datos del proceso. Para el caso del servicio auxiliar de enfriamiento se tiene un requerimiento de 4,315.86 kW a un costo de 35 USD/kW año por lo que su costo anualizado es de 151,055.10 USD.

Con el aumento de la fracción solar a 0.06 en este escenario se aumenta el tamaño de la red de colectores solares, pero trae consigo que se disminuya el costo del servicio auxiliar de calentamiento ya que la red proveerá una carga térmica de 5,714.22 kW para ser almacenada en un periodo de 6 horas. El costo del servicio auxiliar de calentamiento se obtiene a partir de restar el costo de la energía obtenida por la red de colectores solares (26,541.00 USD) al costo debido al requerimiento de calentamiento que tiene un valor de 595,231.50 USD. Por lo que el costo por concepto de servicio auxiliar de calentamiento para este escenario es de 568,690.50 USD.

Teniendo los costos de los componentes que integran el Escenario II, dígame costo anualizado de la red de colectores solares, el costo de los servicios auxiliares de enfriamiento y calentamiento y el costo anualizado del sistema de almacenamiento térmico se obtiene el valor del costo total anualizado del Escenario II que es de 925,640.29 USD, esto mediante la Ecuación 3.15.

Escenario III

Para el tercer y último escenario se plantea el análisis de la integración de energía en el proceso para el caso de estudio 2. Esta integración se realiza mediante el análisis Pinch, donde se determinan las utilidades calientes y frías y el punto de Pinch.

El requerimiento de calentamiento mínimo del proceso ofrece la demanda de energía térmica que será suplida con la implementación de una red de colectores solares y un sistema de almacenamiento térmico. Para determinar los requerimientos mínimos de enfriamiento y calentamiento se implementa el algoritmo de la tabla problema como se expuso en la sección 2.1.2. Los resultados se muestran en la Tabla 5.11.

Tabla 5.11. Requerimientos de enfriamiento y calentamiento para el caso de estudio 2.

ΔT_{min}	T Pinch (°C)	Q_f (kW)	Q_c (kW)
1	20.5	46.38	451.26
2	21.0	92.77	497.64
3	21.5	139.15	544.02
4	22.0	185.53	590.41
5	22.5	231.91	636.79
6	23.0	278.30	683.17
7	23.5	324.68	729.55
8	24.0	371.06	775.94
9	24.5	417.45	822.32
10	25.0	463.83	868.70
11	25.5	510.21	915.09
12	26.0	556.60	961.47
13	26.5	602.98	1,007.85
14	27.0	649.36	1,054.23
15	27.5	695.74	1,100.62
20	30.0	927.66	1,332.53
25	32.5	1,159.57	1,564.45
30	35.0	1,391.49	1,796.36
35	37.5	1,623.40	2,028.28
40	40.0	1,855.32	2,260.19

Mediante el diagrama de la gran curva compuesta para un ΔT_{min} de 10 (Figura 5.5) se realiza un análisis y se aprecia la necesidad de calentamiento que es de 868.70 kW de los cuales 727.22 kW de pueden ser aportados por la red de colectores solares y el resto de la carga térmica que es 141.48 kW debe ser suplido con servicios de calentamiento externo que usan combustibles convencionales.

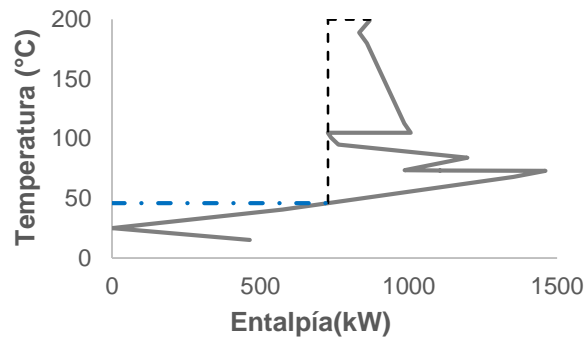


Figura 5.5. Diagrama de la gran curva compuesta para un ΔT_{min} de 10 del caso de estudio 2.

En la Figura 5.6 se muestra el diagrama de rejilla para un ΔT_{min} de 10, el cual se utiliza en conjunto con la Ecuación 2.6 para obtener el número de equipos de transferencia de calor. Para esta diferencia de temperatura seleccionada el número de equipos que se obtiene es de 19.

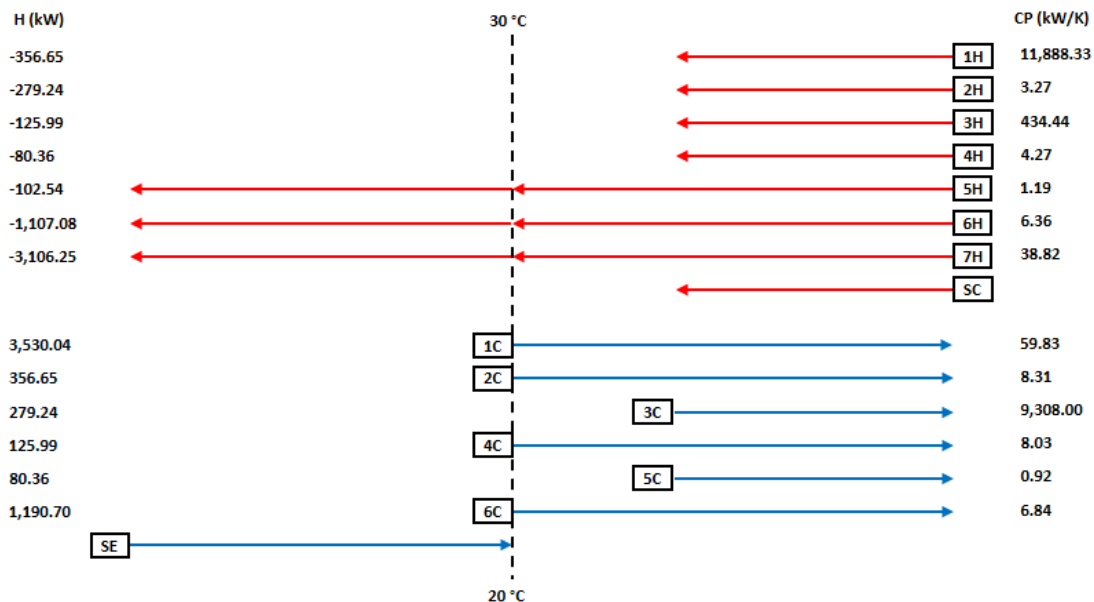


Figura 5.6. Diagrama de rejilla para un ΔT_{min} de 10 del caso de estudio 2.

Para el cálculo del área se emplea la Ecuación 2.11, esta ecuación está condicionada por el uso de los coeficientes de transferencia de calor de las corrientes del proceso y tiene el fin de alcanzar una mayor exactitud, para el cambio de temperatura seleccionada se obtuvo un área de 459.16 m². Con los datos del número de equipo y el área de transferencia de calor se procede a determinar el costo de la red de recuperación de calor mediante la Ecuación 3.2. Los parámetros de la ecuación de costos se extraen de la Tabla 3.2 según el tipo de equipo y este costo obtenido debe ser actualizado mediante los índices de costos y anualizado para poder integrar los a los costos de energía. De los cálculos realizados a partir de los análisis anteriores se tiene un costo

de capital de la red de recuperación de calor de 1,519,077.32 USD por lo que su costo anualizado es de 196,727.46 USD.

El siguiente paso es determinar el costo de energía a través de la suma de los costos de los servicios auxiliares de calentamiento y enfriamiento. En este tercer escenario al llevar a cabo la integración de las corrientes del proceso se obtienen menores requerimientos de energía por lo que los costos en este aspecto disminuirán, es decir con los datos obtenidos sólo se requiere de 463.83 kW para el enfriamiento y 141.48 kW para el calentamiento. Estos valores al multiplicarlos por los costos asociados a la energía que son 35 y 150 USD/kW año de enfriamiento y calentamiento se obtienen 16,234.05 USD y 21,222.00 USD al año respectivamente.

Una vez determinados todos los costos de la red de recuperación de calor se procede a determinar el diseño de la red de colectores solares y del sistema de almacenamiento térmico. La red de colectores resultante presenta un arreglo paralelo-serie de 75 X 29 para un total de 2175 colectores y un área captación de 4,219.50 m². El costo de capital de la red de colectores solares es de 1,521,795.14 USD y este se anualiza para obtener un valor de 197,079.43 USD. En la Tabla 5.12 se muestran los resultados de los componentes para el Escenario III del caso de estudio 2.

Tabla 5.12. Resultados del Escenario III para el caso de estudio 2.

Componente	Valor
Carga termosolar suministrada (kW)	5,714.22
Arreglo de la red	75 X 29
Área de captación del campo solar (m ²)	4,219.50
Volumen del tanque (m ³)	60
Costo de la red de colectores solares (USD)	1,521,795.14
Costo del sistema de almacenamiento térmico (USD)	68,069.07
Fracción solar	0.25
Ahorro de combustible anual (USD)	717,940.46
Tiempo de recuperación de la inversión (año)	2.21

Con la integración de un sistema de almacenamiento térmico se logrará mantener una carga térmica por hora de 727.22 kW la cual será suministrada por la red de colectores solares, en total el sistema de almacenamiento debe ser capaz de contener 5,714.22 kW lo que arroja un volumen de 60 m³. El costo de capital del sistema de almacenamiento es calculado mediante la Ecuación 3.4 y los parámetros de esta ecuación de costo se muestran en la Tabla 3.4 para distintos tipos de tanques de almacenamiento, realizando el cálculo se tiene un costo de capital de 68,069.07 USD y el costo total anualizado es de 8,815.26 USD. El costo total anualizado para el Escenario III es de 440,078.20 USD.

Tabla 5.13. Resultados de los costos totales anualizados para cada escenario propuesto del caso de estudio 2.

Componentes	Escenario I	Escenario II	Escenario III
Red de colectores solares	123,161.98	197,074.77	197,079.43
Sistema de almacenamiento térmico	-	8,815.26	8,815.26
Servicio auxiliar de calentamiento	581,961.00	568,690.50	21,222.00
Servicio auxiliar de enfriamiento	151,055.10	151,055.10	16,234.05
Red de recuperación de calor	-	-	196,727.46
Costos Totales Anuales (USD)	856,178.08	925,640.29	440,078.20

Como se puede apreciar en la Tabla 5.13 los mejores resultados se obtienen del Escenario III. Esto está dado por la integración de las corrientes del proceso resultando en una disminución significativa de los requerimientos energéticos del proceso y por ende sus costos.

5.2.3 Resultados del caso de estudio 3: Proceso de la industria de lácteos

Escenario I

El tercer caso de estudio seleccionado se centra en el análisis de un proceso de obtención de productos lácteos, este es un proceso por lotes y del mismo se cuentan con una serie de datos para la resolución de los distintos escenarios propuestos. Para el Escenario I sólo es necesario conocer la demanda de energía térmica del proceso, la cual es de 880.20 kW. Dentro de las características del proceso se expone que la carga térmica debe ser suministrada en un periodo de 5 horas, de 8:00 am a 1:00 pm, pero la red de colectores solares alcanza los niveles de temperatura requerido a partir de las 11:00 am, por lo que esta sólo puede aportar energía térmica durante 2 horas a la demanda total del proceso.

Tabla 5.14. Resultados del Escenario I para el caso de estudio 3.

Componentes	Valores
Carga termosolar suministrada (kWh/día)	1,760.40
Arreglo de la red	34 X 28
Área de captación del campo solar (m ²)	1,912.84
Volumen del tanque (m ³)	0
Costo de la red de colectores solares (USD)	695,965.97
Costo del sistema de almacenamiento térmico (USD)	0
Fracción solar	0.4
Ahorro de combustible anual (USD)	221,178.96
Tiempo de recuperación de la inversión (año)	3.15

Se realizan los cálculos pertinentes y la red de colectores solares resultante presenta un arreglo paralelo-serie de 34 X 28 para un total de 952 colectores. El área de captación obtenida es de

1,846.88 m² y el costo de capital de la misma es de 695,965.97 USD este costo es anualizado mediante la Ecuación 3.6 para su posterior integración con los costos de los servicios auxiliares y se tiene un valor de 90,130.77 USD. En la Tabla 5.14 se muestran los resultados de los componentes del primer escenario.

Para el cálculo de los servicios auxiliares se cuenta que el requerimiento de enfriamiento es de 183.25 kW y el servicio de calentamiento sería de 880.20 kW. Por lo tanto, el cálculo mediante la Ecuación 3.3 se expresa de la siguiente manera, para el requerimiento de enfriamiento se calcula un valor de 6,413.75 USD y para el requerimiento de calentamiento el valor es de 16,503.75 USD.

Por último, se realiza el cálculo total del costo para el primer escenario, el cual se obtiene de la suma del costo anualizado de la red de colectores solares y de los servicios auxiliares como lo expresa la Ecuación 3.15. Para el Escenario I se obtiene que el costo total anualizado es de 113,048.27 USD.

Escenario II

En el segundo escenario se desea aumentar la fracción solar y para lograr esto se integra a la red de colectores solares un sistema de almacenamiento térmico. Este almacenamiento tiene la característica de obtener la carga térmica proporcionada por la red de colectores y entregarla al proceso al otro día, esto con el fin de poder suministrar la demanda de energía térmica del proceso en su totalidad. En consecuencia, se debe incrementar el tamaño de la red de colectores solares.

Las características que se obtienen del sistema de almacenamiento están en concordancia a lo expuesto en la sección 2.4 para el cálculo del volumen se tiene en cuenta el tiempo que se requiere almacenar determinada carga térmica. En el cálculo, se tiene que la red le entrega energía térmica al sistema de almacenamiento y este la reserva para utilizarla al otro día en el periodo de tiempo de 8:00 am a 1:00 pm que es cuando la requiere el proceso, por lo cual el sistema de almacenamiento debe ser capaz de almacenar 4,401.00 kW. EL volumen que se obtiene es de 45 m³ y el costo de capital asociado a este sistema es de 32,680.93 USD, y una vez anualizado el valor es de 4,232.33 USD.

En la Tabla 5.15 se muestran los resultados para los componentes que integran el escenario en cuestión. Como se aprecia la fracción solar es 1, esto significa que la implementación del sistema de almacenamiento en conjunto con la red de colectores solares suple la demanda de la energía térmica del proceso en su totalidad.

Tabla 5.15. Resultados del Escenario II para el caso de estudio 3.

Componentes	Valores
Carga termosolar suministrada (kW)	4,401.00
Arreglo de la red	58 X 29
Área de captación del campo solar (m ²)	3,263.08
Volumen del tanque (m ³)	45
Costo de la red de colectores solares (USD)	1,451,563.23
Costo del sistema de almacenamiento térmico (USD)	32,680.93
Fracción solar	1
Ahorro de combustible anual (USD)	552,947.41
Tiempo de recuperación de la inversión	2.73

El siguiente paso es calcular el costo del servicio de enfriamiento que es el único de los servicios auxiliares que se requiere en este escenario. Este costo es el mismo que se obtuvo en el primer escenario y su valor es de 6,413.75 USD. Luego se anualiza el costo de la red de colectores y se obtienen 187,984.08 USD al año. Al obtener todos los costos de los componentes del escenario se realiza la suma de todos como lo expresa la Ecuación 3.15 y se obtiene un costo total anualizado de 198,630.16 USD para el Escenario II del caso de estudio 3.

Escenario III

Como se plantea en la metodología en el tercer escenario se realiza la integración de la energía del proceso mediante el análisis Pinch. El requerimiento de calentamiento se satisface mediante la integración de una red de colectores solares y un sistema de almacenamiento térmico.

Para este caso de estudio se realiza el mismo procedimiento utilizado en los casos de estudios previos. Primero, se determinan los requerimientos energéticos del proceso y el punto Pinch para cada uno de los cambios de temperaturas mínimos evaluados como se muestra en la Tabla 5.16. Además, se obtiene como resultado que al integrar las corrientes del proceso toda la carga térmica del mismo puede ser suministrada por una red de colectores solares. Para el ΔT_{min} de 10 que es el seleccionado en este proceso se tiene que el requerimiento de enfriamiento es de 260.68 kW, el cual tiene un valor de 9,123.80 USD al año.

Tabla 5.16. Requerimientos de enfriamiento y calentamiento para el caso de estudio 3.

ΔT_{min}	T Pinch (°C)	Q_f (kW)	Q_c (kW)
1	61.9	125.59	159.69
2	61.4	140.60	174.70
3	60.9	155.61	189.71
4	60.4	170.62	204.72
5	59.9	185.63	219.73
6	59.4	200.64	234.74

7	58.9	215.65	249.75
8	58.4	230.66	264.76
9	57.9	245.67	279.77
10	57.4	260.68	294.78
11	56.9	275.69	309.79
12	56.4	290.70	324.80
13	55.9	305.71	339.81
14	55.4	320.72	354.82
15	54.9	335.73	369.83
20	52.4	410.78	444.88
25	49.9	487.41	521.52
30	47.4	579.55	613.66
35	44.9	667.80	701.91
40	42.4	756.05	790.16

En la Figura 5.7 se presenta el diagrama de la gran curva compuesta para un ΔT_{min} de 10. La línea azul representa el calor aportado por la red de colectores solares al correspondiente nivel de temperatura. Este diagrama debe realizarse para cada uno de los cambios de temperatura mínimos evaluados para así corroborar los cálculos realizados en la obtención de los requerimientos de calentamiento y enfriamiento del proceso.

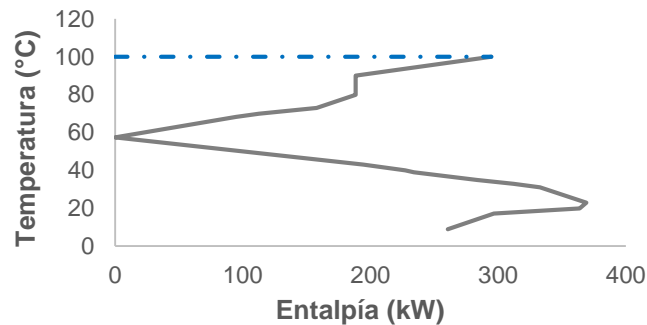


Figura 5.7. Diagrama de la gran curva compuesta para un ΔT_{min} de 10 del caso de estudio 3.

Lo siguiente es determinar el número de equipos de transferencia de calor y el área de la red de recuperación de calor. En la Figura 5.8 se muestra el diagrama de rejilla para este caso de estudio, este diagrama es una herramienta que en conjunto con la Ecuación 2.6 sirve para establecer el número de equipos. Para el cambio de temperatura seleccionado el número de equipos es 17.

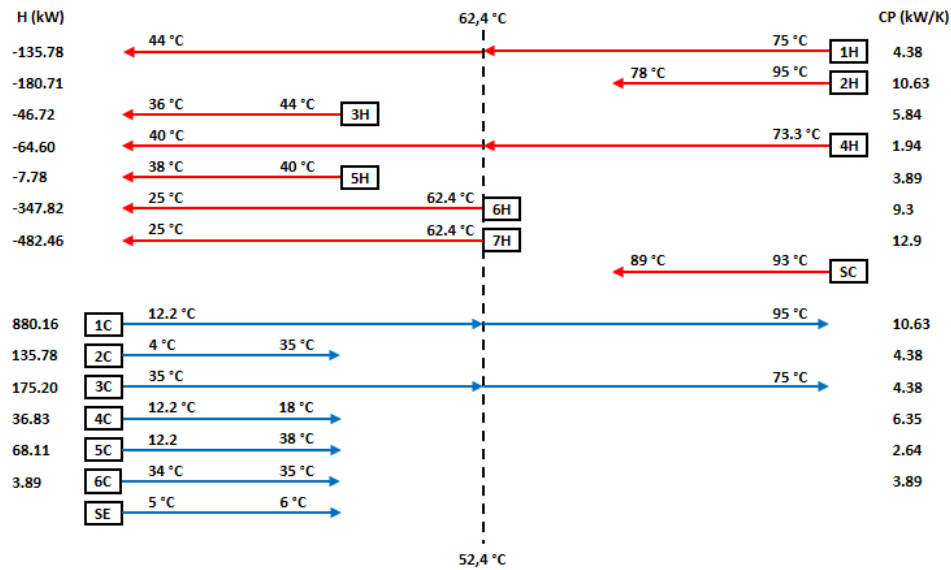


Figura 5.8. Diagrama de rejilla para un ΔT_{min} de 10 del caso de estudio 3.

El área de transferencia de calor se determina mediante la Ecuación 2.11 que tiene sus bases en el modelo de los coeficientes de transferencia de calor para un mayor ajuste del resultado y se obtiene un valor de 164.44 m². Con estos parámetros se calcula el costo de capital de la red de recuperación utilizando la Ecuación 3.2 y el resultado es 834,504.70 USD, este costo luego es anualizado mediante la Ecuación 3.14 y se tiene un valor de 108,072.18 USD.

El siguiente paso es determinar el volumen y el costo del sistema de almacenamiento térmico. Se determina que la carga térmica a almacenar es de 1,473.90 kW y esto arroja un volumen de 15 m³ y un costo de capital de 18,733.70 USD. Este costo es anualizado y el valor es de 2,426.10 USD.

Tabla 5.17. Resultados del Escenario III para el caso de estudio 3.

Componentes	Valores
Carga termosolar suministrada (kWh/día)	1,473.90
Arreglo de la red	20 X 29
Área de captación del campo solar (m ²)	1,125.20
Volumen del tanque (m ³)	15
Costo de la red de colectores solares (USD)	474,079.48
Costo del sistema de almacenamiento térmico (USD)	18,733.70
Fracción solar	1
Ahorro de combustible anual (USD)	185,182.31
Tiempo de recuperación de la inversión (año)	2.72

En la Tabla 5.17 se muestran los resultados para los componentes del tercer escenario. El costo de la red de colectores solares es anualizado obteniendo un valor de 61,395.46 USD. Una vez

obtenidos todos los costos que integran el sistema general para el tercer escenario se determina el costo total anualizado de 181,017.54 USD.

Tabla 5.18. Resultados de los costos totales anualizados para cada escenario propuesto del caso de estudio 3.

Componentes	Escenario I	Escenario II	Escenario III
Red de colectores solares	90,130.77	187,984.08	61,395.46
Sistema de almacenamiento térmico	-	4,232.33	2,426.10
Servicio auxiliar de calentamiento	16,503.75	-	-
Servicio auxiliar de enfriamiento	6,413.75	6,413.75	9,123.80
Red de recuperación de calor	-	-	108,072.18
Costos Totales Anuales (USD)	113,048.27	198,630.16	181,017.54

En la Tabla 5.18 se puede apreciar que el Escenario III es el más propicio para la integración termosolar a proceso ya que en comparación con los otros dos escenarios, la recuperación de energía y la minimización de los costos anuales del sistema de almacenamiento térmico y la red de colectores solares presentan mejores resultados.

5.3 Etapa III: Análisis de los resultados

La variabilidad de la fuente solar limita las aplicaciones de la energía solar y al mismo tiempo la integración de la energía termosolar en aplicaciones industriales representa un reto adicional. Las variables que se deben considerar con la integración son el tiempo del requerimiento y el tiempo del suministro, los niveles de temperatura del proceso y los máximos niveles de temperatura alcanzados por la red de colectores solares, el almacenamiento termosolar, la fracción solar, los costos de capital, los costos de la energía y el costo total anual, por citar algunos. Atendiendo las variables analizadas se obtienen excelentes resultados, es decir, el desarrollo de un método que consideró cada una de estas variables permitió alcanzar el mejor escenario para la integración de la energía termosolar. Los beneficios se citan a continuación:

- a) Definir la operación de la red.
- b) Igualar los tiempos de requerimiento con los tiempos de suministro.
- c) Incrementar la fracción solar al máximo con tiempos de recuperación de la inversión por debajo de los 3 años como lo marca la IRENA.
- d) Maximizar la recuperación de calor.
- e) Reducir el tamaño de la red y del sistema de almacenamiento.
- f) Determinar los mejores escenarios para la integración de la energía termosolar.
- g) Reducir o eliminar la generación de gases de efecto invernadero.
- h) Maximizar el uso de la energía solar.

De manera general los tres escenarios pueden ser utilizados en un proceso industrial, pero para los casos de estudios donde los procesos son continuos no resulta muy eficiente la implementación del Escenario I. En este escenario la disponibilidad de energía térmica que puede ofrecer la red de colectores solares de manera directa está sujeta a un tiempo muy reducido, tan solo 3 horas. Aunque, el resto del tiempo de operación de la red de colectores puede garantizar parte de la demanda a una temperatura inferior requerida por el proceso a corrientes de precalentamiento o limpieza.

Para un proceso no continuo, la implementación del primer escenario puede ser diferente, ya que si el proceso opera durante el día o requiere su carga térmica en las horas que la red de colectores aporta su mayor nivel de calor si puede llegar a ser conveniente este escenario, pero es una situación muy específica y particular. En el caso de estudio por lotes en este escenario se obtuvo una fracción solar de 0.4 que al ser comparado con las fracciones solares obtenidas en el mismo escenario para los casos de estudio continuos es mucho mayor, entonces denota que puede ser utilizado preferentemente para un proceso que no sea continuo.

En el análisis del segundo escenario se tiene la integración de un sistema de almacenamiento térmico, el mismo provoca un aumento de tamaño significativo en la red de colectores. Esto se debe a que la red de colectores debe ser capaz de proporcionar la carga térmica que requiere el proceso en tan solo tres horas mientras es almacenada, cumpliendo con los niveles de temperaturas del proceso a los que está limitada la red. En este escenario y para determinados casos de estudios se puede obtener una fracción solar de 1, lo cual significa que toda la carga térmica es suplida por el sistema integrado de la red de colectores y el sistema de almacenamiento, pero el aumento de tamaño de la red de colectores y la instalación de un sistema de almacenamiento ejercen un aumento significativo en los costos del sistema en general para este escenario. Es por ello que se requiere obtener todas las características de los procesos a evaluar e identificar si puede llegar a ser factible la implementación de este escenario.

Para el tercer escenario se realiza la integración de las corrientes del proceso y esto trae consigo que se pueda suplir calor entre corrientes de proceso por lo que los requerimientos tanto de calentamiento como de enfriamiento se reducen al mínimo. Esta integración mediante herramientas como el algoritmo de la tabla problema, las curvas compuestas, la gran curva compuesta, hacen que la integración termosolar identifique los mejores escenarios atendiendo los costos totales.

En la Tabla 5.19 se muestran los resultados de los costos totales anuales de los casos de estudio seleccionados para cada uno de los escenarios evaluado. Como se puede apreciar en la tabla los costos para los casos de estudios que son continuos son mayores al caso de estudio por lote,

esto se debe principalmente por los tiempos de operación del proceso. Es por ello que cada proceso debe ser evaluado a detalle para poder definir cuál es la mejor estrategia de reducción de costos y maximización de la recuperación de la energía.

Tabla 5.19: Resultados de los costos totales anuales para cada caso de estudio.

Casos de estudio	Escenario I (USD)	Escenario II (USD)	Escenario III (USD)
Bioetanol a partir de melazas y bagazo	209,613.60	212,411.83	376,404.75
Bioetanol a partir de agave	856,178.08	925,640.29	440,078.20
Industria de lácteos	113,048.27	198,630.16	181,017.54

En conclusión, en el Escenario III se hace un mejor uso de la energía determinando las mínimas utilidades y maximizando la recuperación de calor, lo que resulta en la obtención de una mayor fracción solar, una red de menor tamaño en cuanto al número de colectores y un sistema de almacenamiento térmico que incrementa de manera sustancial el tiempo de suministro de la carga térmica al proceso.

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS**Conclusiones**

Con la investigación realizada se acoplaron las diferentes variables que intervienen en la integración de la energía termosolar a tres procesos industriales (casos de estudio), uno por lotes y dos continuos. Las variables evaluadas fueron: la diferencia existente entre los tiempos del requerimiento de energía por parte del proceso y la disponibilidad de la energía termosolar, la fracción solar, el tamaño de la red de colectores solares, del sistema de almacenamiento térmico y la red de recuperación de calor, los niveles de temperatura del proceso y la red de colectores y el tiempo de recuperación de la inversión.

Mediante los conceptos del análisis Pinch y la implementación de una red de colectores solares se logró minimizar los requerimientos externos de energía para los procesos evaluados y se alcanzó la maximización en el uso de la energía termosolar en procesos industriales. Esto permitió que el tiempo de operación del proceso con la energía termosolar se ampliara y la inversión requerida para la instalación de una red de colectores se compensara con el costo del uso de combustibles fósiles u otros combustibles convencionales para aportar calentamiento externo al proceso.

Se estableció una metodología que constó de tres etapas, primero se identificaron los casos de estudio, luego se evaluaron tres escenarios para la incorporación de la tecnología termosolar a proceso siendo el último escenario en el que se llevó a cabo la integración de la energía termosolar mediante el análisis Pinch, y por último se analizaron los resultados obtenidos. Con la metodología propuesta se cuantificaron los impactos de las variables evaluadas y se determinó que el Escenario III es el más propicio ya que se obtienen los menores costos totales del sistema integrado para cada uno de los casos de estudios evaluados.

Aplicando la metodología fue posible reducir en su totalidad el uso de combustibles fósiles para la industria de lácteos, en un 60 % para el proceso de producción de bioetanol a partir de melaza y bagazo en la industria de la caña de azúcar y para el proceso de producción de bioetanol a partir de Agave se logró una reducción del 85 %. Además, se obtuvo que los tiempos de recuperación de la inversión de los procesos integrados con energía termosolar en los tres casos de estudio son menores a tres años.

Futuros proyectos

Se continuará trabajando para obtener mejoras del presente estudio y se analizarán variables de interés para futuros proyectos. En la investigación se denota la potencialidad que presenta el estudio de la gran curva compuesta ya que en la misma se diferencia la carga térmica requerida por el proceso a su correspondiente nivel de temperatura.

Mediante el análisis de la gran curva compuesta se puede determinar tanto la demanda de la energía térmica que puede ser abastecida por una red de colectores solares como la temperatura a la que debe suministrarse dicha energía térmica. En la Figura 6.1a la línea azul denota el aporte de la energía térmica y la temperatura de la red de colectores solares, pero a un mismo nivel. En cambio, en la Figura 6.1b se analizará el uso de la energía térmica proveniente de la red de colectores solares para suministrarla al proceso a distintos niveles de temperatura. Este cambio en la temperatura traerá consigo variaciones en el diseño y operación de la red de recuperación de calor por lo que se deberá realizar un análisis a profundidad y más detallado en trabajos futuros en cuanto a las implicaciones de las variables de diseño y la integración de la energía térmica proveniente de la red de colectores solares a proceso, esto para corroborar que sea posible y de ser posible valorar que sea económicamente factible el análisis planteado en la Figura 6.1b.

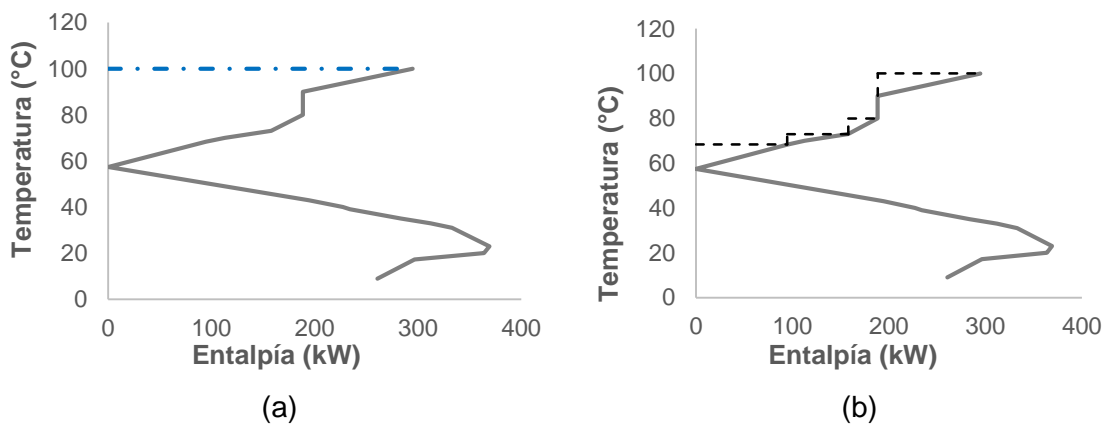


Figura 6.1. Diagrama de la gran curva compuesta.

En un análisis a futuro se verá la posibilidad de suministrar energía térmica proveniente de la red de colectores solares a diferentes niveles de temperatura con la instalación de redes de colectores de distintos tipos de colectores y que estos sistemas en general operen en paralelo para satisfacer cada uno de los niveles de temperaturas del proceso. Otra propuesta será analizar la implementación de un sistema híbrido, con la característica que usará combustibles convencionales en menor medida y redes de colectores solares en gran medida para suplir la demanda de energía térmica del proceso. Siempre pensando en la mejor estrategia de reducción de costos y maximización de la recuperación de la energía.

REFERENCIAS

- AACE Internacional. (2005). *Sistema de clasificación de costos estimados, como aplicarlo en ingeniería, contratación y construcciones para los procesos industriales*.
- Abdelhady, F., Bamufleh, H., El-Halwagi, M. M., & Ponce-Ortega, J. M. (2015). Optimal design and integration of solar thermal collection, storage, and dispatch with process cogeneration systems. *Chemical Engineering Science*, 136, 158–167. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2015.04.043>
- Abikoye, B., Čuček, L., Isafiade, A. J., & Kravanja, Z. (2019). Integrated design for direct and indirect solar thermal utilization in low temperature industrial operations. *Energy*, 182, 381–396. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.05.205>
- Akpa, J., & Okoroma, J. (2012). Pinch Analysis of Heat Exchanger Networks in the Crude Distillation Unit of Port-Harcourt Refinery. *Journal of Emerging Trends in Engineering and Applied Sciences*, 3(3), 475–484. Retrieved from [http://jeteas.scholarlinkresearch.org/articles/Pinch Analysis of Heat Exchanger Networks in the Crude Distillation Unit of Port-Harcourt Refinery.pdf](http://jeteas.scholarlinkresearch.org/articles/Pinch%20Analysis%20of%20Heat%20Exchanger%20Networks%20in%20the%20Crude%20Distillation%20Unit%20of%20Port-Harcourt%20Refinery.pdf)
- Allouhi, A., Agrouaz, Y., Benzakour Amine, M., Rehman, S., Buker, M. S., Kousksou, T., ... Benbassou, A. (2017). Design optimization of a multi-temperature solar thermal heating system for an industrial process. *Applied Energy*, 206(August), 382–392. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.196>
- Atkins, M. J., Walmsley, M. R. W., & Morrison, A. S. (2010). Integration of solar thermal for improved energy efficiency in low-temperature-pinch industrial processes. *Energy*, 35(5), 1867–1873. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.06.039>
- Baniassadi, A., Momen, M., & Amidpour, M. (2015). A new method for optimization of Solar Heat Integration and solar fraction targeting in low temperature process industries. *Energy*, 90, 1674–1681. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.06.128>
- Baniassadi, A., Momen, M., Amidpour, M., & Pourali, O. (2018). Modeling and design of solar heat integration in process industries with heat storage. *Journal of Cleaner Production*, 170, 522–534. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.09.183>
- Couper, J. (2003). *Process Engineering Economics* (H. Heinemann, Ed.). Akansas, United State of America: Marcel Dekker, Inc.
- Farjana, S. H., Huda, N., Mahmud, M. A. P., & Saidur, R. (2018). Solar process heat in industrial

REFERENCIAS

- systems – A global review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(June 2017), 2270–2286. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.08.065>
- Fauroux, E. L., & Jagër, M. (2010). *Diseño y Análisis de Colectores Solares Planos*. (1), 12.
- González Corzo, M. (2015). *La agroindustria cañera cubana: transformaciones recientes* (R. López, Ed.). Retrieved from <https://thecubaneconomy.com/wp-content/uploads/2015/12/La-agroindustria-cañera-cubana.pdf>
- Hamedi, H., Karimi, I. A., & Gundersen, T. (2020). Simulation-based approach for integrating work within heat exchange networks for sub-ambient processes. *Energy Conversion and Management*, 203(November 2019), 112276. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.112276>
- Herrera, C., & Andrade Vallejo, M. (2010). Estudio técnico-económico de los colectores solares planos para zonas rurales del estado de Oaxaca. *Investigación y Ciencia: De La Universidad Autónoma de Aguascalientes*, (50), 55–68.
- IEA, I. E. A. (2011). Solar Energy Perspectives. Renewable Energy Technologies. Retrieved from http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/solar_energy_perspectives2011.pdf
- Kalogirou, S. A. (2004). Solar thermal collectors and applications. In *Progress in Energy and Combustion Science* (Vol. 30). <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2004.02.001>
- Klimes, J. (2013). *Handbook of Process Integration (PI)*. Retrieved from https://books.google.com.mx/books?id=EuFwAgAAQBAJ&pg=PA964&lpg=PA964&dq=Use+r+guide+on+process+integration+for+the+efficient+use+of+energy+pdf&source=bl&ots=VOGITdxtDp&sig=ACfU3U0Wqry0kN1b9hcil4pPYpz96FnNSQ&hl=es&sa=X&ved=2ahUKEwjts5Gdmf_mAhXrmq0KHYVxAlkQ
- Klemeš, J. J. (2013). Process Integration (PI): An Introduction. *Handbook of Process Integration (PI): Minimisation of Energy and Water Use, Waste and Emissions*, 3–27. <https://doi.org/10.1533/9780857097255.1.3>
- Linnhoff, B., & Hindmarsh, E. (1983). The pinch design method for heat exchanger networks. *Chemical Engineering Science*, 38, 745–763. <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/AMR.512-515.1253>
- Lizárraga-Morazán, J. R., Martínez-Rodríguez, G., Fuentes-Silva, A. L., & Picón-Núñez, M. (2019). Multi-objective optimisation of flat plate solar collector-networks. *Chemical*

REFERENCIAS

- Engineering Transactions*, 76, 961–966. <https://doi.org/10.3303/CET1976161>
- Lozano, M. A. (2019). Colectores Solares Térmicos. *ResearchGate*, (April).
- Lozowski, D. (2020). Chemical Engineering. Retrieved from <https://www.chemengonline.com/economic-indicators-cepci/?printmode=1>
- Morrison, A. S., Walmsley, M. R. W., Neale, J. R., Burrell, C. P., & Kamp, P. J. J. (2007). Non-continuous and variable rate processes: optimisation for energy use. *Asia-Pacific Journal of Chemical Engineering*, 2(17), 380–387. <https://doi.org/10.1002/apj>
- Oseguera Villaseñor, I. (2016). *Reducción del consumo de combustible fósil para generar el calor requerido en la sección de deshidratación y purificación en la obtención de bioetanol anhidro mediante el uso de energía solar*. Universidad de Guanajuato.
- Pedraja, R., & Martínez, J. (2009). Integración de Potencia y Proceso en un Ingenio Productor de Azúcar Crudo. *Centro Azúcar*, 36(2), 11–15.
- Pedraza, L. (2017). *Aplicación de la tecnología Pinch para el proceso de destilación extractiva para la mezcla propano-propileno* (Instituto Politécnico Nacional). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Peters, M. S., & Timmerhaus, K. (2002). Plant design and economics for chemical engineers. In *Engineering Economist* (Cuarta Edi, Vol. 5). <https://doi.org/10.1080/00137915908965075>
- Peuser, F., Remmers, K.-H., & Schnauss, M. (2002). *Sistemas Solares Térmicos, Diseño e Instalación*.
- Picón-Núñez, M., Martínez-Rodríguez, G., & López-Robles, J. (2006). Alternative design approach for multipass and multi-stream plate heat exchangers for use in heat recovery systems. *Heat Transfer Engineering*, 27(6), 12–21. <https://doi.org/10.1080/01457630600671994>
- Picón-Núñez, Martín, Martínez-Rodríguez, G., & Fuentes-Silva, A. L. (2013). Thermo-hydraulic design of solar collector networks for industrial applications. *Chemical Engineering Transactions*, 35(2012), 457–462. <https://doi.org/10.3303/CET1335076>
- Picón-Núñez, Martín, Martínez-Rodríguez, G., & Fuentes-Silva, A. L. (2014). Design of solar collector networks for industrial applications. *Applied Thermal Engineering*, 70(2), 1238–1245. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.05.005>
- Placco, C., Saravia, L., & Cadena, C. (2015). Colectores Solares Para Agua Caliente. *Inenco*, (Figura 1), 17.

REFERENCIAS

- Quijera, J. A., Alriols, M. G., & Labidi, J. (2011). Integration of a solar thermal system in a dairy process. *Renewable Energy*, 36(6), 1843–1853. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2010.11.029>
- Santiago, R. S., Emmanuel, N., Joscha, R., Hermilio, O. N., Manuel, M. F., Karla, C. V., & Miriam, A. (2017). La industria solar fotovoltaica y fototérmica en México. In *ProMéxico*. Retrieved from <https://www.promexico.mx/documentos/biblioteca/industria-solar.pdf>
- Scenna, N. J., & Benz, S. J. (1999). Capítulo II: Introducción al diseño de procesos químicos. Breves nociones. In *Modelado, Simulación y Optimización de Procesos Químicos*. Retrieved from https://www.academia.edu/22271137/CAPÍTULO_II_INTRODUCCIÓN_AL_DISEÑO_DE_PROCESOS_QUÍMICOS._BREVES_NOCIONES
- Schlipf, D., Stepper, R., & Schneider, G. (2014). *Tecnología de Almacenamiento de CSP*. Retrieved from <http://www.4echile.cl/4echile/wp-content/uploads/2017/03/Tecnologia-de-Almacenamiento-de-CSP.pdf>
- Sharma, A. K., Sharma, C., Mullick, S. C., & Kandpal, T. C. (2017). Solar industrial process heating: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78(May), 124–137. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.079>
- Smith, R. (2005). Chemical Process Design and Integration. In *John Wiley & Sons, Ltd*. <https://doi.org/10.1529/biophysj.107.124164>
- Tovar de Rivera, M. E. (2010). Estimación de costos en plantas químicas. In *Diseño De Plantas De Proceso* (pp. 1–8).
- Towler, G., & Sinnott, R. (2013). *Chemical Engineering Design* (Second Edi). Retrieved from https://www.academia.edu/25282800/Chemical_Engineering_Design_Principles_Practice_and_Economics_of_Plant_and_Process_Design_Second_Edition
- Valderrama, C., Quintero, V., & Kafarov, V. (2020). Energy and water optimization of an integrated bioethanol production process from molasses and sugarcane bagasse: A Colombian case. *Fuel*, 260(September 2019), 116314. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116314>
- Vannoni, C., Battisti, R., & Drigo, S. (2008). Potential for Solar Heat in Industrial Processes. In *International Energy Agency* (Vol. 53). Madrid, España.
- Vatavuk, W. M. (2002). Updating the Cost Index. *Chemical Engineering*, (January), 62–70.
- Walmsley, T. G., Walmsley, M. R. W., Tarighaleslami, A. H., Atkins, M. J., & Neale, J. R. (2015). Integration options for solar thermal with low temperature industrial heat recovery loops.

REFERENCIAS

Energy, 90, 113–121. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.05.080>

Yang, P., Liu, L. L., Du, J., Li, J. L., & Meng, Q. W. (2014). Heat exchanger network synthesis for batch processes by involving heat storages with cost targets. *Applied Thermal Engineering*, 70(2), 1276–1282. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.05.041>