



**Universidad Michoacana de San Nicolás
de Hidalgo**

**Facultad de Ingeniería Mecánica
División de Estudios de Posgrado
Área de Termofluidos**



**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE
POSGRADO DE LA
FACULTAD DE
INGENIERÍA MECÁNICA**

**Integración de energía solar a un
sistema geotermoeléctrico de
media entalpía**

TESIS

**Que para obtener el grado de Maestro en Ciencias en
Ingeniería Mecánica**

Presenta:

Ing. Carlos René Ramírez Ferreira

Asesores:

**Dr. en Ingeniería en Termofluidos
Crisanto Mendoza Covarrubias**

**Dr. en Energías Renovables y Eficiencia Energética
Carlos Rubio Maya**



Morelia Michoacán; Mayo 2014

Resumen

En este trabajo se presenta la metodología básica de integración de un campo solar a una planta geotérmica de media entalpia con el propósito de maximizar el uso de fuentes renovables. La planta geotérmica es de ciclo binario que utiliza isopentano como fluido de trabajo y agua caliente proveniente de un pozo geotérmico como fuente de energía. Se propone utilizar colectores solares de canal parabólico para aumentar la temperatura del agua que proviene del pozo, y a su vez, obtener una mayor potencia eléctrica en la planta de ciclo binario. Para la integración, primeramente se hizo un estudio para determinar las principales características del campo solar utilizando dos configuraciones diferentes para su acoplamiento con la planta de ciclo binario. Se establecieron los modelos termodinámicos de los sistemas y se resolvieron utilizando el software EES, con el fin de obtener los datos de diseño de la planta de ciclo binario, del campo solar y de operación de la planta híbrida geotérmica solar. Adicionalmente, se realizó un estudio para determinar la factibilidad económica de la planta híbrida incluyendo la determinación del costo nivelado de la electricidad.

Palabras clave: energía geotérmica, energía solar, sistema híbrido, colector solar parabólico.

Abstract

This paper show the basic methodology of integrating a solar field to a medium enthalpy geothermal power plant in order to maximize the use of renewable energy sources. The power plant is a geothermal binary cycle that use isopentane as the working fluid and hot water from a geothermal well as energy source. Proposes to use parabolic trough solar collectors to increase the temperature of the water from the well, and in turn, get the highest electrical power in the binary cycle power plant. For the integration of the solar field, a first study was to determine the main characteristics of the solar field using two different configurations for coupling with the binary cycle. Thermodynamic models of the systems were established and resolved using the EES software, in order to obtain design data of the binary cycle plant, the solar field and operating solar geothermal hybrid plant. Additionally, a study was conducted to determine the economic feasibility of the hybrid plant including the levelized cost of electricity.

Keywords: geothermal energy, solar energy, hibrid system, parabolic trough collector

Índice general

Resumen	III
Abstract	III
Índice general	VII
Índice de figuras	XI
Índice de tablas	XIV
Nomenclatura	XV
Nomenclatura	XVI
1. Introducción	1
1.1. Situación actual: demanda energética	1
1.1.1. Contexto mundial	1
1.1.2. Situación en México	2
1.2. Uso de fuentes renovables	3
1.3. Potencial geotérmico y solar en México	4
1.3.1. Potencial solar del estado de Michoacán.	6
1.3.2. Potencial geotérmico del estado de Michoacán	7
1.4. Definición del problema y justificación	8
1.5. Antecedentes	9
1.5.1. Breve estudio	10
1.5.2. Estado del arte	10
1.6. Objetivo general	14
1.6.1. Objetivos específicos	14
1.7. Hipótesis	15

2. Energía geotérmica y solar	17
2.1. Energía geotérmica	17
2.1.1. Tipos de energía geotérmica	17
2.1.2. Aplicaciones de mediana y baja entalpía	18
2.2. Generación de electricidad mediante geotermia de media entalpía	18
2.2.1. Ciclo binario	19
2.2.2. Ciclo Rankine Orgánico (ORC)	23
2.2.3. Ciclo Kalina	27
2.3. Energía solar	27
2.3.1. Uso de energía solar para generación eléctrica	28
2.4. Plantas de energía de concentración solar (CSP)	29
2.4.1. Colectores solares parabólicos (PTC)	29
2.4.2. Colectores para plantas de concentración solar (CSP)	30
2.5. Plantas híbridas con fuente de energía geotérmica-solar	31
2.6. Pinch Point en el intercambio de calor	34
3. Integración y dimensiones preliminares de la planta híbrida	39
3.1. Datos de partida y suposiciones generales	39
3.1.1. Localización del sitio	39
3.1.2. Pozo geotérmico	41
3.1.3. Irradiación solar	41
3.1.4. Ciclo binario ORMAT 300 kW	43
3.2. Esquemas propuestos de planta híbrida.	44
3.3. Alternativas de Evaluación Técnico-Económica	45
3.4. Modelo Termodinámico del Ciclo Binario	46
3.4.1. Suposiciones para el modelo termodinámico	47
3.4.2. Balance de masa y energía	49
3.4.3. Análisis de la turbina	51
3.4.4. Análisis de condensador	52
3.4.5. Análisis de la bomba de alimentación	53
3.4.6. Análisis del evaporador	53
3.4.7. Análisis del campo solar	54
3.4.8. Procedimiento de solución	54
3.5. Dimensiones del campo solar	55
3.5.1. Eficiencia del colector solar	55

3.6.	Estimación de costos	56
3.6.1.	Estimación de Costos de Inversión	57
3.6.2.	Costo nivelado de electricidad (LCoE)	59
3.6.3.	Costos de Operación y Mantenimiento (O&M)	60
3.7.	Reducción de gases de efecto invernadero	60
3.8.	Alternativas de fluido de trabajo	61
3.8.1.	Proceso de selección de fluido de trabajo	61
4.	Análisis de resultados y diseño final de la planta híbrida	63
4.1.	Datos de diseño de la planta de ciclo binario	63
4.2.	Comportamiento de la planta de ciclo binario	65
4.3.	Integración del campo solar	69
4.4.	Datos de diseño del campo solar	73
4.5.	Análisis técnico y económico	75
4.5.1.	Planta base (equipos nuevos)	75
4.5.2.	Planta base (equipos donados)	76
4.5.3.	Planta híbrida geotérmica-solar (equipos nuevos)	76
4.5.4.	Planta híbrida geotérmica-solar (donada)	78
4.6.	Evaluación de otros fluidos de trabajo	80
5.	Conclusiones y perspectivas	83
5.1.	Resumen de Resultados y Aportaciones	83
5.2.	Conclusiones	85
5.3.	Perspectivas y Trabajo Futuro	87
	Bibliografía	89
	A. Gráficas de radiación solar en Morelia	95
	B. Proveedores de concentradores solares	103

Índice de figuras

1.1. Comparativa de producción anual de energía en Mtoe.	2
1.2. Recursos energéticos y potencial renovable en México [5].	3
1.3. Manifestaciones geotermales distribuidas en todo el país.	6
1.4. Recurso solar estimado en México [10].	7
1.5. Radiación solar anual diaria en Morelia en el año 2012.	8
1.6. Zonas geotérmicas importantes del estado de Michoacán, (De izq. A der.). Ixtlán de los Hervores, Puruándiro, Zinapecuaro y Los Azufres.	9
2.1. Principales usos de la energía geotérmica en función de la temperatura. . . .	19
2.2. Esquema de una planta geotermoeléctrica con descarga atmosférica [23]. . . .	20
2.3. Esquema de una planta geotermoeléctrica de condensación. El flujo del fluido de alta temperatura está indicado en rojo y el agua fría en azul [23].	20
2.4. Esquema de una planta geotérmica de ciclo binario. El flujo del fluido geotér- mico está en rojo, el fluido secundario en verde y el agua fría en azul [23]. . .	21
2.5. Esquema simplificado de una planta geotérmica de ciclo binario [24].	22
2.6. Diagrama presión-entalpía de una planta binaria [24].	22
2.7. Comparación entre agua y un fluido orgánico para un foco a la misma tempe- ratura.	24
2.8. Diagramas de los ciclos a) ORC básico b) regenerativo húmedo y c) regenera- tivo seco, con sus diagramas T-s correspondientes.	25
2.9. Ciclo Kalina en aplicaciones geotérmicas de baja temperatura [28].	28
2.10. Alternativas propuestas para la planta geotérmica de Cerro Prieto.	30
2.11. Ciclo ORC base y con acoplamiento [18].	32
2.12. Uso de energía solar en un ciclo combinado.	33
2.13. Integración multipuntos de PTC a un ciclo combinado.	33
2.14. Integración de campo solar a un ciclo de turbina de gas.	34

2.15. Ciclo flash simple, caso 1.	35
2.16. Alternativa del ciclo flash simple, caso 2.	35
2.17. Ciclo doble flash, caso 3.	36
2.18. Alternativa del ciclo doble flash, caso 4.	36
2.19. Tipos de flujos en intercambiadores de calor.	37
3.1. Localización de Araró en el estado de Michoacán [11].	40
3.2. Esquema del pozo Z-03 de Araró y perfil de temperaturas a la profundidad de 550 m [35].	42
3.3. Presión de saturación como función de la temperatura.	44
3.4. Esquema ciclo binario con uso directo de energía solar.	45
3.5. Esquema ciclo binario con uso indirecto de energía solar.	46
3.6. Escenarios del Sistema Híbrido Geotérmico Solar.	47
3.7. Propuesta de solución del ciclo binario ORMAT 300kW.	48
3.8. Diagrama del ciclo binario.	49
3.9. Diagrama temperatura contra entropía.	50
3.10. Turbina y generador para el ciclo binario.	52
3.11. Condensador con agua de enfriamiento.	52
3.12. Esquema de la bomba de alimentación.	53
3.13. Esquema del evaporador.	53
3.14. Esquema de los colectores parabólicos del campo solar.	54
4.1. Transferencia de calor del evaporador en función del flujo.	64
4.2. Pinch-point y el flujo de isopentano.	65
4.3. Área del evaporador y del condensador.	66
4.4. Potencia y eficiencia del ciclo.	66
4.5. Temperatura óptima del isopentano a la salida del evaporador.	68
4.6. Potencia neta y la eficiencia óptima del ciclo.	68
4.7. Pinch point óptimo del ciclo.	69
4.8. Producción de potencia en función del flujo de agua geotérmica.	70
4.9. Comparación del comportamiento de diferentes colectores solares.	71
4.10. Esquema de la planta híbrida de ciclo binario geotérmica solar.	74
4.11. LCoE y trabajo neto en función del área del área de colector.	81
5.1. Planta geotérmica de ciclo binario.	84
5.2. Planta híbrida geotérmica solar.	84

A.1. Radiación solar en Morelia durante el 2006.	96
A.2. Radiación solar en Morelia durante el 2007.	97
A.3. Radiación solar en Morelia durante el 2008.	98
A.4. Radiación solar en Morelia durante el 2009.	99
A.5. Radiación solar en Morelia durante el 2010.	100
A.6. Radiación solar en Morelia durante el 2011.	101
A.7. Radiación solar en Morelia durante el 2012.	102
B.1. Esquema de funcionamiento del Concentrador Solar Parabólico Lineal Power Trough 110. © Inventive Power 2010 Todos los derechos reservados.	113
B.2. Sistemas fotovoltaicos y de concentración solar. © Inventive Power 2010 Todos los derechos reservados.	114
B.3. Metodologías y etapas de desarrollo. © Inventive Power 2010 Todos los dere- chos reservados.	117

Índice de tablas

1.	Nomenclatura	XVII
1.1.	Antecedentes históricos.	11
1.2.	Trabajos, estudios e investigaciones realizadas en la última década.	12
2.1.	Fluidos orgánicos e inorgánicos para ciclo ORC [25].	26
3.1.	Resumen de la irradiación media global para Morelia, 2012.	43
3.2.	Datos de la planta de ciclo binario de 300 kWe.	44
3.3.	Suposiciones para el análisis del ciclo binario de 300 kWe.	48
3.4.	Condiciones de diseño para el cálculo del campo solar.	56
3.5.	Datos para el modelo económico.	57
3.6.	Costo de inversión de la planta de ciclo binario.	57
4.1.	Variación del flujo másico en función de la temperatura.	64
4.2.	Área de transferencia de calor en función de la temperatura.	64
4.3.	Parámetros de diseño.	65
4.4.	Variación de la temperatura del isopentano a la salida del evaporador.	67
4.5.	Eficiencia promedio del colector solar parabólico (2012).	70
4.6.	Cálculo para las condiciones de diseño de invierno y verano usando agua.	72
4.7.	Cálculo para las condiciones de diseño de invierno y verano usando aceite therminol 55.	72
4.8.	Superficie del campo solar y costos estimados, alternativa 1.	72
4.9.	Superficie del campo solar y costos estimados, alternativa 2.	73
4.10.	Datos de partida del campo solar.	74
4.11.	Datos de diseño del campo solar.	75
4.12.	Parámetros de la planta base (equipos nuevos).	76
4.13.	Propiedades termofísicas y de exergía del ciclo de Simirao.	77

4.14. Parámetros de la planta base (donada).	77
4.15. Parámetros de planta híbrida geotérmica-solar (nueva).	78
4.16. Propiedades termofísicas y de exergía del ciclo híbrido.	79
4.17. Parámetros de planta híbrida geotérmica-solar (nueva).	79
4.18. Propiedades termofísicas y de exergía del ciclo híbrido de Simirao.	80
4.19. Comparativa del desempeño usando distintos fluidos de trabajo.	81
5.1. Comparativa energética, económica y evaluación de planta.	85

Nomenclatura

ACS	Agua Caliente Sanitaria
CFC	Clorofluorocarburos
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CHP	Combined Heat and Power
CSP	Concentrated Solar Power
DSG	Direct Steam Generation
EES	Engineering Equation Solver
GWP	Global Warming Potential
HCE	Heat Collector Element
HCFC	Hidroclorofluorocarburos
HFC	Hidrofluorocarbono
IDQ	Intercambiador De Calor
LAERFTE	Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
LCoE	Levelized Cost of Electricity
M.N.	Moneda Nacional
Mtoe	Millones de toneladas equivalentes de petróleo
ORC	Organic Rankine Cycle

PRS	Periodo de Retorno Simple
PTC	Parabolic-trough collector
RR	Rankine con Recalentamiento
RRg	Rankine con Regeneración
RS	Rankine con Sobrecalentamiento
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment
TIR	Tasa Interna de Retorno
VAN	Valor Actual Neto

Símbolo	Significado	Subíndice	Significado
A	Área, m ² .	a	Ambiente
AS	Aporte Solar.	b	Bomba
AT	Aporte Térmico.	c	Crítica
C_p	Calor específico, kJ/kg K.	CON	Condensador
E	Energía, kJ.	CS	Campo solar
\dot{E}	Energía generada, kWh.	col	Colector solar
e	Eficiencia de colector.	conv	Convencional
FE	Factor de emisiones, kg CO ₂ /kWh.	EVP	Evaporador
G_b	Radiación solar global, kW.	e	Entrada
GHG	Gases de efecto invernadero, kg CO ₂ .	ft	Fluido de trabajo
g	Aceleración de la gravedad, m/s ² .	gen	Generador Eléctrico
h	Entalpía, kJ/kg.	m	Melting point
I	Irradiación, kW.	ML	Media logarítmica
m	Masa, kg.	net	Neto
\dot{m}	Flujo másico, kg/s.	PE	Planta de energía
\dot{Q}	Calor, kW.	pp	Pinch Point
R_{GHG}	Reducción de GHG, kg CO ₂ .	r	Recurso
RS	Relación de superficie.	s	Salida
T	Temperatura, °C.	sist	Sistema
t	Tiempo, s.	SB	Sistema de bombeo
TC	Tasa de cambio.	SE	Subestación eléctrica
v	Velocidad, m/s.	t	turbina
\dot{W}	Trabajo, kW.	TE	Torre de enfriamiento
\dot{Z}	Costo de inversión, \$.	tot	Total
z	Altura, m.	VC	Volumen de control
η	Eficiencia, %.	VE	Venta de electricidad
Δ	Variación o cambio.	Vent	Ventilador
		0	Ambiente de referencia

Tabla 1: Nomenclatura

Capítulo 1

Introducción

1.1. Situación actual: demanda energética

El consumo de energía es necesario para el desarrollo económico y social; en la actualidad las personas requieren de una gran cantidad de dispositivos que consumen electricidad como la fabricación de productos o en procesos de manufactura, desempeñar una actividad, e incluso para un mayor confort. Esto tiende a que en la medida que se empleen estos dispositivos para cualquier actividad, existirá una mayor demanda de energía.

El actual escenario de precios de los combustibles fósiles, junto con las implicaciones medioambientales del consumo de éstos, como los gases de efecto invernadero, hace que los gobiernos dirijan sus esfuerzos al fomento de las energías alternativas o limpias, ya que al ser renovables no se agotan y producen pocos impactos negativos en el medio ambiente [1].

1.1.1. Contexto mundial

Durante el 2007, la producción de energía mundial fue de 12,029 Mtoe (Millones de toneladas equivalentes de petróleo), de la cual, 81.4 % fueron de la quema de combustibles fósiles, emanando 28.9 Gton de CO₂. El sector eléctrico representa el 17 % del consumo final de energía, del cual 68 % se produce con combustibles fósiles [2]. Para 2010, la producción de energía aumentó hasta 12,717 Mtoe, dejando ver un aumento en la demanda energética que a su vez se ve reflejada en la disminución del uso de combustibles fósiles y un aumento en el uso de energías renovables (ver Fig.1.1).

En este sentido, así como la economía crece, la demanda energética se incrementa dramáticamente, debido al aumento de la población mundial, el desarrollo industrial y la globalización. El consumo mundial de energía se ha incrementado en un 30 % en los últimos 25 años.

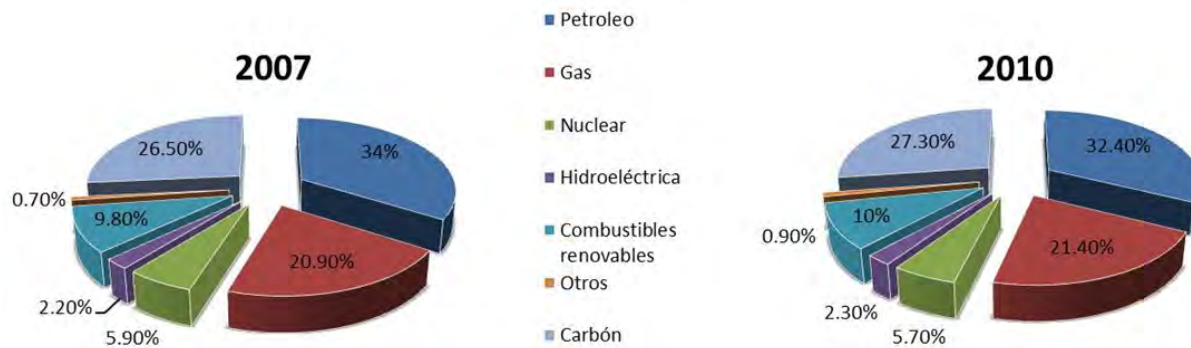


Figura 1.1: Comparativa de producción anual de energía en Mtoe.

Si se continúa este patrón de consumo energético, la demanda se elevaría a un 50 % antes de 2030 y las consecuencias para el futuro de la sociedad son evidentes. Una solución basada en reducir los gases de efecto invernadero es sencilla, sin embargo, se requiere reducir la dependencia de los combustibles fósiles y conseguir transformar la energía en un sistema amigable y eficiente con el medioambiente [2]. Por otro lado, las energías renovables representan una alternativa para satisfacer las necesidades de suministro de energía, pero a nivel mundial representan muy poca capacidad instalada con aproximadamente el 18 % de la generación eléctrica total [3]. La mayoría de esta participación considera las energías hidráulica y eólica, mientras que, la contribución del suministro térmico es de un 24 %.

1.1.2. Situación en México

A pesar de contar con grandes reservas de combustibles fósiles, México ha impulsado de manera importante el uso de fuentes renovables de energía, principalmente en lo que se refiere a las grandes hidroeléctricas, que al día de hoy constituye cerca del 23 % de la capacidad instalada del país. Además de los importantes recursos renovables con los que cuenta México, como el viento, el sol, la geotermia, los recursos hídricos y la biomasa, se requiere una inversión considerable para aprovechar dicho potencial.

De acuerdo con estudios preliminares, en el país existen reservas de aprovechamiento geotérmico equivalentes a 10,644 MW. Análisis realizados recientemente, indican que el potencial de recursos hidrotérmicos susceptibles de ser explotados mediante plantas de condensación y plantas de ciclo binario, se encuentra entre 887 y 948 MW. Según estudios realizados en 3 zonas potenciales del país, Golfo, Orizaba-Xalapa y Zongolica, se podrían ubicar hasta 2,800 MW de potencia media con una producción de 9.79 TWh/año [4].

Sin embargo, para cumplir con la meta de participación de 35 % en la generación de elec-

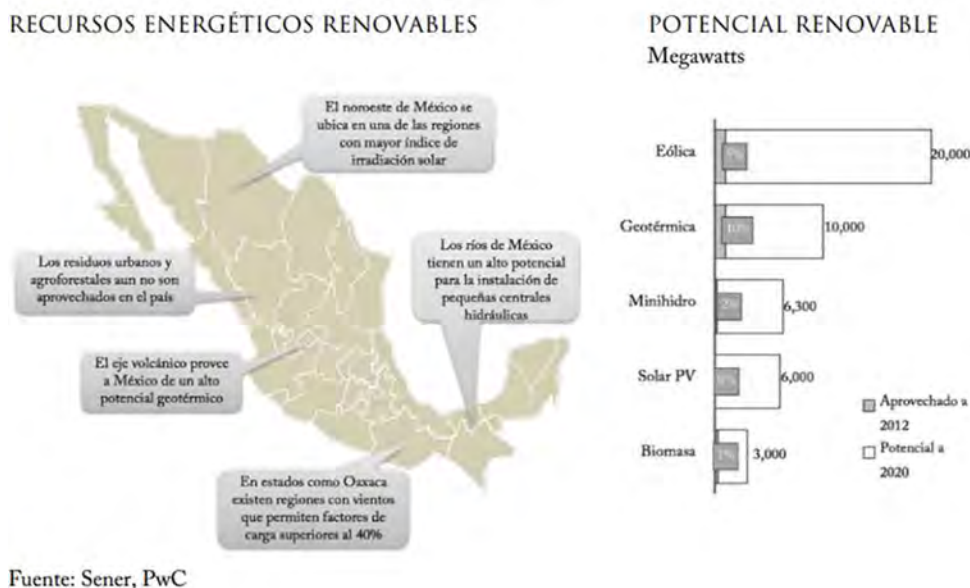


Figura 1.2: Recursos energéticos y potencial renovable en México [5].

tricidad a partir de combustibles no fósiles, establecida en la “Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética” (LAERFTE), se requiere resolver una serie de retos, tales como la forma intermitente de las fuentes renovables de energía y conseguir subsidios debido al alto costo de adquisición.

Como se puede apreciar en la Figura 1.2, México dispone de un potencial renovable indiscutible, con un amplio porfolio de recursos (eólico, solar, geotérmico, biomasa e hídrico). Derivado de lo anterior, deben ser impulsadas las diferentes tecnologías para su aprovechamiento, en sus distintas etapas de desarrollo, de modo que estos recursos puedan ayudar en la diversificación de la matriz energética, la eficiencia del uso de recursos no renovables y la reducción de importaciones de energéticos [5].

1.2. Uso de fuentes renovables

A medida que una sociedad es más desarrollada consume más energía. Pero la energía que se obtiene del carbón, del petróleo y del gas no se renueva y se va agotando. Las energías renovables proceden del sol, del viento, del agua de los ríos, del mar, del interior de la tierra y de los residuos. Hoy por hoy, constituyen un complemento a las energías convencionales fósiles, cuyo consumo actual, cada vez más elevado, está provocando el agotamiento de los recursos y graves problemas ambientales [6].

Algunos tipos de energías renovables son:

- **Solar:** aprovechamiento de la radiación solar, se divide en energía solar térmica y fotovoltaica.
- **Eólica:** utilizan la energía cinética contenida en el viento para producir electricidad mediante los denominados aerogeneradores y pueden ser instalaciones aisladas o parques eólicos.
- **Minihidráulica:** el aprovechamiento de la energía potencial del agua procedente de un salto para producir energía eléctrica.
- **Biomasa:** es una fuente energética basada en el aprovechamiento de materias orgánicas de origen vegetal o animal, incluyendo los productos y subproductos resultantes de su transformación.
- **Mareomotriz y de las olas:** la energía liberada por el agua de mar.
- **Geotérmica:** es la manifestación de la energía térmica acumulada en rocas o aguas, que se encuentran a elevada temperatura en el interior de la tierra.

Es importante mencionar que se deben impulsar las líneas de investigación, desarrollo tecnológico e innovación para las tecnologías renovables y limpias, a partir de diagnósticos y elaboración de mapas de ruta tecnológica para cada una de ellas. Si bien es evidente que la geografía del país promete grandes riquezas, es necesario focalizar los esfuerzos para desarrollar las alternativas tecnológicas para la generación de electricidad que sean viables.

1.3. Potencial geotérmico y solar en México

Hay cinco campos geotérmicos identificados en México, cuatro de los cuales se encuentran bajo explotación, ocupa el cuarto lugar mundial en generación geotérmica con una capacidad instalada de 958 MW en 2012, lo que representa casi el 2% de la capacidad eléctrica total del país operada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), para el denominado servicio público de energía eléctrica. Tales campos son los siguientes [7]:

- **Cerro Prieto, B.C.,** con 720 MW de capacidad neta, constituida por cuatro unidades de 110 MW cada una, cuatro unidades de 37.5 MW cada una, una unidad de baja presión de 30 MW y cuatro unidades más de 25 MW cada una. Todas las unidades son

a condensación, de un solo flasheo, excepto las de 37.5 MW que son de doble flasheo. Las cuatro unidades más antiguas de 37.5 MW cada una se encuentran actualmente fuera de operación.

- **Los Azufres, Mich.**, con 188 MW de capacidad neta, constituida por cinco unidades a condensación de flasheo sencillo (una de 50 MW y cuatro de 25 MW cada una), siete unidades a contrapresión de 5 MW cada una y dos unidades de ciclo binario de 1.5 MW cada una. Actualmente se encuentra en construcción una unidad adicional de 50 MW.
- **Los Humeros, Pue.**, con 40 MW de capacidad, integrada por ocho unidades a contrapresión de 5 MW cada una. A fines de 2012 entró en operación comercial una unidad adicional de 25 MW, estando programada otra de la misma capacidad para el año 2013.
- **Las Tres Vírgenes, B.C.S.**, con 10 MW de capacidad constituida por dos unidades a condensación (flasheo simple) de 5 MW cada una.
- **Cerritos Colorados, Jal.**, sin plantas en operación pero con varios pozos perforados y un potencial evaluado por la CFE en 75 MW.

Baja California es el estado con mayor participación en el sector, con la central Cerro Prieto, que representa casi tres cuartas partes del total de la capacidad instalada en México. En México, la generación de energía eléctrica hablando exclusivamente del aprovechamiento geotérmico, se ha enfocado en la explotación de los recursos geotérmicos de alta entalpia, la explotación de recursos geotérmicos que cuentan con menos de 130 °C, es casi nula (ver Fig. 1.3). La CFE estima que el potencial geotérmico en México es de 1,395 MW. Sin embargo, el sector académico calcula que dicho potencial pudiera ser mucho mayor [8].

En cuanto a potencial solar, México cuenta con un recurso de 6,469,155,957 MWh/año [9], se puede aprovechar de dos formas diferentes: energía solar fotovoltaica y termo-solar, las cuales el estimado en la producción de energía individual es de 8,794.4 MWh y 4.5 PJ respectivamente, esta última teniendo una superficie de 1 millón de m² de colectores solares. Por otro lado, los datos del SWERA (Solar and Wind Energy Resource Assessment), indican la disponibilidad y ubicación del recurso solar, en las diferentes regiones. Sin embargo, no se cuenta con información de las diversas estaciones de medición disponibles en el país, para calibrar y mejora dichas estimaciones.

La radiación solar, es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol, la magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la Tierra (W/m²). Considerando

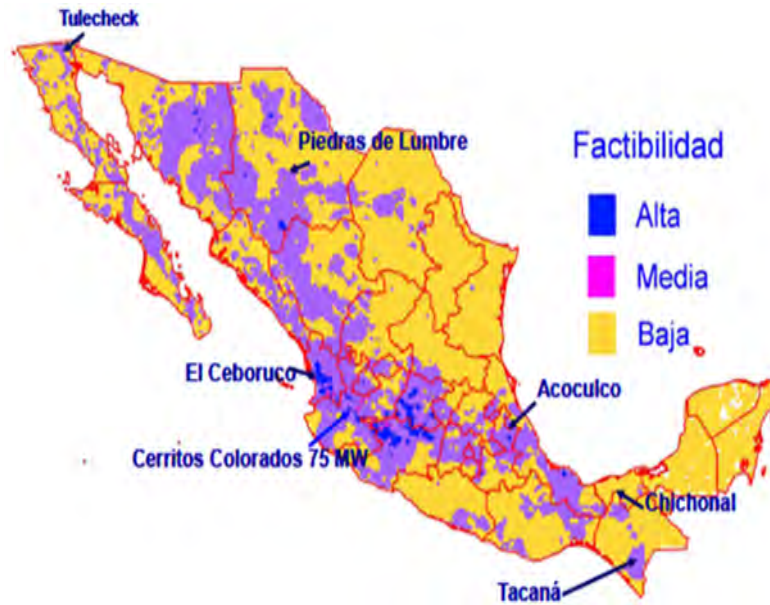


Figura 1.3: Manifestaciones geotermales distribuidas en todo el país.

la capacidad energética del sol, la cual perdurará durante millones de años, así como la privilegiada ubicación de México (ver Fig. 1.4) en el globo terráqueo, la cual permite que el territorio nacional destaque en el mapa mundial de territorios con mayor promedio de radiación solar anual, con índices que van de los 4.4 kWh/m² por día en la zona centro, a los 6.3 kWh/m² por día en el norte del país, resulta fundamental la adopción de políticas públicas que fomenten el aprovechamiento sustentable de la energía solar en nuestro país [10].

Del mapa de la Figura 1.4, correspondiente a las regiones de mayor radiación en México, son el norte de Sonora y Chihuahua, las cuales son propicias para fines de instalaciones que requieran de una incidencia alta de energía solar. Existen otras regiones bastante definidas: una que abarca Durango, Zacatecas, Aguascalientes, la mayor parte de Guanajuato, Michoacán y el noroeste de Jalisco, otra que comprende una parte de Puebla, y otra, bastante amplia de Oaxaca.

1.3.1. Potencial solar del estado de Michoacán.

Al momento de la realización de este trabajo, se cuenta con muy poca información acerca de la radiación solar para Michoacán, se puede destacar de la Figura 1.4, que la radiación media anual diaria oscila entre 5 y 5.1 kWh/m². Datos proporcionados por el “Observatorio Meteorológico de Morelia Michoacán”, indican que en el último año, la radiación media anual diaria oscilaba entre 2.5 y 4 kWh/m² (ver Fig. 1.5).

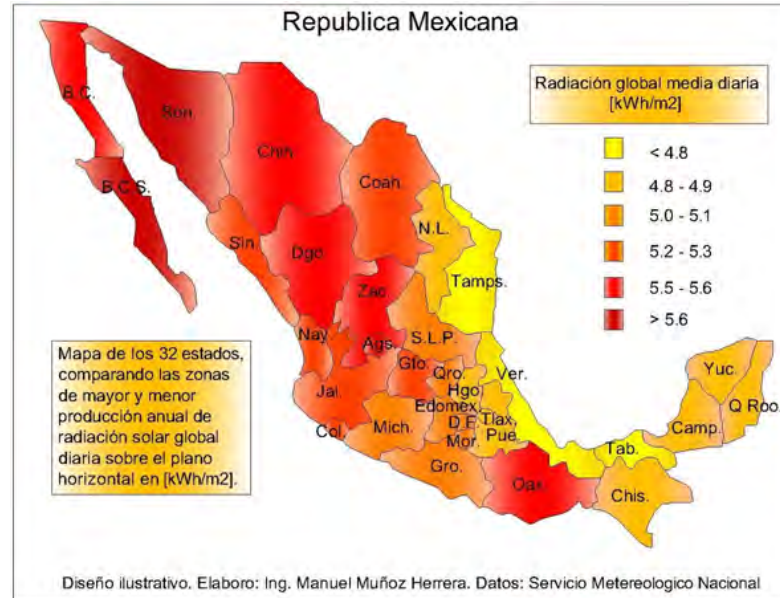


Figura 1.4: Recurso solar estimado en México [10].

En el laboratorio de termofluidos de la “Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo”, se cuenta con una pequeña estación meteorológica, con la cual se recabaron datos de irradiación solar para la ciudad de Morelia, y se tiene que los valores de la radiación solar diaria, para la ciudad de Morelia, son muy parecidos a los proporcionados por el Observatorio Meteorológico.

1.3.2. Potencial geotérmico del estado de Michoacán

Michoacán es uno de los estados con grandes recursos geotérmicos de México; la zona geotérmica más conocida y con mayor capacidad instalada es la de los Azufres. Además de los Azufres existen otras zonas con potencial geotérmico, como lo son Puruándiro (10 MW), Ixtlán de los Hervores (17 MW), los Negritos (24 MW) y Araró (32 MW), esta última es la segunda zona con mayor capacidad de Michoacán [11]. En la Figura 1.6 se encuentran marcadas las distintas zonas geotérmicas del estado de Michoacán, tomando la ciudad de Morelia como punto de referencia.

Para el municipio de Araró, Michoacán, se encuentran manantiales termales con escape de gases y zonas de alteración, agrupados en varias áreas, de las cuales la más importante es la conocida como **San Nicolás de Simirao** (48-99 °C en una superficie de 10 hectáreas) [11]. El geotermómetro de potasio-sodio, indica temperaturas promedio de fondo de 205 °C y máximas de 228 °C. Estudios realizados por CFE presentan un potencial de 32 MW.

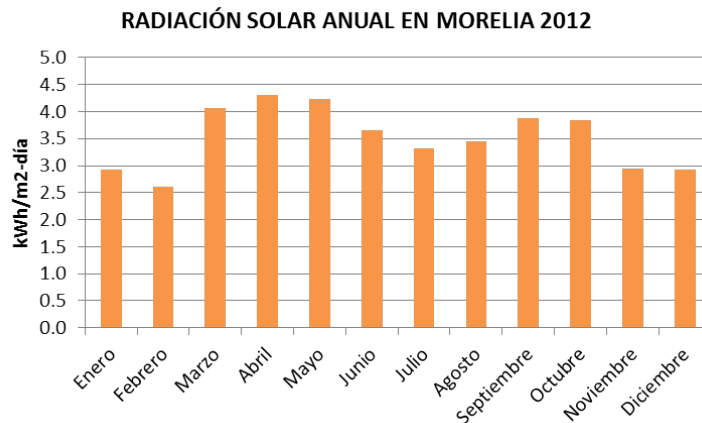


Figura 1.5: Radiación solar anual diaria en Morelia en el año 2012.

Actualmente la CFE, a través de su “Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos” con sede en la ciudad de Morelia, Mich., prácticamente ha concluido la construcción de dos unidades a condensación de 25 MW cada en el campo geotérmico de Los Humeros, que deberán entrar a operación en el transcurso de 2013. Con ello la capacidad geotermoeléctrica instalada en este campo llegará a 90 MW netos, pero la capacidad efectiva será de 75 MW, toda vez que se planea dejar fuera de operación continua tres de las unidades a contrapresión de 5 MW que quedarán como respaldo [7].

1.4. Definición del problema y justificación

La demanda energética se incrementa a medida que la población crece, lo que hace que haya un mayor consumo en el uso de energía eléctrica. Las grandes termoeléctricas del país pueden suministrar tal demanda de electricidad, sin embargo el uso de combustibles fósiles impacta de manera directa en el medio ambiente, logrando así que las mismas empresas busquen alternativas para reducir las altas emisiones. Hoy más que nunca las industrias necesitan reducir sus costos energéticos para mejorar su competitividad.

En cuestión de energías renovables y generación eléctrica en México, la geotermia presenta un gran potencial y es una opción viable, además no genera desechos de CO₂ al ambiente por emisiones de combustibles fósiles. El estado de Michoacán cuenta con yacimientos de mediana y baja entalpía, que no son aprovechados para la generación de electricidad, como el pozo geotérmico Z-03 de Araró [12]. Para que un pozo geotérmico de media o baja entalpía se pueda aprovechar para la generación de electricidad es necesario incrementar la temperatura del



Figura 1.6: Zonas geotérmicas importantes del estado de Michoacán, (De izq. A der.). Ixtlán de los Hervores, Puruándiro, Zinapecuaro y Los Azufres.

recurso geotérmico. El sol una fuente inagotable de energía, presenta grandes oportunidades de ahorro, al poder utilizar su radiación para la generación de energía térmica, por lo que se propone integrar el uso de la energía solar a una planta geotérmica de ciclo binario para incrementar la temperatura y aprovechar al máximo este recurso.

Los beneficios que se pueden obtener al combinar estas dos fuentes energéticas, aumentan su potencial y disminuyen las desventajas que presentan cuando operan por separado. Esta investigación explora los beneficios al utilizar ambos recursos energéticos. Se propone integrar dos recursos renovables en un concepto híbrido, para generar electricidad a partir de un recurso geotérmico de media entalpía.

La creciente y excesiva dependencia energética, la necesidad de preservar el medioambiente y asegurar un desarrollo sustentable, obligan al fomento de fórmulas eficaces para un uso eficiente de la energía y la utilización de fuentes limpias.

1.5. Antecedentes

Al momento de llevar a cabo este estudio, no existe una planta híbrida geotermia-solar operando en México, este sería por tanto un proyecto con características experimentales y de innovación tecnológica. Sin embargo, se han hecho estudios en México para incrementar la

entalpía en pozos geotérmicos con concentradores solares parabólicos (PTC), para prevenir la deposición de sales durante el proceso e incrementar el flujo de vapor en un 10 % al proponer un sistema híbrido [13].

Un estudio realizado en El Salvador [14], con la misma finalidad, demostró que realizando una correcta caracterización de los PTC, se logra el aumento de entalpía al usar aceite térmico (Therminol 55), como fluido de trabajo que puede alcanzar temperaturas de hasta 293°C, en el circuito del campo solar; y el fluido geotérmico se recalienta para producir vapor de agua a 6 bar para producir 5 MWe durante el día. Donde la producción de energía se ve afectada por: la degradación de los sellos en la tubería; y por que el aceite térmico no alcance una temperatura deseada y se contamina, además la presencia de corrosión en el tubo de absorción.

En Chile [15], donde han implementado metas de sustentabilidad debido al aumento de conciencia ambiental, se propuso un esquema híbrido con dos diferentes configuraciones de uso del recurso solar, considerando una planta geotérmica de simple flash con un campo solar de PTC para producir 3.974 MW, donde quedó demostrado que la producción de energía se vio incrementada hasta un 11.6 %, logrando ahorros hasta del 10.3 % en el uso de recurso geotérmico.

1.5.1. Breve estudio

Las regiones volcánicas han sido siempre polos de atracción para los seres humanos, por el hecho de la existencia de fumarolas y de fuentes termales que podían utilizar para calentarse, cocer alimentos o simplemente bañarse. Los restos arqueológicos más antiguos relacionados con la energía geotérmica han sido encontrados en Niisato, en Japón, y son objetos tallados en piedra volcánica que datan de la Tercera Glaciación, entre 15,000 y 20,000 años. La Tabla 1.1 contiene los antecedentes históricos acerca del trabajo realizado en geotermia.

1.5.2. Estado del arte

En la Tabla 1.2, se pueden apreciar los trabajos más recientes en la implementación de la energía solar a las plantas de energía, tanto convencional como no convencional, remarcando que el campo de aplicación de la geotermia es tan amplio, que se siguen realizando estudios e investigaciones acerca del aprovechamiento de este recurso.

Las tecnologías termosolares de concentración solar a pequeña escala tienen gran potencial en diversas aplicaciones para la generación de calor de proceso en industrias. El poder generar

Tabla 1.1: Antecedentes históricos.

Año	Descripción
3500 a.C.	Uso de minerales como medicina, calefacción urbana y baños termales; griegos y romanos.
1330	Distribución de agua caliente y cuota por el servicio; Francia.
1818	Utilización industrial de recursos geotérmicos (sales de boro); Larderello, Toscana, Italia.
1833	Pozo artesano de 548 m de profundidad, que captó agua a 30°C; Paris, Francia.
1892	Primera red local de calefacción urbana; Idaho, Estados Unidos.
SIGLO XX	
1913	Generación de electricidad (250 W) en una central a partir de vapor geotérmico.
1919	Instalación de plantas experimentales de 1 kW para producir energía eléctrica; Beppu, Japón
1930	Primera red moderna de calefacción.
1945	Instalación con una bomba de calor geotérmica; Indianápolis, EUA.
70's	Investigación de recursos geotérmicos (generación eléctrica o calefacción y agua caliente).
90's	Desarrollo prometedor a nivel internacional a consecuencia de reducir emisiones de CO ₂ a la atmósfera.
2000	Capacidad geotermoeléctrica a nivel mundial de 8000 MW.

Tabla 1.2: Trabajos, estudios e investigaciones realizadas en la última década.

Año	Título	Autores
2010	Parabolic-trough solar collectors and their applications.	Fernández García A., Zarza E., Valenzuela L., Pérez M.
2011	Exergoeconomic analysis and optimization of an Integrated solar Combined Cycle System (ISCCS) using genetic algorithm.	Baghernejad A., Yaghoubi M
2011	Performance Analysis of a Hybrid Solar-Geothermal Power Plant in Northern Chile.	Mir I., Escobar R., Vergara J., Bertrand J.
2011	Technical and economical analysis of a solar-geothermal hybrid plant based on an Organic Rankine Cycle.	Astolfi M., Xodo L., Romano M.C., Macchi E.
2012	Thermodynamic analysis of two micro CHP systems operating with geothermal and solar energy.	Tempesti D., Manfrida G., Fiaschi D.
2012	Shallow geothermal energy applied to a solar-assisted air –conditioning system in southern Spain: Two-year experience.	Rosiek S., Batlles F.
2012	Advances in the integration of solar thermal energy with conventional and non-conventional power plants.	Jamel M., Abd A., Shamsuddin A.
2013	An in-depth assessment of hybrid solar-geothermal power generation	Zhou C., Doroodchi E., Moghtaderi B.

agua caliente, vapor o calor a altas temperaturas con tecnología de concentración solar a pequeña escala, tiene grandes beneficios al ser integrado a procesos industriales. Fernandez et al. [16], presenta una revisión de colectores solares parabólicos que han sido construidos a lo largo del siglo pasado, así como prototipos en desarrollo. Además, un estudio de los sistemas a los cuales se les podría incorporar este tipo de sistemas solares de concentración, para almacenar energía térmica hasta 400 °C, especialmente en ciclos de potencia de vapor para generación de electricidad.

Baghernejad y Yaghoubi [17], hicieron un estudio termoeconómico de un sistema de integración solar a un ciclo combinado que produce 400 MW de electricidad. Además de intentar minimizar funciones objetivo incluyendo el costo de inversión de equipos y el costo de destrucción de exergía utilizando los principios de exergoeconomía y un algoritmo genético; logrando que el costo de la electricidad producida por la turbina de gas y la turbina de vapor fueran un 7.1% y 1.17% más bajo respecto a su funcionamiento normal. Esta planta consta de dos turbinas de gas de 125 MW, una turbina de vapor de 150 MW y una planta solar de concentradores solares parabólicos 17 MW.

En cuanto a plantas híbridas geotermia-solar Astolfi et al. [18], combinaron un sistema de concentración de energía solar y una planta geotérmica binaria basadas en un Ciclo Rankine Orgánico (ORC), originando un ORC supercrítico. Este ORC fue diseñado para la utilización óptima de una fuente geotérmica de media entalpía, incluyendo un campo de concentradores solares parabólicos, incorporando una fuente adicional de alta temperatura de calor en el ciclo, con el fin de incrementar la producción de energía. Se llevó a cabo una simulación hora por hora, para estimar la producción anual con un modelo detallado del campo solar. Finalmente, llevaron a cabo un análisis económico diferencial para determinar el costo de la electricidad generada con el recurso solar. En base al costo actual de los colectores solares, se nivelaron los costos de electricidad de 145-280 €/MWh, en función de la localización de la planta: un valor competitivo con respecto a las grandes e independientes plantas solares.

Pero no solamente se han incorporado PTC en geotermia, Tempesti et al. [19] realizaron un estudio termodinámico de dos sistemas de micro cogeneración CHP (Combined Heat and Power, por sus siglas en inglés), que operan con un ORC para producir 50 kWe, usando un recurso geotérmico de baja temperatura (80-100 °C) y energía solar. Propusieron dos esquemas diferentes: el primer esquema usa un campo solar compuesto solo de colectores de tubos al vacío, y el trabajo es producido por una turbina; en el segundo esquema, se calienta el fluido de trabajo en el campo solar a una temperatura intermedia, y una parte del fluido de trabajo se recalienta en un segundo campo solar, compuesto de colectores solares parabólicos hasta la temperatura máxima del ciclo. El trabajo mecánico lo desarrollan dos

turbo expansores, arreglados en serie. Se utilizaron para analizar diferentes fluidos de trabajo, entre ellos el R134a, R232fa, R245fa.

Inclusive la energía geotérmica se ha utilizado para generar frío. Rosiek y Batlles [20], aplicaron el uso de recurso geotérmico a un sistema solar asistido de aire acondicionado en Almería (España), como una alternativa de torre de enfriamiento a un sistema geotérmico. La idea principal era cubrir la carga de calor y frío del Centro de Investigaciones de Energía Solar, consiguiendo ahorros de 31 % de uso de energía eléctrica y en el consumo de agua de 116 m³ en los días de verano.

A finales del 2012 Jamel et al. [21], mostraron los últimos avances en cuanto a la integración de energía solar térmica a plantas de energía convencional y no convencional, desde las plantas de turbina de gas, turbina de vapor y ciclo combinado, así como las plantas geotérmicas; mostrando así las ventajas para combatir la contaminación y reducir el uso de combustibles fósiles. Destacando que es posible integrar el uso de la energía solar a casi cualquier esquema de generación de energía eléctrica.

En el 2013 Zhou et al. [22], realizó una evaluación a fondo de la generación de energía mediante un sistema híbrido geotérmico solar, donde comparó la mayor parte de los estudios anteriormente descritos y remarca que el sistema híbrido se utiliza para calentamiento del fluido de trabajo principalmente. Finalmente, la meta fue realizar una evaluación técnico-económica para las plantas geotérmicas de Australia, controlando parámetros como la temperatura ambiental, radiación solar, calidad del recurso geotérmico y la configuración del ciclo de potencia en condiciones de estado estable. Los resultados fueron comparados para la planta geotérmica operando sin apoyo solar y para la planta híbrida geotermia-solar.

1.6. Objetivo general

Llevar a cabo un estudio de viabilidad técnico-económica de la integración de energía solar térmica a una planta de ciclo binario de 300 kWe.

1.6.1. Objetivos específicos

- Establecer las características del ciclo binario a implementar.
- Realizar un balance de masa y energía del ciclo a partir de algunos datos de partida y consideraciones para su solución.

- Establecer, que equipos solares para generación, son los más adecuados para su integración.
- Proponer y analizar diferentes alternativas de integración de la planta híbrida geotérmica-solar.
- Determinar el terreno necesario del campo solar considerando una restricción en cuanto al costo de adquisición.
- Evaluar el aporte del campo solar con la restricción hecha.
- Llevar a cabo el análisis económico para evaluar alternativas de integración.
- Evaluar los principales parámetros termodinámicos del sistema integrado.
- Realizar un análisis exergoeconómico a las alternativas de integración.
- Determinar la viabilidad técnica y económica para evaluar alternativas de instalación de equipos planteadas por medio de indicadores de rendimiento, indicadores de operación e indicadores económicos.

1.7. Hipótesis

Mediante el uso e integración de la energía solar a una planta geotérmica de ciclo binario, se puede incrementar la potencia eléctrica generada, ya que depende de la entalpía y esta a su vez de la temperatura con la que el fluido entra al evaporador. Por lo tanto el aporte de calor entre el pozo geotérmico y el campo solar, será el factor clave para la obtención del mejor rendimiento del ciclo térmico.

Capítulo 2

Energía geotérmica y solar

2.1. Energía geotérmica

La energía geotérmica es la energía almacenada en forma de calor por debajo de la superficie sólida de la Tierra. Sin embargo, el calor contenido en rocas y suelos es demasiado difuso para ser extraído directamente de forma económica, siendo necesario disponer de un fluido, generalmente agua, para transportar el calor hacia la superficie de forma concentrada, mediante sondeo, sondas geotérmicas, colectores horizontales, o mediante intercambiadores de calor tierra-aire enterrados a poca profundidad en el subsuelo. Una vez en superficie, el fluido geotérmico, en función de su contenido en calor, se destinará a la producción de energía eléctrica, si es posible, y en caso contrario, se aprovechará su calor directamente recurriendo al empleo de intercambiadores de calor o bien, de ser necesario, de bombas de calor.

2.1.1. Tipos de energía geotérmica

En el estado actual de la tecnología, se puede decir que la geotermia tiene dos grandes grupos de aplicaciones o fines: térmicos y eléctricos. Las ventajas de la energía geotérmica son tanto ambientales como económicas, por lo que es preciso profundizar en su conocimiento y extender sus aplicaciones, sobre todo en climatización de edificios, tal como desde hace años se está haciendo en países europeos. Las aplicaciones que se pueden dar a un fluido geotérmico dependen de su contenido en calor, o lo que es lo mismo, de su **entalpía** (*la cantidad de energía térmica que un fluido, o un objeto, puede intercambiar con su entorno*). Como no existen aparatos que determinen directamente la entalpía de un fluido en el subsuelo, pero sí existen sondas térmicas que miden la temperatura, y como la entalpía y la temperatura pueden considerarse, más o menos, proporcionales, la práctica habitual ha generalizado el

empleo de las temperaturas en lugar de sus contenidos en calor. Las categorías del recurso geotérmico se pueden clasificar como [1]:

- **Alta entalpía (más de 150 °C).** Una temperatura superior a 150 °C permite transformar directamente el vapor de agua en energía eléctrica.
- **Media entalpía (entre 90 y 150 °C).** Permite producir energía eléctrica utilizando un fluido de intercambio, que es el que alimenta a las centrales.
- **Baja entalpía (entre 30 y 90 °C).** Su contenido de calor es insuficiente para producir energía eléctrica, pero es adecuado para calefacción de edificios y en determinados procesos industriales y agrícolas.
- **Muy baja entalpía (menos de 30 °C).** Puede ser utilizada para calefacción y climatización, necesitando emplear bombas de calor.

2.1.2. Aplicaciones de mediana y baja entalpía

En la Figura 2.1 se muestran las aplicaciones y usos más importantes de la energía geotérmica con los rangos de temperatura de utilización, y en su parte inferior se establece una agrupación de la energía geotérmica, entre diferentes intervalos de temperatura, en cuatro grandes tipos: muy baja, baja, media y alta temperatura.

La clasificación que aparece en la Figura anterior se puede aplicar tanto a la energía geotérmica, como a las explotaciones, los yacimientos y los recursos geotérmicos. De entre algunas de las aplicaciones de la energía geotérmica se encuentran: Natación, baños y balneología; bombas de calor, calefacción de edificios y producción de agua caliente sanitaria; calefacción de invernaderos, acuicultura y crianza de animales; secado de alimentos y maderas; y refrigeración por absorción.

2.2. Generación de electricidad mediante geotermia de media entalpía

La gran ventaja de la energía geotérmica respecto a las otras energías renovables, es estacionalidad durante todo el año. La potencia de estas plantas es del orden de las decenas/cientas de kW. Existen tres grandes tipos de plantas: plantas de vapor seco, plantas de flash-vapor y plantas de ciclo binario. Los ciclos termodinámicos usados en las plantas

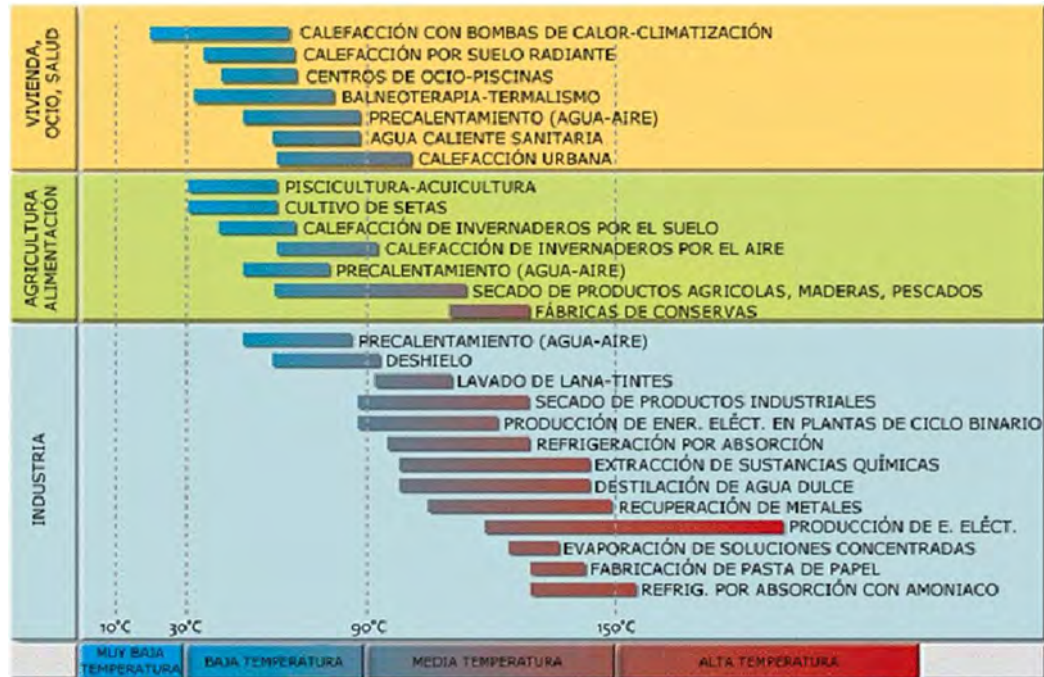


Figura 2.1: Principales usos de la energía geotérmica en función de la temperatura.

geotérmicas dependen de las características del recurso geotérmico. La generación de electricidad se realiza principalmente mediante turbinas de vapor convencionales y plantas de ciclo binario [23]. Las turbinas de vapor convencionales, requieren fluidos a temperaturas de al menos 150°C y están disponibles con descarga atmosférica o bien con descarga de condensación. Las turbinas con escape atmosférico son más simples y de menor costo. El vapor pasa a través de la turbina y se descarga a la atmósfera (ver Fig. 2.2).

Las unidades de condensación [23], como tienen más equipos auxiliares, son más complejas que las unidades de descarga atmosférica y como son de tamaños mayores, requieren el doble del tiempo para su construcción e instalación. El consumo específico de vapor de las unidades de condensación es, sin embargo, cerca de la mitad de las unidades de descarga atmosférica (ver Fig. 2.3).

2.2.1. Ciclo binario

Las plantas binarias [23] utilizan un fluido secundario, usualmente de carácter orgánico (principalmente n-pentano), que tiene un bajo punto de ebullición y una alta presión de vapor a bajas temperaturas, en comparación con el vapor de agua. El fluido secundario es manejado según el ciclo convencional Rankine (ORC): el fluido geotérmico entrega calor al

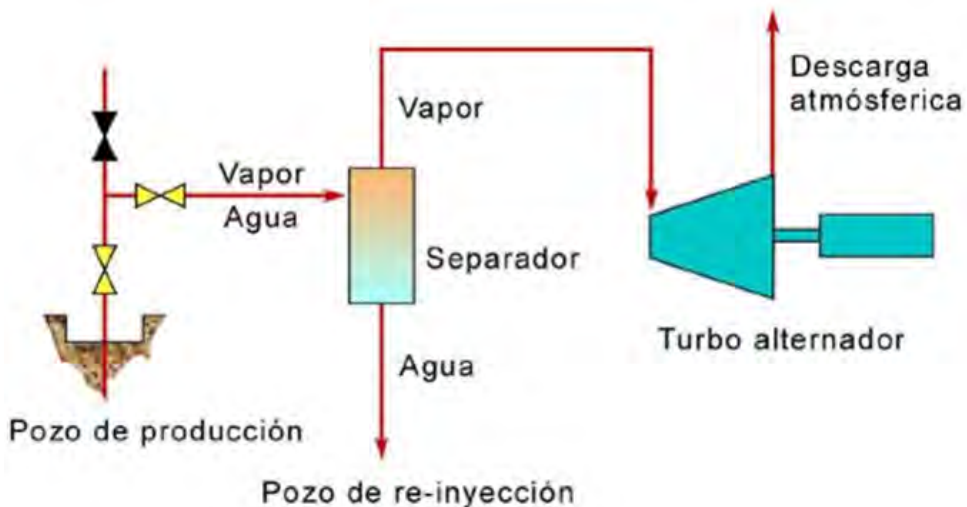


Figura 2.2: Esquema de una planta geotermoeléctrica con descarga atmosférica [23].

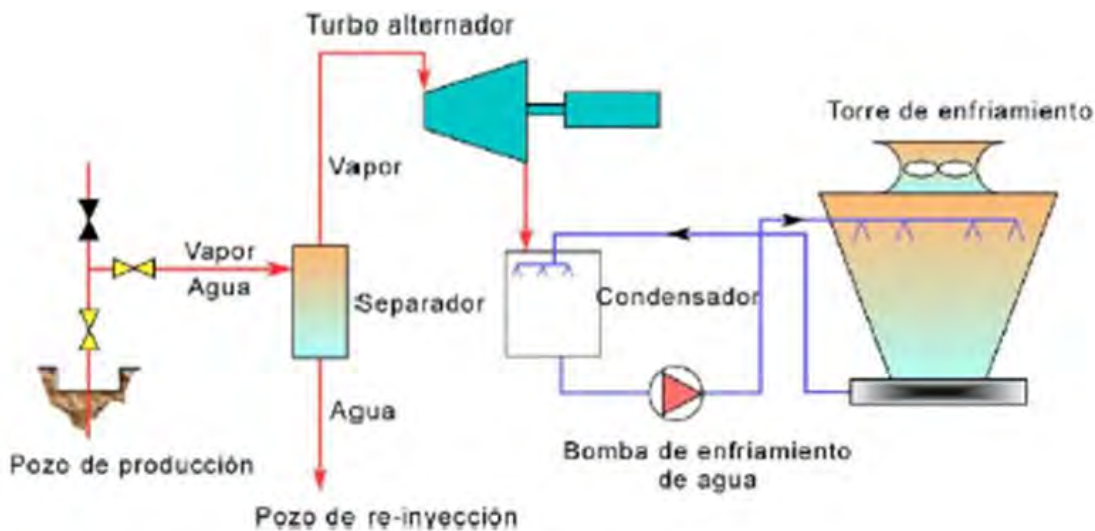


Figura 2.3: Esquema de una planta geotermoeléctrica de condensación. El flujo del fluido de alta temperatura está indicado en rojo y el agua fría en azul [23].

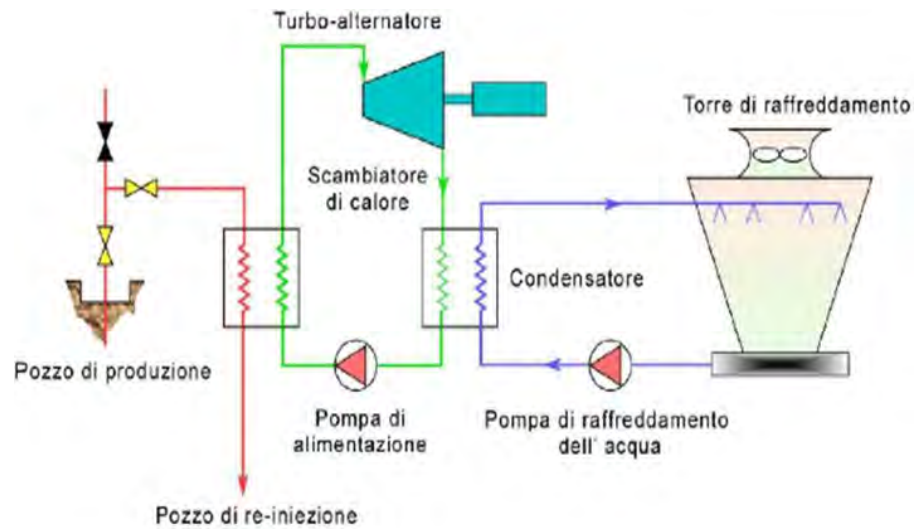


Figura 2.4: Esquema de una planta geotérmica de ciclo binario. El flujo del fluido geotérmico está en rojo, el fluido secundario en verde y el agua fría en azul [23].

fluido secundario a través de intercambiadores de calor, en los cuales este fluido es calentado y vaporizado; el vapor producido acciona una turbina normal de flujo axial, posteriormente es enfriado y condensado, y el ciclo comienza nuevamente (ver Fig. 2.4).

Seleccionando un fluido secundario apropiado, el sistema binario puede diseñarse para utilizar fluidos geotérmicos con un rango de temperatura entre 85 y 170°C. El límite superior depende de la estabilidad térmica del fluido binario orgánico, y el límite inferior depende de factores técnicos-económicos: A menor temperatura el tamaño de los intercambiadores de calor requeridos haría que el proyecto no fuera económico. Además de los fluidos geotérmicos y de desecho, los sistemas binarios también son utilizados cuando resulte preferible evitar el “flashing” de los fluidos geotérmicos (por ejemplo, para evitar incrustación del pozo). En este caso, bombas ubicadas dentro del pozo pueden utilizarse para captar los fluidos en estado líquido presurizado, y la energía calórica puede extraerse del fluido mediante unidades binarias.

Otra forma simple de una planta binaria, es el mostrado en la Figura 2.5; a la salida del pozo se encuentra un removedor de sales (separador) para prevenir el ensuciamiento en la tubería del intercambiador de calor. Se puede notar que hay dos procesos para calentar el fluido de trabajo, precalentarlo hasta su punto de ebullición y para que en el evaporador salga como vapor saturado. La presión se mantiene por encima de su punto “flash”, para prevenir un rompimiento de vapor y los gases no condensables. El proceso termodinámico que sigue el fluido de trabajo se muestra en la Figura 2.6 en un diagrama presión-entalpía (p-h).

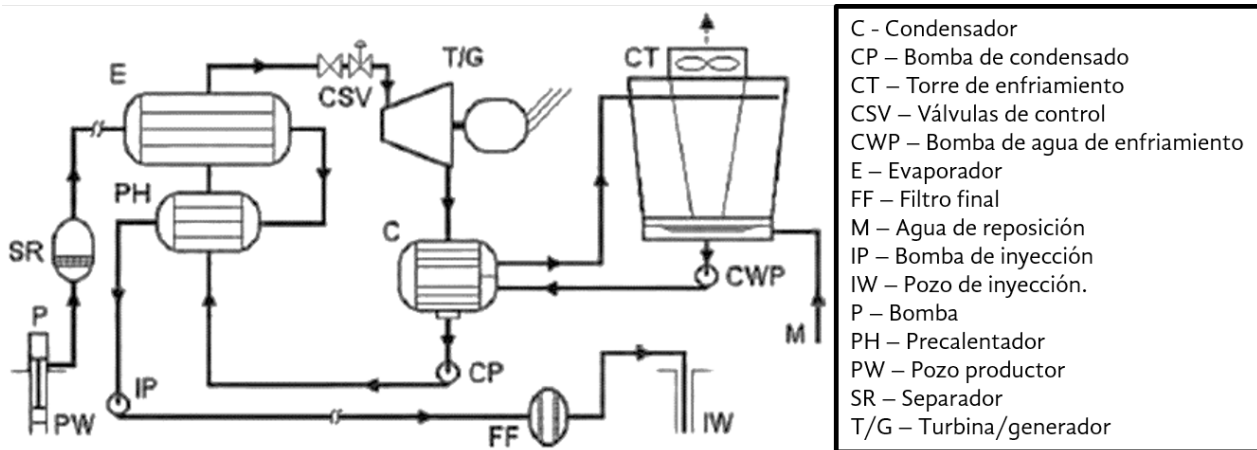


Figura 2.5: Esquema simplificado de una planta geotérmica de ciclo binario [24].

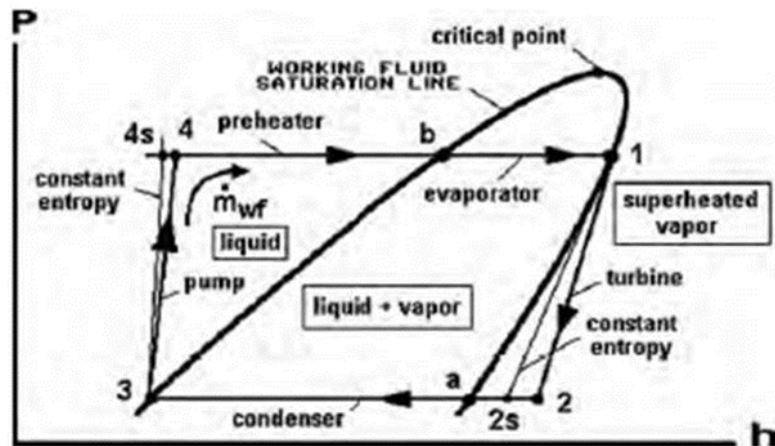


Figura 2.6: Diagrama presión-entalpía de una planta binaria [24].

Las plantas binarias se construyen normalmente en pequeñas unidades modulares, de pocos cientos de kWe a pocos MWe de capacidad. Estas unidades pueden así ser interconectadas para constituir plantas eléctricas de decenas de megawatts. Sus costos dependen de numerosos factores, pero principalmente de la temperatura del fluido geotérmico utilizado, que define el tamaño de la turbina, los intercambiadores de calor y el sistema de enfriamiento. El tamaño total de la planta, es poco significativo con respecto al costo específico, ya que es posible interconectar una serie de unidades modulares estándar para lograr mayores capacidades de generación. La tecnología de plantas binarias, es un medio seguro y de costos apropiados para convertir en electricidad la energía disponible de campos geotérmicos del tipo agua dominante (bajo 170°C).

2.2.2. Ciclo Rankine Orgánico (ORC)

Los ciclos Rankine orgánicos (ORC por sus siglas en inglés), consisten en ciclos Rankine caracterizados por ser muy simples y por utilizar como fluido de trabajo, una sustancia orgánica con un punto crítico de baja temperatura comparada con el agua. El uso de un fluido así de particular, en vez del agua habitual, permite utilizar este tipo de ciclos para aprovechar calores que proceden de fuentes a baja temperatura.

Estos ciclos, se caracterizan porque los fluidos de trabajo tienen baja entalpía de vaporización, que los hace idóneos para aprovechar fuentes de calor a baja temperatura. Otra ventaja es que el ciclo se adapta mejor a la fuente de calor que el agua, gracias a su menor entalpía de vaporización, y eso le permite ajustarse mejor al perfil de enfriamiento del foco de calor, como se aprecia en la Figura 2.7.

Los fluidos que pueden emplear los ciclos ORC son refrigerantes CFCs, HCFCs, HFCs e hidrocarburos, aunque la actual normativa prohíbe el uso de CFCs y de HCFCs, en nuevas máquinas de refrigeración. El rango de potencias en el cual trabaja este ciclo, va desde unos pocos kW para aplicaciones como la desalinización solar, hasta los MW en centrales de biomasa y es interesante para aplicaciones aisladas o en lugares de difícil acceso a la red eléctrica. Básicamente hay dos configuraciones, el ORC básico y el ORC regenerativo, y del regenerativo hay dos sub clasificaciones: regenerativo seco y regenerativo húmedo, como se aprecia en la Figura 2.8.

El ORC básico teórico a), está compuesto de solamente cuatro equipos, el expansor o turbina, el condensador, la bomba y el evaporador o calentador. Es el usado cuando el equipo es pequeño o cuando el rendimiento de un regenerador no compensa su costo. Funciona igual que un ciclo Rankine básico. Existen dos posibles casos de ORC regenerativos, regeneración

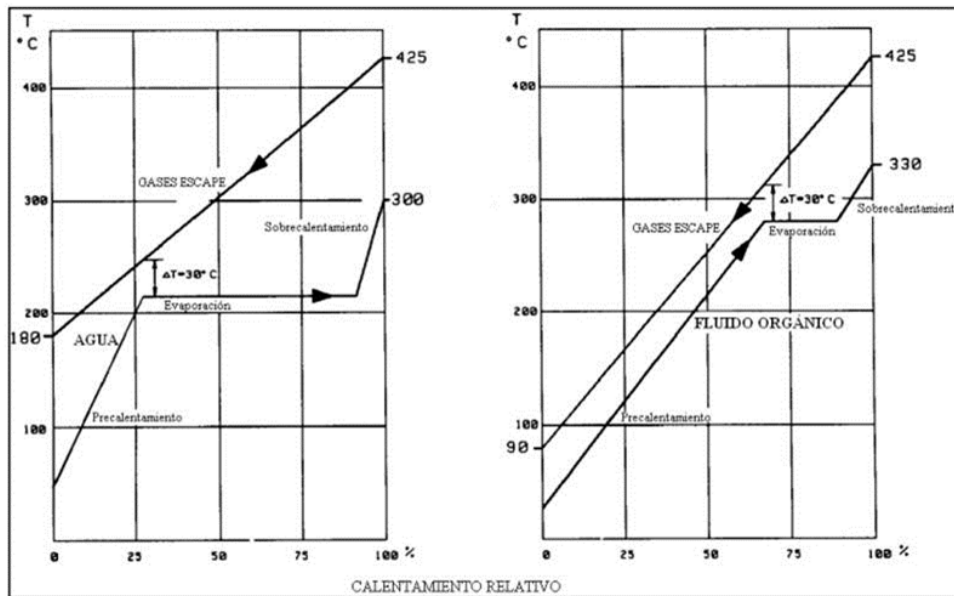


Figura 2.7: Comparación entre agua y un fluido orgánico para un foco a la misma temperatura.

húmeda b) y regeneración seca c), según la diferencia de temperaturas entre la salida de la turbina y la temperatura de salida del condensador.

Para el caso b), se añade una bomba y un calentador abierto de fluido. Con este último equipo, se consigue reducir pérdidas debidas a irreversibilidades provenientes del calentamiento del fluido y de este modo aumentar el rendimiento del ciclo, ya que se extrae parte del flujo de vapor para calentar la corriente de salida de la primera bomba, con la consiguiente pérdida de potencia en el generador.

En cuanto al caso c), solamente se añade un equipo, que es un intercambiador de calor cerrado en el cual se intercambia el flujo de salida de la turbina con el flujo de salida de la bomba. Este caso es interesante cuando la temperatura de salida de la turbina es bastante más elevada que la temperatura de salida del condensador. De hecho, es el más empleado porque mejora el rendimiento sin perder potencia.

La Tabla 2.1, muestra algunas de las sustancias usadas por este tipo de ciclos que pueden ser tanto orgánicas como inorgánicas. Las características termodinámicas de estas sustancias son definitorias en cuanto a sus posibilidades reales de aplicación a ORC, debido al comportamiento de su diagrama T-s.

DiPippo [26], hizo investigaciones en plantas binarias de generación de potencia, empleando para ello la segunda ley de la termodinámica. Concluyó que incluso con fuentes de calor a baja temperatura y poca producción de exergía, el ciclo puede alcanzar un 40 % de ren-

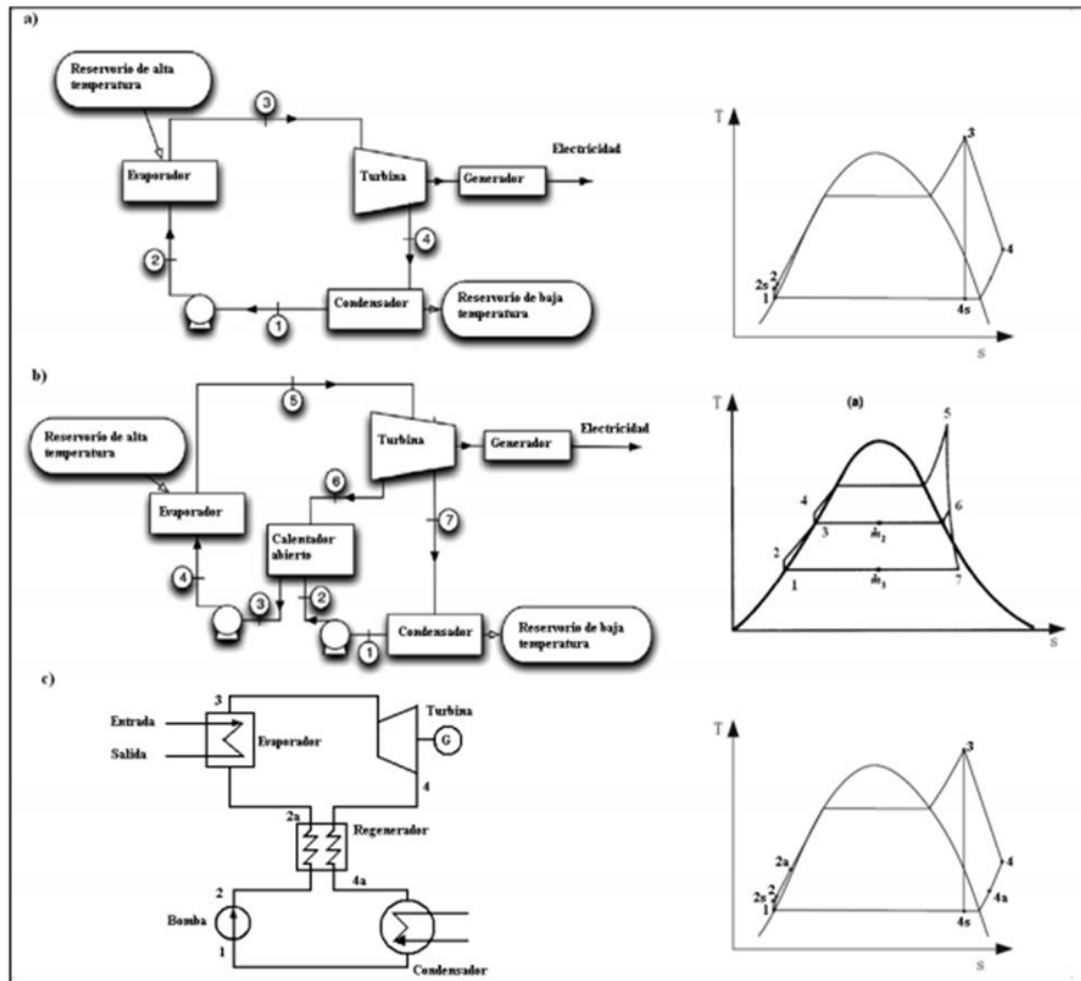


Figura 2.8: Diagramas de los ciclos a) ORC básico b) regenerativo húmedo y c) regenerativo seco, con sus diagramas T-s correspondientes.

Tabla 2.1: Fluidos orgánicos e inorgánicos para ciclo ORC [25].

Sustancia	P_{critica} [MPa]	T_{crit} [°C]	Rango [°C]
Acetona (C ₃ H ₆ O)	4.7	234.95	276.85,-94.65
Amoniaco (NH ₃)	11.33	132.25	426.85,-77.655
Benceno	4.89	288.9	361.85,9.85
Butano	3.796	151.98	315.85,-138.28
Decafluorobutano (C ₄ F ₃₀)	2.3234	113.18	226.85,-84.15
Dodecafluoropentano (C ₅ F ₁₂)	2.045	147.41	226.85,73.15
Tolueno	4.1273	318.61	426.85,-95.15
Sulfuro de carbonilo (COS)	6.37	105.62	376.85,-138.85
Cis Buteno	4.2255	162.6	251.85,-138.85
Ciclo Hexano	4.075	280.49	426.85,6.32
Ciclo Propano	5.5797	125.15	199.85,-0.15
Decano	2.103	344.55	401.85,-29.65
Dimetileter	5.3702	126.95	176.85,-73.15
Dodecano	1.817	384.96	426.85,-9.55
Etano	4.8718	32.18	351.85,-182.8
Etanol	6.1609	240.78	426.85,-23.15
Heptano	2.736	266.98	326.85,-90.6
Hexano	3.034	234.67	326.85,-95.32
Sulfuro de hidrógeno	9	99.95	486.85,-85.45
Isobutano (2 Methyl propano)	3.64	134.67	299.85,-159.59
Isobuteno (2 Methyl, 1 propeno)	4.0098	144.94	276.85,-140.75
Isohexano (2 Methylpentano)	3.04	224.55	276.85,-153.55
<i>Isopentano (2 Methylbutano)</i>	3.396	187.2	226.85,-160.5
R152A	4.5168	113.26	226.85,-118.59
R245fa	3.64	154.05	226.85,-73.15
R21	5.1812	178.33	200.04,-73.15
R22	4.99	96.145	276.85,-157.42
R32	5.782	78.105	161.85,-136.81
Metanol	8.1035	239.45	346.85,-97.54

dimiento exergético cuando el fluido geológico posee una entropía de 200 kJ/kg o menor. Para mejorar el rendimiento, hay que diseñar mejor el intercambiador de calor y disponer de buenas fuentes de agua de refrigeración y además adecuar la presión a la entrada de la turbina. Las fuentes geotérmicas de media temperatura, que están normalmente en el rango de 100-220°C, son por mucho las fuentes más disponibles. Además se han hecho numerosos estudios de optimización y elección de fluido de trabajo, e incluso estudios exergéticos de plantas geotérmicas utilizando ORC. La idea principal en la mayoría de las plantas ORC, es producir energía eléctrica a partir de calor de baja temperatura y/o cantidades relativamente pequeñas de calor residual. Lo que los puede convertir en idóneos para tratar de mejorar el rendimiento a partir de los calores de desecho de algunos ciclos de potencia.

2.2.3. Ciclo Kalina

Las plantas geotérmicas se dividen en dos grandes grupos, ciclos de vapor y ciclos binarios, dentro del grupo de ciclos binarios se encuentra el ciclo Kalina. A principios de 1980 Alexander Kalina [27], propuso un ciclo termodinámico de potencia usando una mezcla de amoníaco-agua como fluido de trabajo. El estudio mostró que la eficiencia total de un ciclo combinado es de 14.5 % a 23 % más alto que la eficiencia de un sistema combinado usando un ciclo Rankine para las mismas condiciones, teniendo la ventaja en términos de la eficiencia de la primera y segunda ley de la termodinámica. Cuando la mezcla amoníaco-agua se calienta, el amoníaco tiende a vaporizarse primero que el agua. Separándola en corrientes con diferentes concentraciones, proporcionando un buen trato flexible con el cual se optimiza el calor de recuperación y permitiendo una condensación a una presión mayor que la atmosférica. La mezcla óptima de amoníaco-agua, depende de la temperatura del recurso caliente y de enfriamiento, si una o ambas temperaturas cambian la mezcla puede ajustarse para optimizar la eficiencia del ciclo y la producción de energía. El funcionamiento de este ciclo puede verse en la Figura 2.9.

El ciclo Kalina está ganando aceptación como el proceso más eficiente para convertir calor de baja calidad en electricidad. Puede ofrecer hasta un 50 % de mejora en la eficiencia de generación de energía, por encima de los procesos tradicionales u orgánicos.

2.3. Energía solar

La energía solar es la energía contenida en la radiación solar, que es transformada mediante los correspondientes dispositivos, en forma térmica o eléctrica, para su consumo posterior en

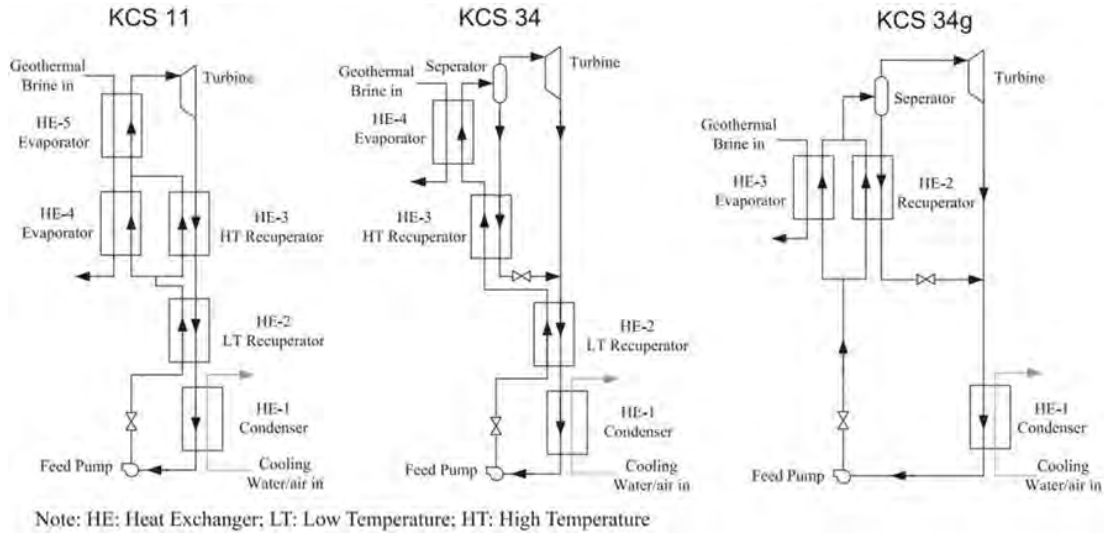


Figura 2.9: Ciclo Kalina en aplicaciones geotérmicas de baja temperatura [28].

el lugar que se necesite. El elemento encargado de captar la radiación solar y transformarla en energía útil, es el panel solar, pudiendo ser de dos clases: colectores solares térmicos y celdas fotovoltaicas [16].

2.3.1. Uso de energía solar para generación eléctrica

El aprovechamiento de la **energía solar térmica**, consiste en utilizar la radiación del sol para calentar un fluido que, en función de su temperatura, se emplea para producir agua caliente e incluso vapor. Actualmente existen plantas de energía que utilizan al Sol como fuente principal para producir electricidad. De estas, se pueden destacar dos tipos diferentes: energía de concentración solar (CSP), fotovoltaica y las plantas híbridas.

La primera se basa en el uso de concentradores solares y/o espejos, que enfocan los rayos del sol hacia un captador que lo transforma en energía eléctrica. La fotovoltaica consiste en la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica, aprovechando las propiedades de los materiales semiconductores mediante las celdas fotovoltaicas, a base de silicio. Las plantas híbridas incorporan el uso de la energía solar (térmica o fotovoltaica) al esquema de las plantas convencionales [16].

2.4. Plantas de energía de concentración solar (CSP)

Las plantas de CSP, se conectan con a un ciclo de potencia de vapor, ya sea directa o indirectamente. El otro grupo de aplicaciones requiere temperaturas entre los 100 y 250 °C. Estas aplicaciones son principalmente para procesos industriales, demanda de calor de baja temperatura con altos niveles de consumo, agua caliente sanitaria (ACS), climatización de espacios y albercas, refrigeración por calor conducido y enfriamiento.

Este tipo de plantas generalmente suelen localizarse en regiones áridas o semiáridas, donde la radiación solar es muy alta, donde el costo de producción comercial para estas plantas exceden alrededor de 1700 kWh/m² o 2000 kWh/m² al año. Las áreas más prometedoras en el mundo incluyen el desierto de África, la península Arábiga, India, noreste de Brasil, norte de México, y el suroeste de los Estados Unidos.

Lentz [13] y Almanza [19] propusieron una integración solar-geotérmica para generación de electricidad en el campo de Cerro Prieto, Baja California, consiste en una planta de ciclo flash simple o doble, donde la turbina de vapor expande el vapor producido en los separadores flash del pozo geotérmico. Diferentes configuraciones fueron sugeridas para incrementar la producción de vapor con energía solar, todo basado en el concepto de la Generación Directa de Vapor (DSG), donde la salmuera geotérmica se evapora al pasar a través de los colectores solares. Esta solución minimiza los componentes requeridos para el campo solar, pero los problemas aumentaron en relación a la disposición de las sales y silica y la naturaleza corrosiva que contiene especies agresivas como CO₂, H₂S, SO₂, HCl o NH₃. Las alternativas propuestas por Lentz y Almanza se muestran en la Figura 2.10.

2.4.1. Colectores solares parabólicos (PTC)

En busca de la solución a las necesidades de incrementar la calidad del fluido geotérmico, la opción de utilizar PTC, resulta una alternativa efectiva para elevar la temperatura del fluido geotérmico mediante el uso de energía solar.

Las tecnologías solares disponibles en la actualidad son muy costosas, incluso con aquellas usadas para otras fuentes de energías renovables, como generadores eólicos, plantas geotérmicas e hidroeléctricas. Sin embargo, la gran cantidad de energía solar disponible en la superficie de la Tierra, ha generado interés hoy en día en tecnologías solares y soluciones híbridas usando energía solar, que pueden contribuir en reducir los costos de generación de energía eléctrica [16]. Este tipo de sistemas de concentración solar (CSP) suministran energía térmica hasta 400 °C, especialmente a ciclos de potencia de vapor para la generación de electricidad.

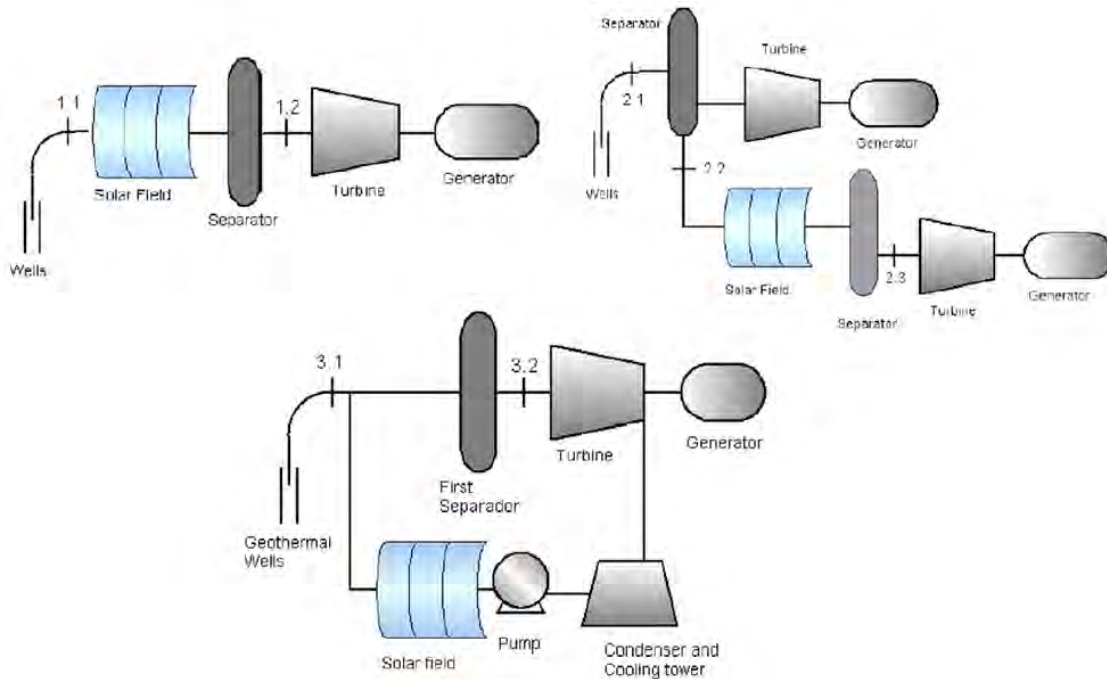


Figura 2.10: Alternativas propuestas para la planta geotérmica de Cerro Prieto.

Los PTC, enfocan la radiación solar sobre una línea en el eje del colector. Un tubo receptor con un fluido corriendo dentro, absorbe la energía solar de las paredes del tubo e incrementa su entalpía. El colector está equipado con un seguidor automático, el cuál asegura que se aproveche al máximo la energía solar durante el día.

Cabe mencionar, que los niveles de irradiación solar en la localidad de San Nicolás de Simirao, hacen factible la integración de un campo solar a una planta geotérmica para obtener un sistema híbrido y abastecer de electricidad a la comunidad. Los colectores solares parabólicos pueden integrarse con efectividad a una planta de ciclo binario para incrementar la entalpía [13].

2.4.2. Colectores para plantas de concentración solar (CSP)

La compañía Luz International han diseñado tres tipos de colectores parabólicos, los *colectores Luz* (LS-1, LS-2 y LS-3), que consisten en ensamblajes similares, montados sobre una estructura y de abertura similar. El elemento colector de calor (HCE) o tubo absorbente, usado en este tipo de colectores, es de acero inoxidable con revestimiento especial, encerrado al vacío con un tubo de vidrio. El último modelo desarrollado por esta compañía (LS-4) para el estudio directo de la DSG, reportó que la temperatura y la presión previstas en el fluido de

trabajo fueron 400 °C y 10 MPa. Desafortunadamente la compañía desapareció y este modelo nunca llegó al mercado.

En 1998, se creó un consorcio de compañías europeas y laboratorios de investigación para desarrollar una nueva generación de PTC. El colector *EuroThrough* fue el resultado del análisis de diferentes estructuras de colectores; es similar al colector LS-3, sacando los modelos ET-100 y ET-150, teniendo ventajas sobre otros diseños previos como:

- Una menor deformación estructural bajo carga de viento y gravedad, así como una reducir la torsión y flexión de la estructura durante la operación, que conduce a un incremento de la eficiencia óptica.
- Reducir en medida de lo posible el número de colectores instalados en campo, así como el número de interconexiones en los tubos.
- Disminución en el área de sombra debido al diseño de un mejor apoyo.
- La estructura de acero es 14 % más ligera que el colector LS-3.
- Optimización de requerimientos para manejo de transporte.
- Bajos requerimientos de operación y mantenimiento.
- Todo lo anterior se resume en un 10 % de reducción del costo.

2.5. Plantas híbridas con fuente de energía geotérmica-solar

Hay dos formas de integrar un campo solar de PTC; generando vapor directamente en el campo solar (DSG), o indirectamente, calentando aceite térmico en el campo solar y utilizarlo para generar vapor en un intercambiador de calor. En ambos casos, los campos solares puede seguir el uso común de los ciclos de potencia, Rankine con Sobrecalentamiento (RS), Rankine con Recalentamiento (RR), y Rankine con Regeneración (RRg). Entre otras opciones están el ORC o cualquier esquema convencional con combustibles fósiles [16].

Astolfi [18], en su configuración híbrida, utiliza PTC en un circuito que consta también de un sistema de tubería para bombeo de aceite sintético; el cuál transfiere el calor al refrigerante R-134a en un intercambiador de coraza y tubo. Implementa una ecuación para obtener la transferencia de calor de los colectores en función del área del reflector, la insolación directa

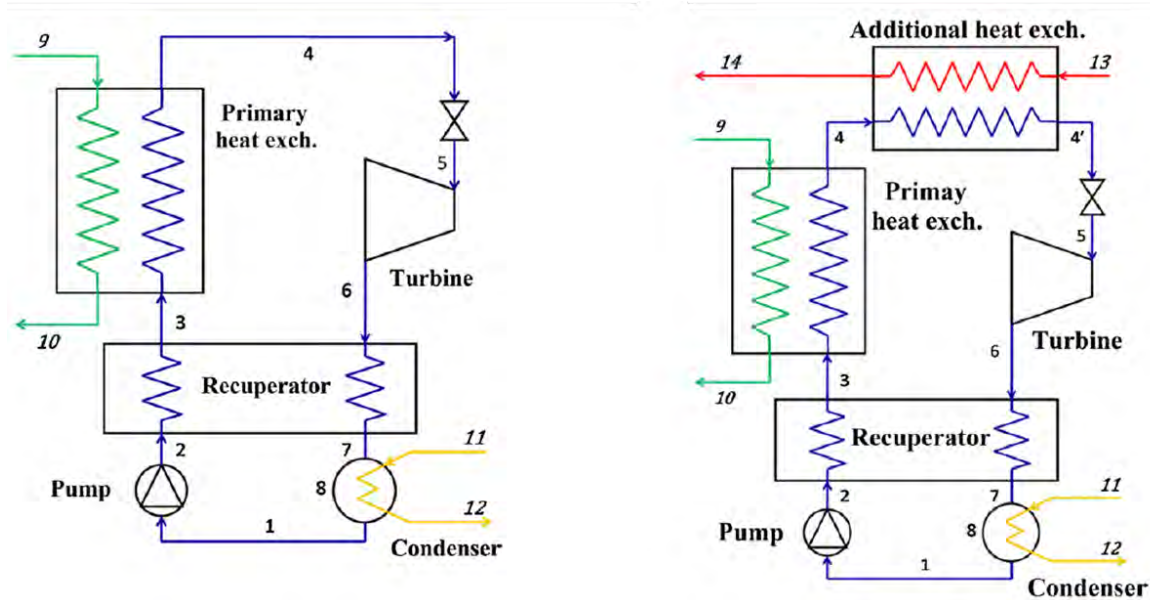


Figura 2.11: Ciclo ORC base y con acoplamiento [18].

y las eficiencias de campo, ópticas y térmicas. Propone dos esquemas de planta, uno base con el ciclo ORC y otro donde el fluido caliente proveniente del campo solar u otro, intercambia calor con el R-134a antes de que entre a la turbina, como muestra la Figura 2.11.

Baghernejad [17], describe que la planta localizada en Yazd, Iran contiene dos turbinas de gas de 125 MW, una turbina de vapor de 150 MW y una planta solar de 17 MW que no se ha instalado (ver Fig. 2.12). El campo que consta de 42 líneas de colectores y 6 colectores LS-3 en serie alineados de norte a sur, funcionando con seguidores automáticos, utiliza aceite térmico Therminol VP-1 como fluido de transferencia de calor y calienta los gases de escape de las turbinas de gas en un intercambiador de calor, que accionan la turbina de vapor de alta y baja presión para producir más potencia.

Dentro del estudio realizado por Jamel et al. [21], otra propuesta para integrar la energía solar a un esquema convencional, es mediante el uso de intercambiadores de calor de coraza y tubo antes de cada calentador de agua, teniendo ahorros de un 24.5% en combustible durante el periodo de insolación. De los arreglos mostrados en su estudio, la mayoría son para uso directo de la energía solar tanto directa como indirectamente, usando aceites térmicos como el fluido de transferencia de calor, además del uso de diferentes tecnologías de captación solar como concentradores parabólicos, reflectores lineales Fresnel, colectores de placa plana, receptor central solar, colectores de tubos al vacío, entre otros (ver Fig. 2.13y 2.14).

Mir [15], propuso cuatro modelos de integración solar para una planta geotérmica de

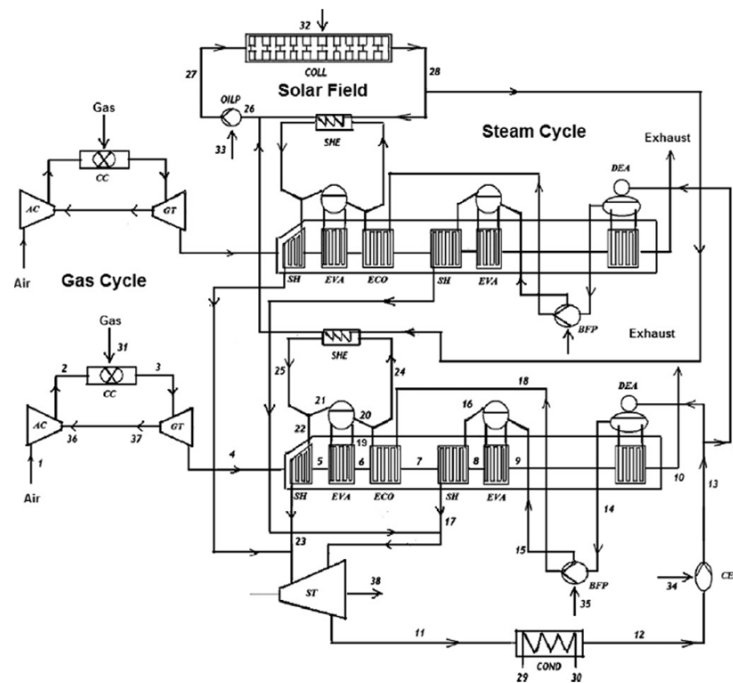


Figura 2.12: Uso de energía solar en un ciclo combinado.

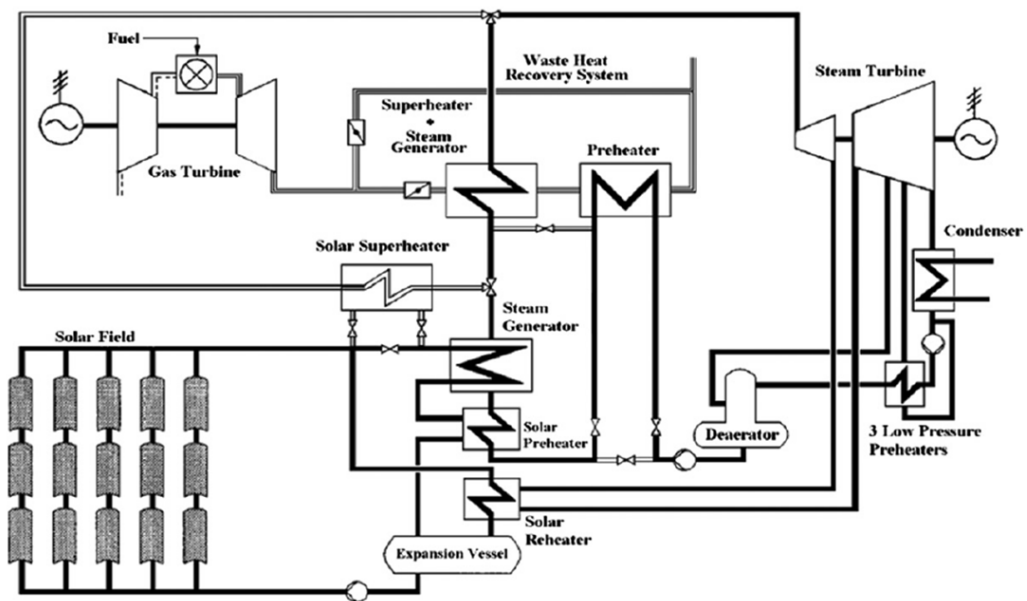


Figura 2.13: Integración multipuntos de PTC a un ciclo combinado.

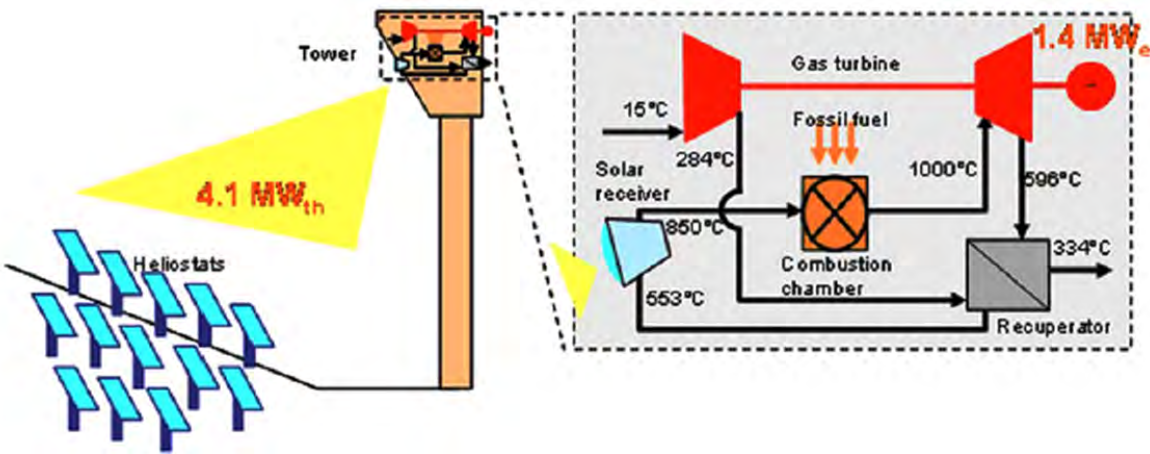


Figura 2.14: Integración de campo solar a un ciclo de turbina de gas.

simple y de doble flash, utilizando PTC y Therminol VP1 como fluido de transferencia de calor. Los intercambiadores de calor son a contra flujo con una eficiencia térmica de 95%. Para el caso 1, Figura 2.15, utiliza dos campos solares y dos intercambiadores de calor y con esto eleva la temperatura del vapor después del flasheo antes de que este entre a la turbina. Para el segundo caso propuesto, Figura 2.16, implementa un campo solar y un intercambiador de calor adicional después de que pasa por la turbina de alta presión, calienta el vapor de la extracción antes de que pase por la turbina de baja presión. Para la planta de doble flash, Figura 2.17, se trabajan con tres campos solares y tres intercambiadores de calor, el primer flasheo sigue el mismo proceso que en el caso anterior para entrar a la turbina de alta presión; el líquido que sale del primer flasheo pasa al campo solar donde se evapora y el vapor se une con el vapor del primer flasheo, el líquido restante tiene un segundo flasheo y el vapor del segundo flasheo incrementa su temperatura en un intercambiador de calor antes de entrar a la turbina de baja presión. Finalmente, para el último caso propuesto, Figura 2.18, se tiene la planta de doble flash como el caso anterior, pero se añade un intercambiador de calor más para calentar el vapor de extracción a la salida de la turbina de alta presión, teniendo así que se necesita de un campo solar para suministrar energía a dos intercambiadores de calor a la vez.

2.6. Pinch Point en el intercambio de calor

En los sistemas mecánicos, químicos, nucleares y otros, ocurre que el calor debe ser transferido de un lugar a otro, o bien, de un fluido a otro. Los intercambiadores de calor son

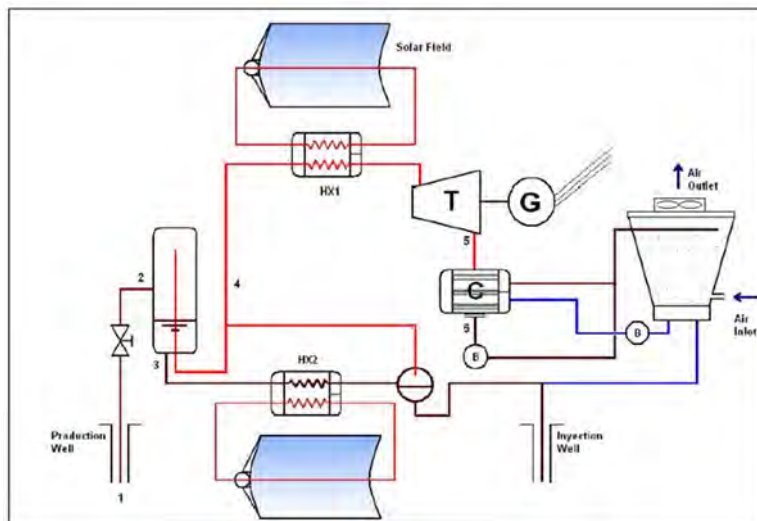


Figura 2.15: Ciclo flash simple, caso 1.

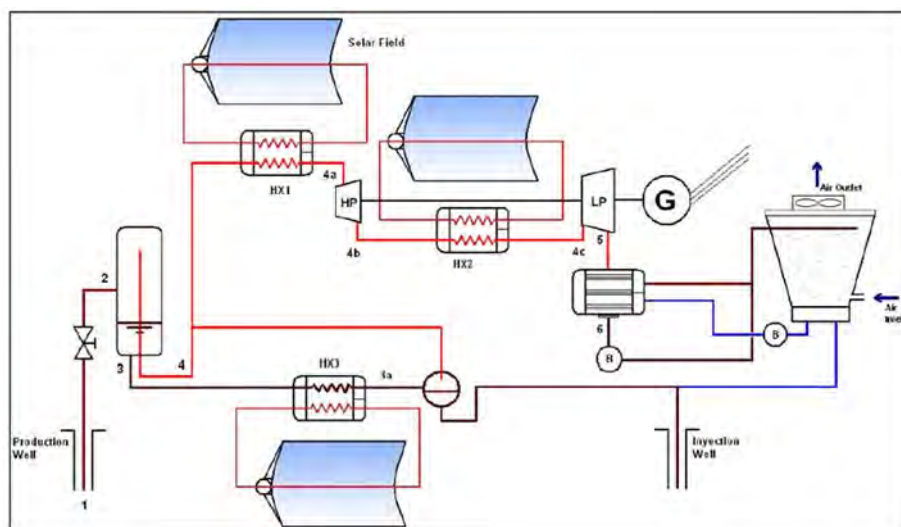


Figura 2.16: Alternativa del ciclo flash simple, caso 2.

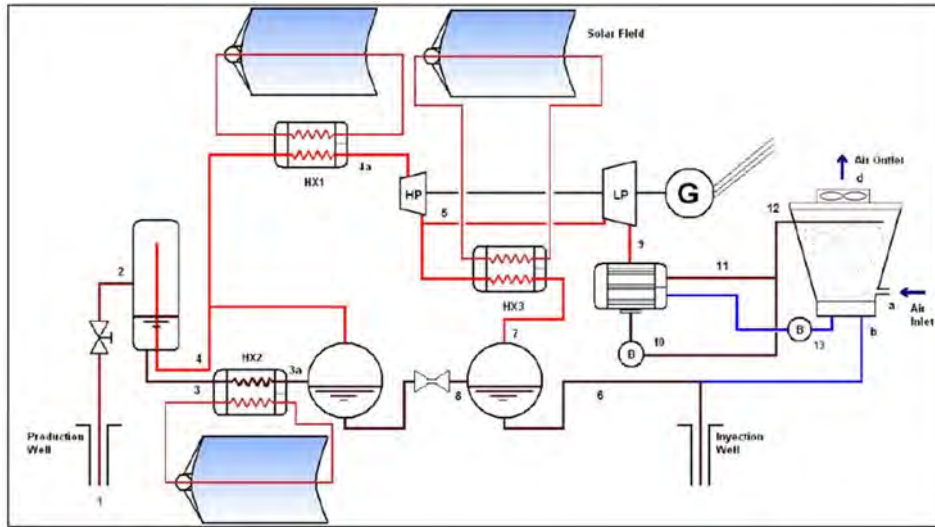


Figura 2.17: Ciclo doble flash, caso 3.

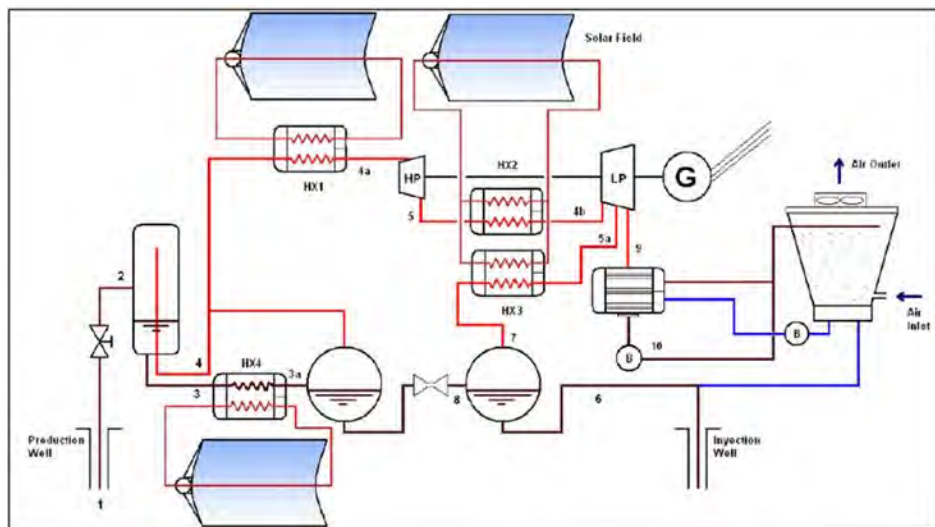


Figura 2.18: Alternativa del ciclo doble flash, caso 4.

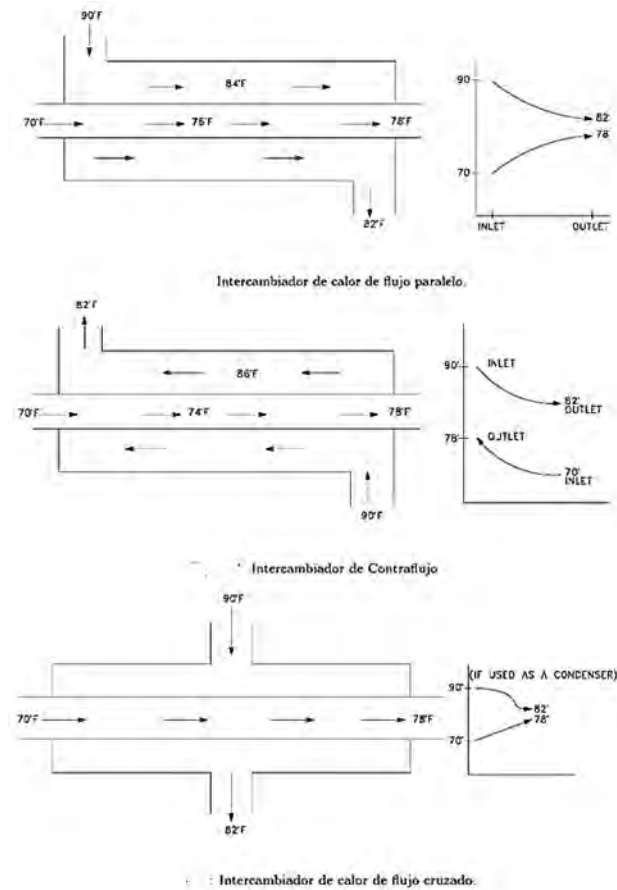


Figura 2.19: Tipos de flujos en intercambiadores de calor.

los dispositivos que permiten realizar dicha tarea, permiten remover calor de un punto a otro de manera específica en una determinada aplicación. Existen varios tipos de intercambiadores de calor en función del flujo: flujo paralelo, contraflujo y flujo cruzado (ver Figura 2.19). Los evaporadores y condensadores básicamente son intercambiadores de calor, ya que operan mediante dos fluidos, uno que sede calor y otro que absorbe calor. El propósito del análisis térmico de un intercambiador de calor (o una red de intercambiadores de calor) es determinar el área de transferencia de calor. Los cálculos de evaluación del comportamiento (rendimiento), se llevan a cabo cuando se conocen las características del intercambiador y se desea determinar el calor transferido, las caídas de presión y las temperaturas de los fluidos a la salida del intercambiador. Para esto, dos métodos son aplicables para llevar a cabo el cometido: el método de la diferencia media logarítmica de temperaturas (DMLT) y el método $\varepsilon - NTU$ [30].

El uso de la DMLT, ha originado inconvenientes en diversas aplicaciones tales como:

programas de simulación de procesos, análisis dinámico y el diseño de control de intercambiadores de calor a través de modelos de parámetros agrupados, que usan la DMLT, como fuerza impulsora, siendo la forma indeterminada de la DMLT una de las principales causas. Para evitar los inconvenientes de la DMLT la literatura sugiere varias aproximaciones: aproximación de Underwood (en 1970), aproximación de Paterson (en 1984) y aproximación de Cheng (en 1987), siendo las más utilizadas la aproximación de Paterson y la aproximación de Cheng.

El método de la diferencia media logarítmica de temperaturas (DMLT) y el método $\varepsilon - NTU$, asumen que la tasa de capacitancia térmica de las corrientes del fluido son constantes a lo largo del intercambiador de calor. En la práctica esta situación raramente ocurre. Sin embargo, hay algunas situaciones donde la tasa de capacitancia térmica de una o ambas corrientes de fluido varía significativamente con el intercambio de calor y, por lo tanto, el uso de un análisis por el método $\varepsilon - NTU$ conduce a un error significativo. Un ejemplo particularmente importante ocurre cuando el intercambio de calor involucra el cambio de fase para una o ambas corrientes de fluido. El pinch point, es definido como la diferencia de temperatura mínima, en las corrientes de fluido de un intercambiador de calor, donde ocurre la máxima transferencia de calor. La diferencia de temperatura del pinch point se relaciona con el tamaño del intercambiador de calor [31].

El “pinch point” se puede adaptar a fin de ayudar en las primeras etapas de diseño de sistemas ORC o de ciclo binario, normalmente se utiliza en la determinación de los parámetros de trabajo de los intercambiadores de calor, para mejorar la transferencia de calor entre el fluido caliente y el fluido de trabajo [32]. No solo influye en las temperaturas de evaporación y condensación, sino que juega un rol esencial en el costo-beneficio del sistema [33].

Además, hay una gran cantidad de investigaciones asociadas con la optimización en plantas de ciclo binario, pero rara vez se detalla la influencia del “pinch point”. La identificación del “pinch point” y el análisis asociado, se vuelve importante inclusive si los rangos de capacidad de las corrientes son aproximadamente constantes [34].

Capítulo 3

Integración y dimensiones preliminares de la planta híbrida

3.1. Datos de partida y suposiciones generales

3.1.1. Localización del sitio

El municipio de Araró se ubica en la porción nororiental del Estado de Michoacán, a unos 40 kilómetros al noreste de Morelia, unos 30 kilómetros al noreste del campo geotérmico de Los Azufres, y al oriente del Lago de Cuitzeo. La Figura 3.1, muestra la localización de Araró en el estado de Michoacán.

La zona se encuentra al interior de una depresión tectónica de dirección general este-oeste, conocida como Graben de Cuitzeo-Maravatío, que parece ser parte de una fosa tectónica más grande, que se extiende desde Chapala, Jal., hasta Tepetongo, Méx. Las fallas más relevantes, conocidas como Falla Huingo y Falla Araró-Simirao, presentan esa misma dirección y actúan como conductos para el movimiento de los fluidos hidrotermales, con temperaturas superficiales entre 31 y 98 °C. En la zona se encuentran manantiales termales con escape de gases y zonas de alteración, agrupados en varias áreas, de las cuales la más importante es la conocida como **San Nicolás Simirao** (48-99 °C en una superficie de 10 hectáreas). Las aguas de los manantiales en esta área son de tipo clorurado sódico con concentraciones promedio de boro de 55 ppm. El geotermómetro de potasio-sodio, indica temperaturas promedio de fondo de 205 °C y máximas de 228 °C.

El lugar dónde se encuentra el pozo geotérmico, y se instaló el sistema geotérmico-solar, es la localidad de San Nicolás Simirao que pertenece al municipio de Zinapécuaro en el estado

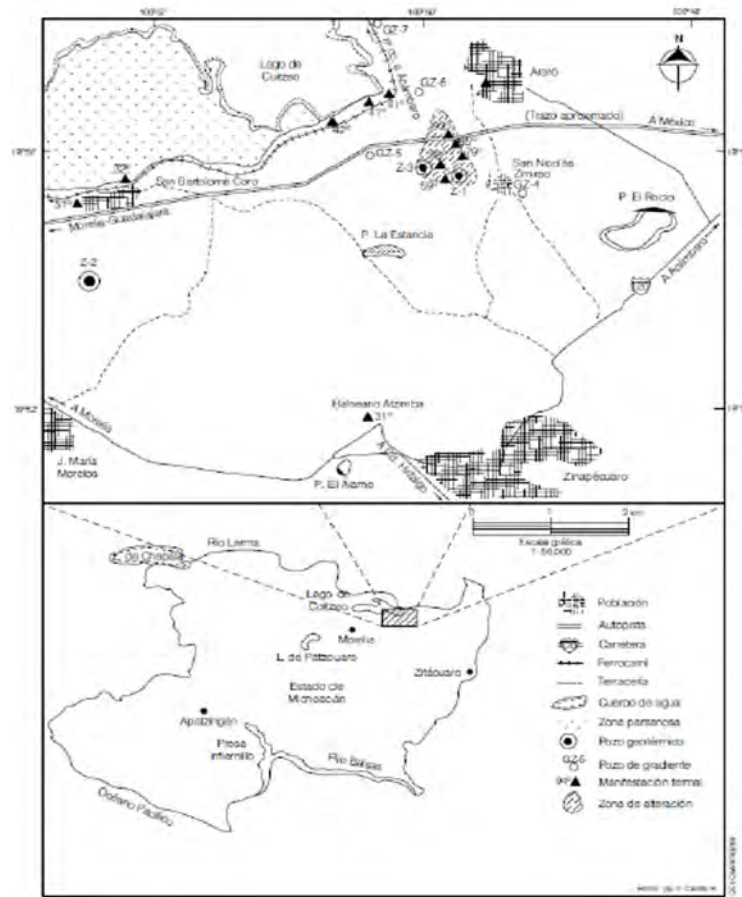


Figura 3.1: Localización de Araró en el estado de Michoacán [11].

de Michoacán. Geográficamente la localidad de Simirao se encuentra a $19^{\circ} 54' 0.01''$ N y $100^{\circ} 51' 44$ O, a una altura de 1800 msnm.

3.1.2. Pozo geotérmico

La Comisión Federal de Electricidad ha realizado estudios geológicos, geoquímicos y geofísicos de detalle, tanto en la zona de mayor interés como en otras zonas cercanas a la misma. Los estudios se han llevado a cabo en dos etapas, una en la década de los setenta y otra en la de los ochenta. Como conclusión de la primera etapa, se perforó un pozo exploratorio en 1981, fuera de la zona de mayor interés, y como terminación de la segunda, otro pozo, denominado Z-03 y perforado en 1991 a 1344 metros de profundidad.

En el pozo Z-03, se registraron 101°C de temperatura al fondo, con un máximo de 135°C a 550 metros de profundidad. La Figura 3.2, muestra un esquema del pozo y el perfil de temperaturas registrado. De acuerdo con estudios del pozo exploratorio Z-03, podría esperarse un yacimiento geotérmico entre 220 y 250°C a profundidades superiores a los 2,000 metros. El pozo geotérmico actualmente registra una temperatura de 140°C a 550 m, como se muestra en el perfil de temperaturas de la Figura 3.2.

3.1.3. Irradiación solar

Para ese lugar en particular no se cuenta con datos del clima, pero a partir de información de uso común para el diseño preliminar de sistemas termosolares, se estimó la irradiación para cada mes del año, teniendo su máximo valor para el mes de Mayo con $5.90\text{ kWh/m}^2\text{-día}$ y un valor mínimo de $3.7\text{ kWh/m}^2\text{-día}$ para el mes de Diciembre. A partir de estos datos se estimará la aportación solar al sistema híbrido solar-geotérmico [36].

Para el diseño preliminar de sistemas termosolares, otra información de uso común, es el que contiene la irradiación global para algunas entidades de México, pero no para una localidad en particular, como la localidad de San Nicolás de Simirao, ya que este tipo de información es escasa. El “Observatorio Meteorológico de Morelia Michoacán” [37], cuenta con la información de la irradiación diaria en la ciudad de Morelia, que contiene valores de la irradiación global diaria en $\text{kJ/m}^2\text{-día}$ desde el año 2006 y está actualizado al 2012 (ver Apéndice A).

Es de suma importancia la interpretación de estos datos, ya que son necesarios para evaluar el desempeño de los colectores solares y así poder predecir cuál será el impacto que tendrán en la generación de energía eléctrica. Además, de corroborar, que efectivamente la

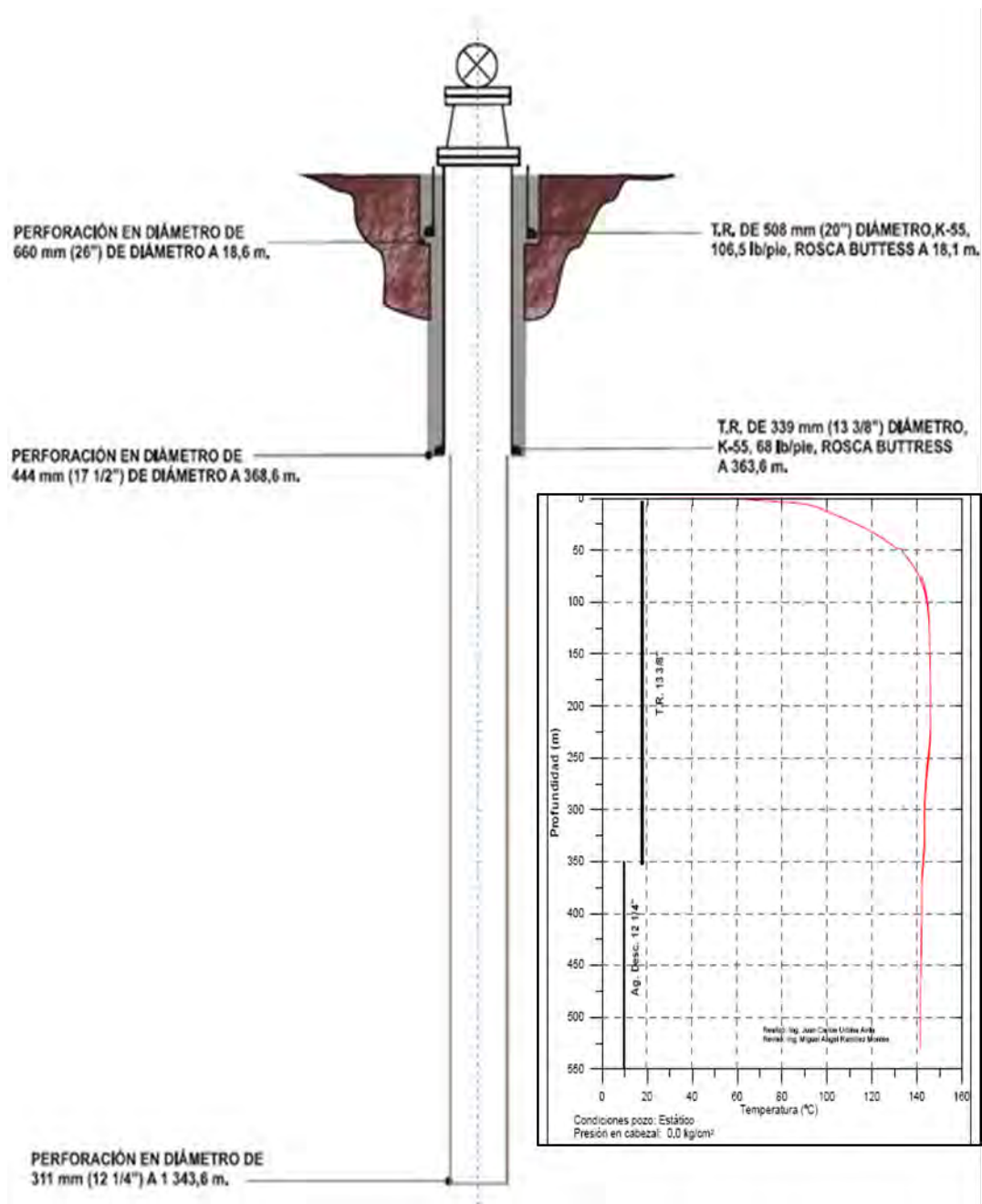


Figura 3.2: Esquema del pozo Z-03 de Araró y perfil de temperaturas a la profundidad de 550 m [35].

Tabla 3.1: Resumen de la irradiación media global para Morelia, 2012.

Mes	T.med	Insolación [h]	Morelia 2012	
	[°C]		kWh/m ² -día	W/m ²
Enero	16.15	218.90	2.93	414.45
Febrero	16.65	158.88	2.66	486.03
Marzo	19.85	245.48	4.07	513.95
Abril	21.1	271.88	4.30	474.66
Mayo	22.9	242.92	4.24	540.99
Junio	21.5	173.42	3.66	632.71
Julio	19.8	157.45	3.34	656.82
Agosto	19.9	167.77	3.47	640.61
Septiembre	20	173.65	3.92	676.65
Octubre	19.8	220.18	3.85	542.73
Noviembre	16.9	204.18	2.96	435.20
Diciembre	17.15	226.25	2.95	404.42

irradiación solar en el estado se encuentra en un rango de 4.8 a 5.1 kWh/m²-día haciendo que los datos proporcionados sean característicos del comportamiento de la energía esperada.

Con esto se obtuvo el equivalente en kWh/m²-día para el año 2012, considerando una duración media de insolación de 6.72 horas por día y por lo tanto se trabajará usando los datos de irradiación e insolación del año 2012 para el desarrollo del proyecto. La Tabla 3.1, muestra un resumen de los valores obtenidos.

3.1.4. Ciclo binario ORMAT 300 kW

La planta geotérmica que se instaló en Simirao, corresponde a una planta de ciclo binario con una potencia nominal de 300 kWe, utiliza isopentano como fluido de trabajo. Los datos de diseño, indican que se requieren 75 ton/h de agua geotérmica a 150 °C a la entrada del evaporador (para activar la planta) y, al realizar el aporte de calor, el agua geotérmica sale del evaporador a una temperatura de 100 °C. Para la disipación del calor de la planta se requieren 400 toneladas por hora de agua a una temperatura de 21.1 °C [38].

Para determinar la configuración de la planta híbrida geotérmica-solar, se parte de la consideración de que por medio de un intercambiador de calor introducido directamente al pozo geotérmico, es posible obtener un fluido con una temperatura entre 115 y 125 °C. Para propósitos de análisis se considerará una temperatura de 120°C. El fluido a utilizar, así como la configuración final, será el resultado del análisis. El aporte térmico solar requerido se calcula considerando el flujo de 75 t/h de agua geotérmica de diseño de la planta y un

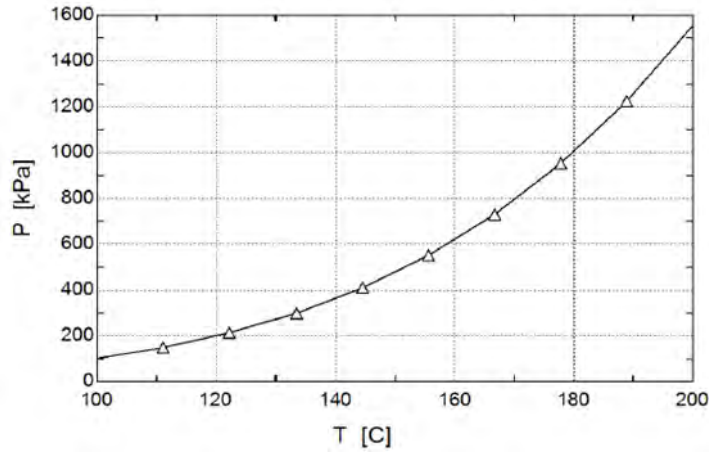


Figura 3.3: Presión de saturación como función de la temperatura.

Tabla 3.2: Datos de la planta de ciclo binario de 300 kWe.

Datos de partida	Valor
Temperatura del ambiente (°C)	25
Temperatura del agua a la entrada del evaporador (°C)	150
Temperatura del agua a la salida del evaporador (°C)	100
Flujo másico de agua (ton/h)	75
Temperatura del agua de enfriamiento a la entrada (°C)	21
Temperatura del agua de enfriamiento a la salida (°C)	27

incremento de temperatura de 120 °C a 150 °C.

Para asegurar que se tiene agua en la fase líquida en todo momento, se considerará una presión de 8 bar, con estas consideraciones la energía térmica necesaria es de 2667 kWt, en la Figura 3.3, se puede ver que la presión de saturación que le corresponde a la temperatura de 150°C es aproximadamente de 4.8 bar, en consecuencia cualquier presión superior a este valor mantiene al agua en fase líquida.

La Tabla 3.2, muestra de manera general los datos de partida de la planta de ciclo binario:

3.2. Esquemas propuestos de planta híbrida.

En la sección 2.5, se hizo una revisión de plantas híbridas, notando que los esquemas de planta híbrida utilizados son dos: el uso directo de energía solar y el uso indirecto de energía solar. Para nuestro esquema híbrido se proponen dos alternativas posibles de integración.

Alternativa 1. Uso directo de energía solar. La primer alternativa planteada es hacer pasar directamente agua presurizada proveniente del pozo geotérmico, a través de un campo

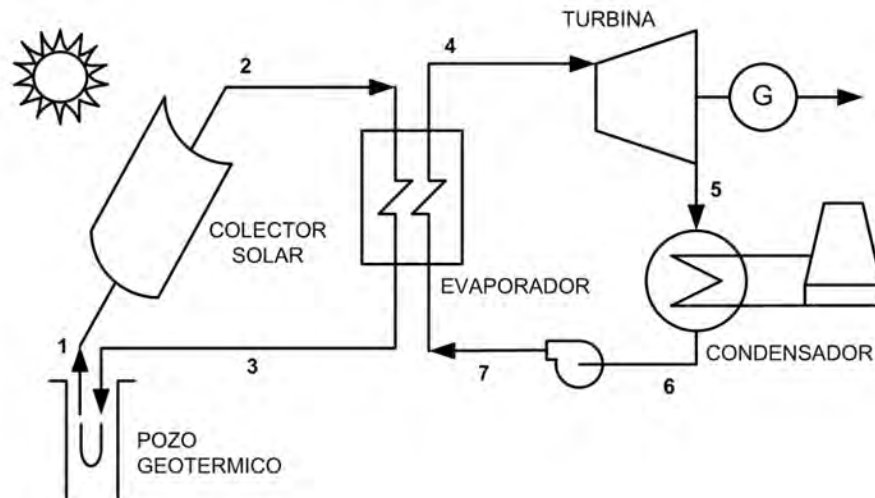


Figura 3.4: Esquema ciclo binario con uso directo de energía solar.

solar con colectores del tipo canal parabólico, para alcanzar una temperatura de $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ y posteriormente pasar al evaporador del ciclo binario, cediendo la energía térmica y saliendo a una temperatura de $100\text{ }^{\circ}\text{C}$, para nuevamente entrar al intercambiador del pozo geotérmico. La Figura 3.4 muestra la configuración para uso directo de la energía solar.

Alternativa 2. Uso indirecto de la energía solar. La segunda alternativa consiste un circuito para el aprovechamiento del recurso geotérmico y un segundo circuito para el aprovechamiento de la energía solar. Esta alternativa implica utilizar un intercambiador de calor adicional (IDQ), para suministrar la energía del campo solar al fluido que se encuentra en el primer circuito y alcanzar la temperatura de $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ requerida por la planta de ciclo binario. La Figura 3.5, muestra esquemáticamente el ciclo binario usando la energía solar de manera indirecta. En esta alternativa se utiliza aceite térmico (Therminol 55 u otro) en el circuito del colector solar.

3.3. Alternativas de Evaluación Técnico-Económica

Un punto clave en la realización de este proyecto, es evaluar si es posible llevarlo a cabo, para esto se utilizan herramientas económicas que indiquen aspectos de relevancia, además de incorporar los aspectos técnicos que nos digan: potencia neta, eficiencia de ciclo, energía producida al año, costos de inversión, gastos de operación y mantenimiento, así como la reducción de gases de efecto invernadero entre otros. Estos parámetros permiten saber en

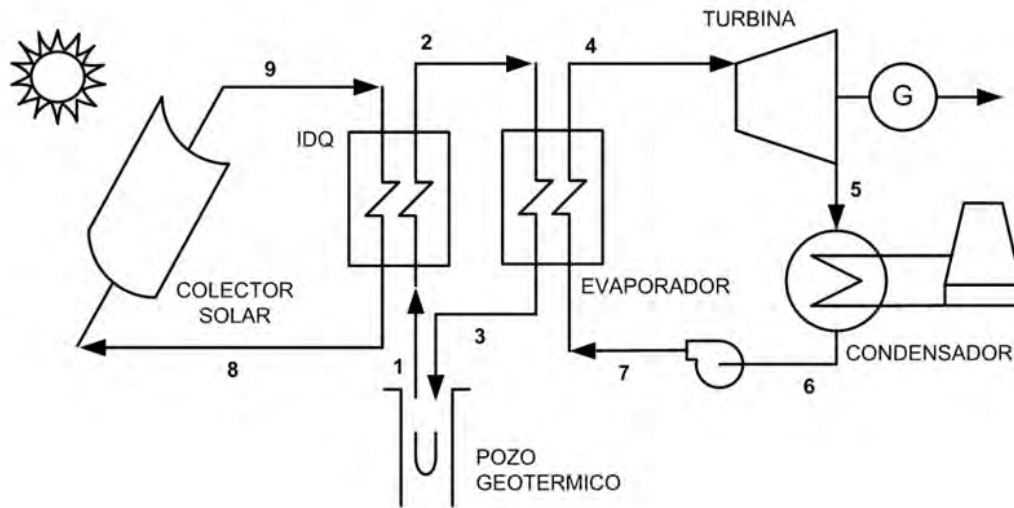


Figura 3.5: Esquema ciclo binario con uso indirecto de energía solar.

términos de dinero y energía, si es rentable el proyecto. Para determinar la viabilidad del proyecto se proponen los siguientes escenarios (ver Figura 3.6):

- **Planta base:** evaluando los principales parámetros termo-económicos cuando la planta de ciclo binario funcione sin el campo solar, usando dos alternativas para la adquisición de equipos: cuando son donados y cuando se adquieren nuevos.
- **Panta base acoplada con campo solar:** evaluando los principales parámetros termo-económicos cuando la planta esté funcionando con el campo solar. De la misma forma se plantean dos alternativas para la adquisición de equipos: cuando son donados y cuando se adquieren nuevos.

Una vez que se han evaluado estos escenarios, los parámetros económicos indican si el proyecto tiene un beneficio económico durante el periodo de vida estimado de la planta, además de saber en cuanto tiempo se recupera la inversión, teniendo así un conocimiento sustentado, tanto técnico como económico del funcionamiento de la planta.

3.4. Modelo Termodinámico del Ciclo Binario

En los sistemas térmicos, es conveniente mostrar los parámetros de mayor importancia y ver cómo se comportan. El dato más importante a obtener, es el calor para accionar el

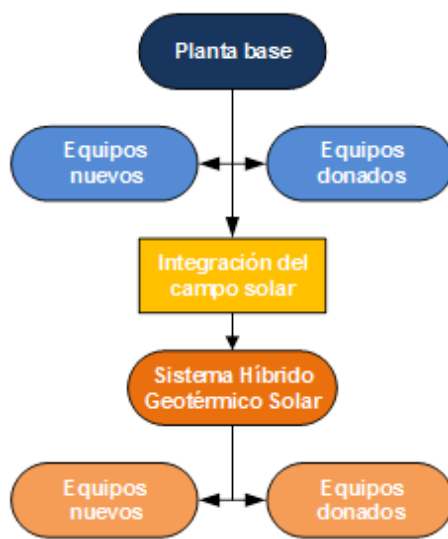


Figura 3.6: Escenarios del Sistema Híbrido Geotérmico Solar.

evaporador, ya que si no se tiene el aporte necesario, el desempeño de la planta se verá afectado, y a partir de este cálculo, se diseña el tamaño del campo solar necesario para cubrir la demanda térmica del evaporador.

3.4.1. Suposiciones para el modelo termodinámico

Algunas suposiciones a considerar en el análisis son:

- El sistema opera en estado estable.
- Los cambios de energía cinética y potencial pueden ignorarse.
- Las condiciones ambientales de temperatura y la presión atmosférica fueron tomadas de mediciones hechas en el campo (el estado muerto).
- No hay pérdidas por fricción.
- Las propiedades físicas del agua geotérmica son las mismas que las del vapor de agua.
- No se toman en cuenta los gases no condensables o cambios en las propiedades químicas del agua geotérmica.

Se consideró un pinch point de 10°C para el condensador. Para un análisis preliminar, se asume el coeficiente global de transferencia de calor para el evaporador es de $1.6 \text{ kW/m}^2\text{-}^{\circ}\text{C}$, usando agua como el recurso caliente e isopentano como el fluido de trabajo; de la misma

Tabla 3.3: Suposiciones para el análisis del ciclo binario de 300 kW.

Suposiciones Iniciales.	Valor
Pinch point del condensador (°C)	10
Eficiencia de turbina	0.85
Eficiencia de bomba	0.89
Eficiencia del generador	0.91
Potencia de turbina (kW)	385
Coefficiente de transferencia de calor evaporador (kW/m ² -°C)	1.6
Coefficiente de transferencia de calor condensador (kW/m ² -°C)	2

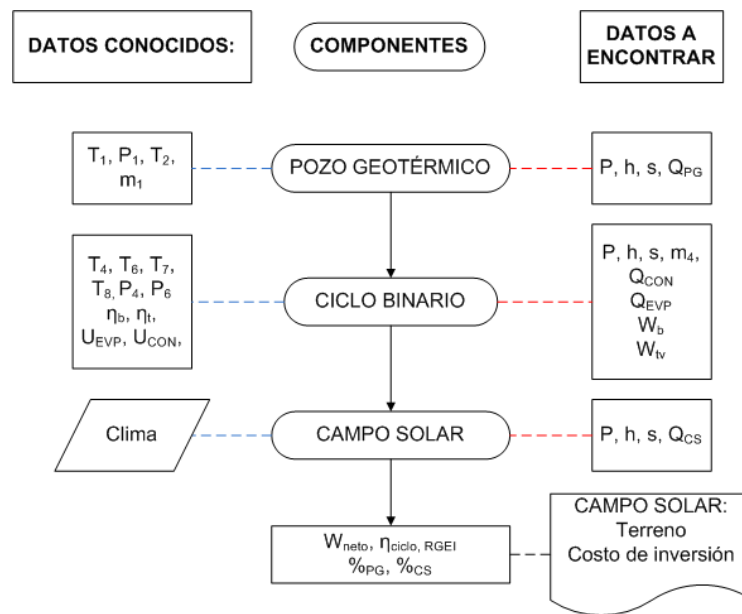


Figura 3.7: Propuesta de solución del ciclo binario ORMAT 300kW.

forma se consideró un coeficiente global de transferencia de calor para un condensador tubular de 2 kW/m²-°C [39]. Las eficiencias isentrópicas de turbina, bomba y condensador son de 0.85, 0.89 y 0.91, respectivamente. Para una primera aproximación, la potencia de la turbina se fija en 385 kW. Estos datos supuestos se presentan en la Tabla 3.3.

A partir de las condiciones iniciales, y de las suposiciones, se obtienen el resto de los parámetros termodinámicos del ciclo. Un esquema de solución a este problema se muestra en la Figura 3.7:

Para que el ciclo funcione, deberán ser satisfechas las condiciones indicadas en la parte derecha de la Fig. 3.7, para así conocer tanto el calor de rechazo del condensador y el calor requerido en el evaporador, así como los trabajos de la bomba de isopentano y de la turbina.

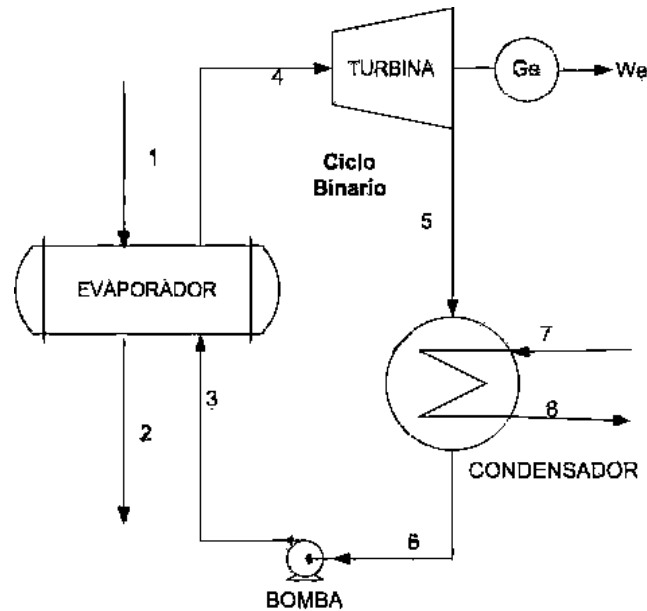


Figura 3.8: Diagrama del ciclo binario.

3.4.2. Balance de masa y energía

Para la obtención de los parámetros de diseño primeramente se tiene que realizar un análisis del ciclo binario que engloba entre sus dispositivos el evaporador, el condensador, la bomba y la turbina. Las propiedades termodinámicas del fluido de trabajo, isopentano, se obtuvieron del software “Engineering Equation Solver (EES)”, se utilizó vapor de agua como propiedades para el fluido geotérmico. Para realizar una primera aproximación los efectos de las sales y los gases no condensables no fueron considerados.

La Figura 3.8, muestra el esquema del ciclo. Para entender el ciclo, se sigue la misma metodología de solución de un ciclo Rankine simple, la Figura 3.9, muestra el diagrama temperatura contra entropía que describe el comportamiento del isopentano. Para un análisis completo del sistema, es necesario desglosarlo, es decir, los balances de masa y energía se obtienen analizando un volumen de control de cada equipo.

La ecuación de balance de masa es:

$$\frac{dm_{vc}}{dt} = \sum_e \dot{m} - \sum_s \dot{m} \quad (3.1)$$

En la Ecuación 3.1, donde es el flujo másico (kg/s) y los subíndices “e” para entrada y “s” para salida. En el caso de la determinación de los calores y trabajos del ciclo se usa el primer principio de la termodinámica (Ec. 3.2 y 3.3):

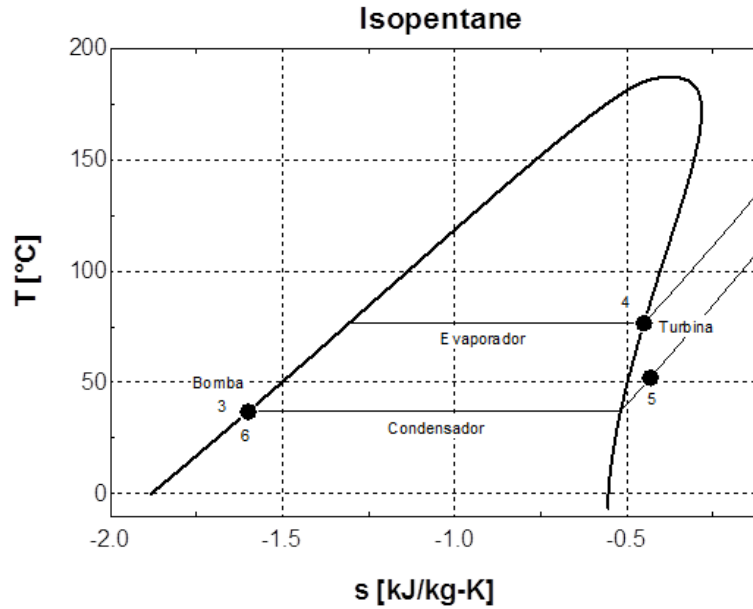


Figura 3.9: Diagrama temperatura contra entropía.

$$\frac{dE_{vc}}{dt} = \dot{Q} - \dot{W} + \sum_e \dot{m} \left(h + \frac{v^2}{2} + gz \right) - \sum_s \dot{m} \left(h + \frac{v^2}{2} + gz \right) \quad (3.2)$$

O

$$\dot{Q} - \dot{W} = \Delta \dot{E} \quad (3.3)$$

Donde \dot{Q} es la cantidad neta de transferencia de calor, \dot{W} la cantidad neta de trabajo y $\Delta \dot{E}$ involucra a todos los tipos de energía involucrados en el sistema (cinética, potencial, eléctrica, magnética, entre otras). Si se considera que no hay cambios en la energía potencial y cinética, se obtiene la Ecuación 3.4 para sistemas abiertos.

$$\dot{Q} + \sum m_e \dot{h}_e = \dot{W} + \sum m_s \dot{h}_s \quad (3.4)$$

El trabajo neto en el sistema viene dado por la Ecuación 3.5:

$$\dot{W}_{neto} = \dot{W}_{turbina} - \sum \left(\dot{W}_{bomba} + \dot{W}_{ventiladores} \right) \quad (3.5)$$

La eficiencia del ciclo binario viene dado por la Ecuación 3.6:

$$\eta_{ciclo} = \left[1 - \frac{\dot{Q}_{CON}}{\dot{Q}_{EVP}} \right] * 100 \quad (3.6)$$

El trabajo de los ventiladores de la torre de enfriamiento se calcula con la Ecuación 3.7:

$$\dot{W}_{ventiladores} = \frac{\dot{m}_{aire} (h_{aire,e} - h_{aire,s})}{\eta_{mecánica}} = \frac{\Delta P \dot{V}}{\eta_{mecánica}} \quad (3.7)$$

Dónde ΔP es la diferencia de presión en kPa a la entrada y a la salida. \dot{V} , es el flujo volumétrico (m^3/s).

Con ayuda del EES, se realizaron las operaciones indicadas en cada una de las ecuaciones anteriores para determinar algunos valores de presión, temperatura, entalpía, entropía y flujos másicos para el cálculo de exergías y destrucciones de exergía. El flujo de exergía en los componentes del sistema se calcula con la Ecuación 3.8:

$$\dot{B}_j = \dot{m}_j [(h_j - h_0) - T_0 (s_j - s_0)] \quad (3.8)$$

Donde $T_0 = 25^\circ C$ es la temperatura de referencia y $P_0 = 100bar$ es la presión de referencia. El subíndice “j” corresponde al estado de referencia (ver Figura 3.8). De la misma forma se puede hacer el arreglo para el cálculo de exergía en la torre de enfriamiento con la Ecuación 3.9:

$$\dot{B}_{aire} = \dot{m}_{aire} [C_{p,aire} (T - T_0 - T_0 \ln (T/T_0)) + R_{aire} T_0 \ln (P/P_0)] \quad (3.9)$$

La destrucción de exergía de cada equipo, viene dado por un balance de masa y energía, considerando las exergías que entran y salen, esto puede verse en la Ecuación 3.10:

$$BD_j = \sum \dot{B}_e - \sum \dot{B}_s \quad (3.10)$$

Para la fórmula anterior el subíndice “j” indica el número de equipo correspondiente al diagrama.

3.4.3. Análisis de la turbina

El análisis termodinámico del ciclo es bastante sencillo. El análisis de la turbina es el mismo que para las turbinas de vapor. Para una referencia usamos los datos del esquema propuesto en la Figura 3.10:

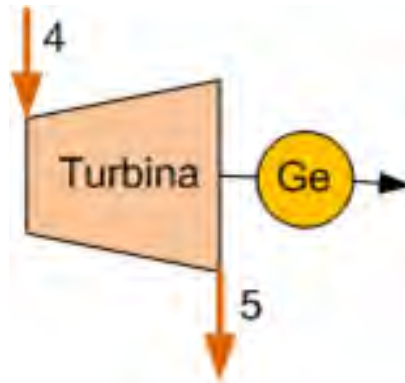


Figura 3.10: Turbina y generador para el ciclo binario.

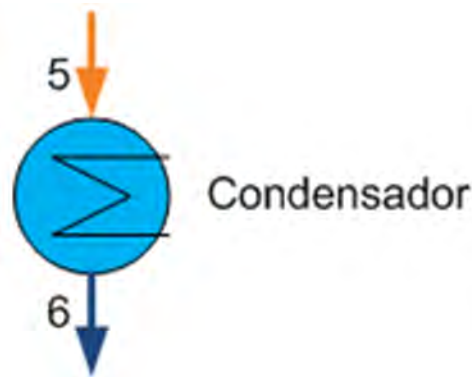


Figura 3.11: Condensador con agua de enfriamiento.

$$\dot{W}_t = \dot{m}_i (h_4 - h_5) = \dot{m}_i \eta_t (h_4 - h_{5s}) \quad (3.11)$$

Para cualquier fluido de trabajo, las propiedades termodinámicas pueden ser fácilmente calculadas de tablas, correlaciones o software especializado (EES), para cualquier diseño o parámetro elegido. La potencia de turbina determinará el flujo másico del fluido de trabajo.

3.4.4. Análisis de condensador

El calor que debe ser rechazado del fluido de trabajo al medio de enfriamiento, sea agua o aire, se da mediante la Ecuación 3.12 (vea Fig. 3.11):

$$\dot{Q}_{CON} = \dot{m}_i (h_6 - h_7) \quad (3.12)$$

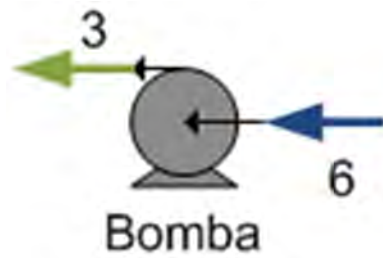


Figura 3.12: Esquema de la bomba de alimentación.

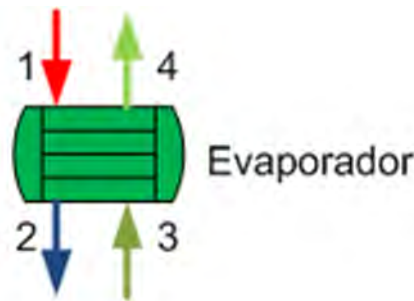


Figura 3.13: Esquema del evaporador.

3.4.5. Análisis de la bomba de alimentación

El trabajo de la bomba se obtiene mediante la siguiente Ecuación 3.13(ver Fig. 3.12):

$$\dot{W}_b = \dot{m}_i (h_3 - h_6) = \dot{m}_i (h_{3s} - h_6) / \eta_b \quad (3.13)$$

Donde η_b es la eficiencia de la bomba.

3.4.6. Análisis del evaporador

El evaporador es la parte medular en el análisis térmico, sin embargo, este ciclo funciona mediante dos fluidos: isopentano, que es el fluido de trabajo, y el recurso geotérmico. La Figura 3.21 muestra un esquema del evaporador.

$$\dot{Q}_{EVP,a} = \dot{m}_a c_p \Delta T = \dot{m}_a c_p (T_1 - T_2) \quad (3.14)$$

$$\dot{Q}_{EVP,i} = UA \Delta T_{ML} = \dot{m}_i (h_4 - h_3) \quad (3.15)$$

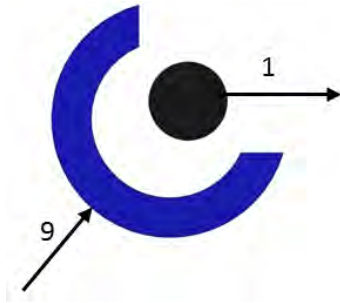


Figura 3.14: Esquema de los colectores parabólicos del campo solar.

$$\Delta T_{ML} = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln\left(\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}\right)} = \frac{(T_1 - T_4) - (T_2 - T_3)}{\ln\left(\frac{(T_1 - T_4)}{(T_2 - T_3)}\right)} \quad (3.16)$$

El calor de aporte del fluido geotérmico se determina mediante la Ecuación 3.14. Para la evaluación del aporte de calor del lado de isopentano se utiliza la Ecuación 3.15 pero interfieren otras variables como el coeficiente global de transferencia de calor y el área de transferencia de calor, en la que interfiere la diferencia media logarítmica de temperaturas, definida por la Ecuación 3.16 y coeficiente global de transferencia de calor. Aplicando estas ecuaciones e igualando la Ecuación 3.14 y 3.15, se obtiene el flujo necesario de isopentano además de que se aplican también en el condensador.

3.4.7. Análisis del campo solar

La Figura 3.14 muestra un esquema representativo de los colectores parabólicos que forman parte del campo solar. El calor de aporte del campo solar viene dado por la Ecuación 3.17:

$$\dot{Q}_{CS} = \frac{A_{col} I}{\eta_{col}} = \dot{m}_a c_{p,cs} (T_1 - T_9) \quad (3.17)$$

3.4.8. Procedimiento de solución

Para el modelo termodinámico se utilizó el software EES para facilitar la solución y poder realizar variaciones de algunos parámetros. Dentro de las suposiciones se introdujo una potencia fija de 385 kW y se supuso la temperatura del isopentano a la entrada de la turbina de 100 °C con una calidad de 100 %. También se planteó una temperatura a la salida del condensador, 10 °C mayor a la temperatura de salida del agua de enfriamiento del

condensador (27°C). Los siguientes pasos fueron seguidos para encontrar los datos de diseño de la planta de ciclo binario:

- **Paso 1.** Para conocer el flujo de isopentano, se calcula el calor de aporte en el evaporador. Sin embargo, el calor en el evaporador es diferente al del lado de agua, por lo que se procede a realizar variaciones en la temperatura a la salida del evaporador para que se iguale el calor de aporte en el evaporador.
- **Paso 2.** Una vez obtenido el flujo de isopentano se obtiene el área de transferencia de calor tanto del evaporador como del condensador.
- **Paso 3.** Una vez que se obtiene el flujo de isopentano y las áreas de transferencia de calor, se procede a calcular el trabajo real de turbina, así como el trabajo neto del ciclo y su eficiencia; al final se obtiene lo que son los parámetros de diseño de la planta.

3.5. Dimensiones del campo solar

En esta sección se dan las ecuaciones para la selección de colectores solares, dimensionamiento del campo solar y costo estimado de adquisición.

3.5.1. Eficiencia del colector solar

Respecto a los colectores solares, se plantea la utilización del tipo de canales parabólicos, este tipo de colectores es adecuado para temperaturas relativamente altas, típicamente del orden de 100 – 300 °C. La literatura indica que el rendimiento de los colectores oscila entre 55 y 65 % y depende directamente de la relación de concentración, la eficiencia óptica y la eficiencia del receptor, (Astolfi, [18]) y (Handal, [14]). Para la estimación preliminar de este trabajo se buscaron datos de diferentes concentradores y se determinó la variación de eficiencia para cada mes con los datos del clima de Morelia, donde se consideró una temperatura de entrada al colector de 160 °C usando la Ecuación 3.18 [40].

$$\dot{\eta}_{CS} = e_{\text{óptica}} - \frac{e_{\text{receptor}} * (T_i - T_a)}{G_b} \quad (3.18)$$

Ahora, para determinar con qué tipo de fluido trabajará el colector solar, se tienen dos alternativas a utilizar, una es usar agua y la otra un aceite térmico. Para saber cuál de los dos conviene utilizar, se tiene que calcular las alternativas de diseño para dos casos extremos,

Tabla 3.4: Condiciones de diseño para el cálculo del campo solar.

Datos iniciales	Valor
Aporte Solar	2656 kWt
Horas insolación	8.6 h
Temp. Entrada colector	120 °C
$\epsilon_{\text{óptica}}$	0.642
$\epsilon_{\text{receptor}}$	0.441
Relación Superficie	3.6
Costo de colector solar	250 US\$/m ²
Tipo de cambio	13.5 \$/US\$
Flujo másico agua	75 t/h
Flujo másico aceite terminol	5 t/h

uno sería evaluar el diseño para una condición de verano y otra para invierno, la Tabla 3.4 muestra las condiciones de diseño iniciales para el campo solar:

Debido a que no se cuentan con datos de irradiación solar para el municipio de Simirao, la información obtenida para la ciudad de Morelia, es equivalente a las condiciones climáticas de Simirao, como la irradiación solar o la temperatura ambiente, entre otras, las cuales sirven de información para el cálculo del área necesaria del campo solar. Con los datos de la Tabla 3.4 y la Ecuación 3.19 se obtiene el área (en m²) que del campo solar:

$$\text{Área} = \frac{\text{Aporte Solar}}{\eta_{CS} * \text{Irradiación}} \quad (3.19)$$

Con esto, se puede calcular el costo estimado, en pesos mexicanos, para la adquisición del campo solar con la Ecuación 3.20.

$$\text{Costo} (\$) = \text{Área} * R.S. * T.C. \quad (3.20)$$

Usando las ecuaciones anteriores, se puede calcular el aporte térmico realizado por el campo solar con la Ecuación 3.21:

$$\text{Ap.T.} = \text{Irradiación} * \eta_{CS} * \text{Área} \quad (3.21)$$

3.6. Estimación de costos

El modelo económico del ciclo binario se determina mediante un conjunto de expresiones necesarias para valorar la viabilidad económica, considerando desde los costos de adquisición

Tabla 3.5: Datos para el modelo económico.

Parámetro	Símbolo	Unidades	Valor
Tiempo de Operación Anual	TOP	h	7884
Tipo de cambio	T.C.	\$/USD	13
Tasa de interés	i	%	10
Vida útil de la planta	N	años	20
Costo de O&M	$C_{O\&M}$	\$/kWh	0.065
Costo de mercado de electricidad	C_{ME}	\$/kWh	1.2

Tabla 3.6: Costo de inversión de la planta de ciclo binario.

Equipos	Simbología	Costo (USD)
Planta de Energía	\dot{Z}_{PE}	\$ 900,000
Torre de enfriamiento	\dot{Z}_{TE}	\$ 60,000
Subestación eléctrica	\dot{Z}_{SE}	\$ 10,000
Sistema de bombeo	\dot{Z}_{SB}	\$ 40,000
Trabajos de construcción	\dot{Z}_{TC}	\$ 50,000
Isopentano	\dot{Z}_{Iso}	\$10,000

de los equipos, combustibles necesarios, vida útil estimada, costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, así como la tasa de interés, para finalmente evaluar, al menos, el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período de retorno, para determinar la viabilidad económica de la planta de cogeneración. Algunos parámetros necesarios se exponen en la Tabla 3.5:

Uno de los parámetros a destacar en este proyecto es que la mayor parte del equipo fue donado. La planta de ciclo binario fue donada por CFE a la **Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo**. Anteriormente los equipos estaban situados en Maguarichic, Chihuahua, donde se distribuyó electricidad a una comunidad que carecía de electricidad, ya que no había red eléctrica en las cercanías [38]. Información proporcionada en un reporte técnico de esta unidad destaca el costo de algunos equipos en la Tabla 3.6:

3.6.1. Estimación de Costos de Inversión

Los inversionistas proveen de capital para la realización de este tipo de proyectos con la finalidad de que se les regrese lo que invirtieron. Los costos de inversión de la planta pueden dividirse en dos categorías: equipos superficiales (como la planta misma y complementos) e inversiones subterráneas (como la perforación de pozos) [42]. Tomando los datos de la Tabla 3.6, el costo de inversión de equipos se obtiene con la Ecuación 3.22:

$$\dot{Z}_{inv} = \sum \dot{Z}_{equipos} = \dot{Z}_{PE} + \dot{Z}_{TE} + \dot{Z}_{SE} + \dot{Z}_{SB} + \dot{Z}_{TC} + \dot{Z}_{Iso} \quad (3.22)$$

El costo de inversión está dado en pesos mexicanos (M.N.). El costo de inversión anualizado, tomando en cuenta una tasa de interés del 10 % y una vida útil de 20 años, se obtiene con la Ecuación 3.23 [41], toma en cuenta el factor del dinero a través del tiempo, teniendo así el costo de inversión anualizado:

$$\dot{Z}_{an} = \dot{Z}_{inv} \left(\frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \right) \quad (3.23)$$

Para obtener el ingreso por venta de electricidad se requiere saber cuánta energía se generó al año, para esto se utiliza la Ecuación 3.24 y posteriormente el ingreso por venta de electricidad se llega a la Ecuación 3.25.

$$\dot{E}_{año} = \dot{W}_{net} * TOP \quad (3.24)$$

$$I_{VE} = CU_{elec} * \dot{E}_{año} \quad (3.25)$$

Los beneficios son bienes o servicios tangibles, generados por el proyecto, valorados a precio de mercado, que incrementan los ingresos del mismo, sea por aumento de la producción o reducción de los costos o los dos. Lo que interesa en un proyecto, es el beneficio neto, que es aquel que queda luego de retirar de los ingresos todos los egresos. El beneficio económico anual se obtiene con la Ecuación 3.26:

$$\dot{B}_{an} = I_{VE} - (\dot{Z}_{an} - \dot{Z}_{O\&M}) \quad (3.26)$$

El Valor Actual Neto (VAN), es un método de evaluación de proyectos que consiste en calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros originados por una inversión. Se calcula con la Ecuación 3.27:

$$VAN = \dot{B}_{an} \left(\frac{(1+i)^{N-1}}{i(1+i)^N} \right) \quad (3.27)$$

La anualidad equivalente, se obtiene mediante la Ecuación 3.28:

$$AE_{tot} = VAN \left(\frac{i(1+i)^N}{(1+i)^{N-1}} \right) \quad (3.28)$$

El periodo de retorno simple (PRS), es el plazo de tiempo que se necesita para que las inversiones efectuadas en el proyecto, sean recuperadas completamente. Se calcula con la Ecuación 3.29:

$$PRS = \frac{\dot{Z}_{an}}{AE_{tot}} \quad (3.29)$$

La tasa interna de retorno (TIR), es la tasa de descuento que vuelve cero el valor actual neto de la inversión. A diferencia del VAN, la TIR es desconocida. La tasa de rentabilidad interna, es la tasa máxima de interés que podría pagar un proyecto por los recursos utilizados para recuperar la inversión, los gastos de operación y que tenga entradas y gastos iguales, viene a ser la tasa de ganancia del proyecto y está dada por la Ecuación 3.30:

$$\dot{Z}_{an} = \dot{B}_{an} \left(\frac{(TIR + 1)^{(N-1)}}{TIR(TIR + 1)} \right) \quad (3.30)$$

3.6.2. Costo nivelado de electricidad (LCoE)

El costo nivelado de electricidad, es el costo unitario constante (por kWh o MWh) de un flujo de pagos que tiene el mismo valor presente, se trata de una valoración económica del costo del sistema de generación de energía, incluyendo todos los costos a lo largo de su vida: la inversión inicial, las operaciones y el mantenimiento, el costo del combustible, el costo de capital. Es una herramienta industrial muy útil para comparar tecnologías de diferentes características de funcionamiento. Es sobre esta base, que el costo de los proyectos geotérmicos es evaluado para la inversión, la aprobación y el financiamiento de los inversionistas potenciales, los gobiernos, los consumidores o reguladores y los banqueros o los proveedores de crédito.

En promedio el LCoE, para proyectos nuevos de geotermia, varía de 6 a 8 centavos de dólar por kWh (aproximadamente de 78 centavos a 1.04 pesos), sin embargo se reconoce que el costo para proyectos de geotermia individuales puede variar significativamente en base a los distintos factores de costo, y que los costos para todos los proyectos de energía cambian en el tiempo con las condiciones económicas [43]. La metodología usada para el cálculo del LCoE, está basada en prácticas económicas establecidas y usadas en los Estados Unidos (USA) para reportar varios componentes del costo. Para este estudio se utiliza la relación de Zhou [22] en la Ecuación 3.31:

$$LCoE = \frac{\dot{Z}_{an} + \dot{Z}_{O\&M}}{\dot{E}_{año}} \quad (3.31)$$

3.6.3. Costos de Operación y Mantenimiento (O&M)

Los factores que afectan el costo de operación y mantenimiento pueden ser categorizados como costos ordinarios de O&M, los cuales incluyen costos de personal, administrativos y refacciones. En promedio estos costos de O&M son relativamente bajos para las plantas geotérmicas. El costo de generación de energía renovable hasta el 2009 se encontraba en 0.0117 \$USD por kWh. En Kenia el costo alcanzaba alrededor de 0.00763 \$USD por kWh, con un factor de planta de 90 % para plantas binarias y 94 % para las plantas flash [43]. Otros costos de operación y mantenimiento manejados en plantas geotérmicas sugieren un precio de 0.005 \$USD, un precio por debajo de los anteriores [39].

3.7. Reducción de gases de efecto invernadero

En general, los impactos ambientales negativos asociados con la utilización de la energía geotérmica son menores. La producción del fluido caliente pueden emitir cantidades de gases de efecto invernadero (GHG por sus siglas en inglés), que usualmente son menores. Estos originan flujos de CO₂ de un recurso natural, que eventualmente se liberan a la atmósfera a través de la ventilación natural de la superficie. El agua no es un factor limitante para la generación de electricidad, ya que los fluidos geotérmicos son salmueras (no compatibles para otros usos). Las plantas binarias pueden minimizar el uso del agua con aire de enfriamiento.

El principal GHG emitido usando la energía geotérmica es el CO₂, ya que el fluido contiene minerales filtrados desde la roca además de cantidades variables de gas, principalmente CO₂ y una pequeña cantidad de sulfuro de hidrógeno. Su composición depende de las condiciones geológicas del lugar. En promedio se desechan 122 g CO₂/kWh, con valores que oscilan desde 4 a 740 g CO₂/kWh. En un circuito cerrado como las plantas de ciclo binario, donde el fluido geotérmico extraído pasa a través de un intercambiador de calor y después se reinyecta, las emisiones de CO₂ son casi cero.

Para evaluar la reducción de los gases de efecto invernadero, se debe evaluar bajo los mismos parámetros de generación de energía, y comparar mediante un factor de emisiones. Después mediante una simple diferencia, se obtiene la reducción de los gases de efecto invernadero en kg de CO₂ por hora de operación. Las Ecuaciones 3.32, 3.33 y 3.34 describen lo anterior.

$$GHG_{sist} = \dot{E}_{sist} * FE_{sist} \quad (3.32)$$

$$GHG_{conv} = \dot{E}_{sist} * FE_{conv} \quad (3.33)$$

$$R_{GHG} = GHG_{sist} - GHG_{conv} \quad (3.34)$$

3.8. Alternativas de fluido de trabajo

La correcta selección del fluido de trabajo es fundamental para lograr una mayor eficiencia energética y exergética. La utilización óptima de la fuente de calor disponible en diferentes condiciones de operación, implica diversas ventajas y desventajas. Por otra parte, el fluido orgánico de trabajo debe ser cuidadosamente seleccionado en base a higiene y propiedades ambientales. Criterios generales como rendimiento del ciclo termodinámico, límite de estabilidad del fluido, la inflamabilidad, la seguridad y el impacto medioambiental, son considerados para analizar el uso de diferentes fluidos de trabajo. Como un ejemplo, la utilización de los refrigerantes no inflamables y no tóxicos, se promueve previamente como fluidos de trabajo atractivos. Los refrigerantes R113 y R114 también se han prohibido debido a su potencial de agotamiento de la capa de ozono. Cabe mencionar que esta regulación incluirá R123 en un futuro próximo [45].

3.8.1. Proceso de selección de fluido de trabajo

La selección de fluidos de trabajo para ORC's se basan en las propiedades del fluido que afectan (i) factibilidad del ciclo, (ii) consideraciones ambientales y (iii) desempeño del ciclo. La operación del ORC entre la temperatura del recurso (TR) disponible y la temperatura ambiente (T_0), ponen un límite entre el punto de fusión, temperatura crítica y el punto de ebullición para ciertos ciclos termodinámicos, para ser utilizados con condensadores enfriados por aire. Sus propiedades como la densidad, peso molecular, conductividad térmica, disponibilidad, etc., afectan el desempeño del ciclo y el costo, pero no restringen su aplicación, y han sido usados para tabular el desempeño esperado del fluido. Los más utilizados a nivel industrial son el isopentano, R123 y n-butano. Algunos criterios que se toman en la selección del fluido de trabajo son los siguientes [44]:

- El punto de fusión (melting point por sus siglas en inglés, T_m) del fluido de trabajo,

debe ser inferior a la temperatura ambiente de funcionamiento más baja en el sitio, con el fin de asegurar que el fluido se mantendrá en la fase líquida. Este criterio permite el uso de condensadores enfriados por aire y confiabilidad de la planta en condiciones climáticas extremas.

- La temperatura crítica (T_c) debe ser superior a la temperatura ambiente media en el sitio para permitir la viabilidad de varios ciclos.
- El punto de ebullición (boiling point por sus siglas en inglés, TB) debe ser inferior a la temperatura máxima de funcionamiento de ciclos.
- El potencial de calentamiento global (GWP), es un índice que determina la contribución potencial de una sustancia química con el calentamiento global. La norma europea actual para un fluido industrial de GWP de menos de 150 (equivalente de dióxido de carbono durante 100 años) se utiliza para la detección de fluidos de trabajo en este estudio.
- La toxicidad de los fluidos de trabajo se tabuló en términos de NFPA rating, peligro para la salud de 0 a 4, donde 0 es no tóxico y 4 es mortal.

Aghahosseini y Dincer [45], Kalra et al. [46], Qiu [47], Gao et al. [48], Heberle y Brüggemann [49] y Saleh et al. [50], son algunos de los investigadores que han analizado las características de distintos fluidos de trabajo en varias aplicaciones de ORC. En la mayoría de estos trabajos se evalúa la eficiencia de cada fluido en un ciclo, reduciendo enormemente la lista de fluidos de trabajo que se pueden utilizar para este tipo de aplicaciones, entre los cuales destacan Isopentano, n-butano, n-pentano y R123, tanto por el desempeño evaluado en varias investigaciones como su uso a nivel comercial.

Capítulo 4

Análisis de resultados y diseño final de la planta híbrida

4.1. Datos de diseño de la planta de ciclo binario

Con los datos de partida y las suposiciones iniciales, se encontró el flujo másico de isopentano (ideal) del sistema al variar la temperatura a la entrada de la turbina. La Tabla 4.1 muestra que, al realizar la variación de la temperatura, el flujo másico de isopentano es de 11.33 kg/s, además del aporte térmico necesario en el evaporador (4491 kW) y el calor de rechazo en el condensador (4112 kW). Al variar la temperatura se busca igualar la transferencia de calor del lado del agua geotérmica y del lado del isopentano (ver Figura 4.1).

En este punto el trabajo neto permanece constante (312 kW) debido a que se hizo la suposición que la potencia a la salida de la turbina es fija (385 kW) durante la simulación. Una vez que se encontró el flujo másico de isopentano, se dejó como un parámetro fijo, para posteriormente obtener los demás parámetros como el trabajo neto real, el área de transferencia de calor para el evaporador y el condensador, entre otros. En la Tabla 4.2 se aprecian estos valores.

Con las variaciones en la temperatura de isopentano, a la salida del evaporador, se obtuvieron gráficas de comportamiento de algunos parámetros de interés. La Figura 4.2, muestra el cambio de la temperatura pinch-point y el flujo másico de isopentano al variar la temperatura de salida del evaporador, se puede apreciar que se tiene un valor fijo de 35.43 °C de temperatura pinch point en el evaporador. En la Figura 4.3, se muestran las variaciones de las áreas del evaporador y el condensador. Dentro de un ciclo de producción de potencia es muy importante conocer la variación de la producción del mismo, estas variaciones se ven

Tabla 4.1: Variación del flujo másico en función de la temperatura.

$T_4[^\circ C]$	$\dot{m}[kg/s]$	$\dot{Q}_{EVPa}[kW]$	$\dot{Q}_{EVPi}[kW]$	$\dot{Q}_{CON}[kW]$
76.85	11.32	4491	4488	4109
76.83	11.33	4491	4489	4110
76.82	11.33	4491	4491	4112
76.81	11.33	4491	4492	4113
76.79	11.34	4491	4493	4114

T_4 - Temperatura de isopentano a la salida del evaporador.

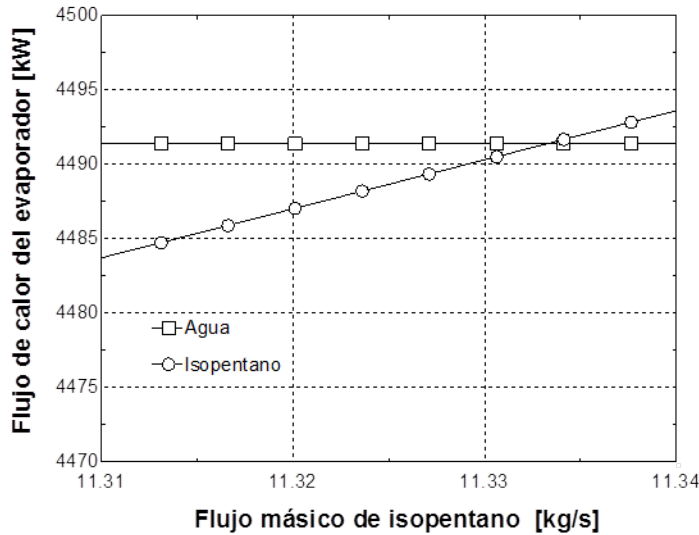


Figura 4.1: Transferencia de calor del evaporador en función del flujo.

Tabla 4.2: Área de transferencia de calor en función de la temperatura.

$T_4[^\circ C]$	$\dot{W}_{net}[kW]$	$A_{CON}[m^2]$	$A_{EVP}[m^2]$
76.85	312.3	101.4	41.33
76.83	312.3	101.5	41.33
76.82	312.3	101.5	41.34
76.81	312.3	101.6	41.35
76.79	312.3	101.6	41.35

T_4 - Temperatura a la salida del evaporador.

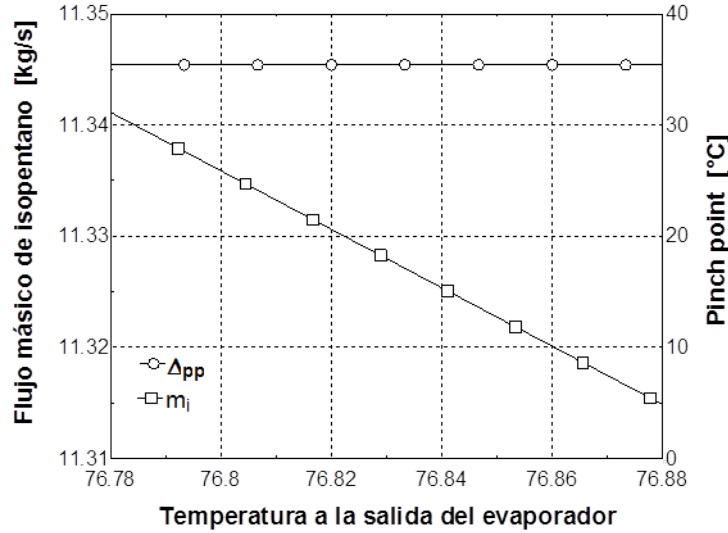


Figura 4.2: Pinch-point y el flujo de isopentano.

Tabla 4.3: Parámetros de diseño.

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Potencia neta	\dot{W}_{net}	312	<i>kW</i>
Eficiencia del ciclo	η_{ciclo}	8.457	%
Superficie condensador	A_{CON}	101.5	m^2
Superficie evaporador	A_{EVP}	41.34	m^2
Flujo másico de agua	\dot{m}_a	20.83	<i>kg/s</i>
Flujo másico de isopentano	\dot{m}_i	11.33	<i>kg/s</i>
Flujo másico de enfriamiento	\dot{m}_{ae}	111.1	<i>kg/s</i>

reflejadas en la potencia y eficiencia del ciclo, como lo muestra la Figura 4.4.

Finalmente en la Tabla 4.3, se muestran los parámetros de diseño de la planta obtenidos con el procedimiento propuesto. La planta de ciclo binario tiene una potencia neta de 312 kW y una eficiencia de 8.457%.

4.2. Comportamiento de la planta de ciclo binario

Un punto importante en el análisis, sugiere que no se llegue a tener los 150 °C de temperatura a la salida del pozo. Para evaluar el comportamiento de la planta de ciclo binario, se realizó una variación de la temperatura a la salida del pozo geotérmico, el área de transferencia de calor del evaporador y del condensado quedaron como parámetros fijos. Se realizó una variación de de 140 a 150 °C; la Tabla 4.4, muestra el comportamiento de la temperatura de

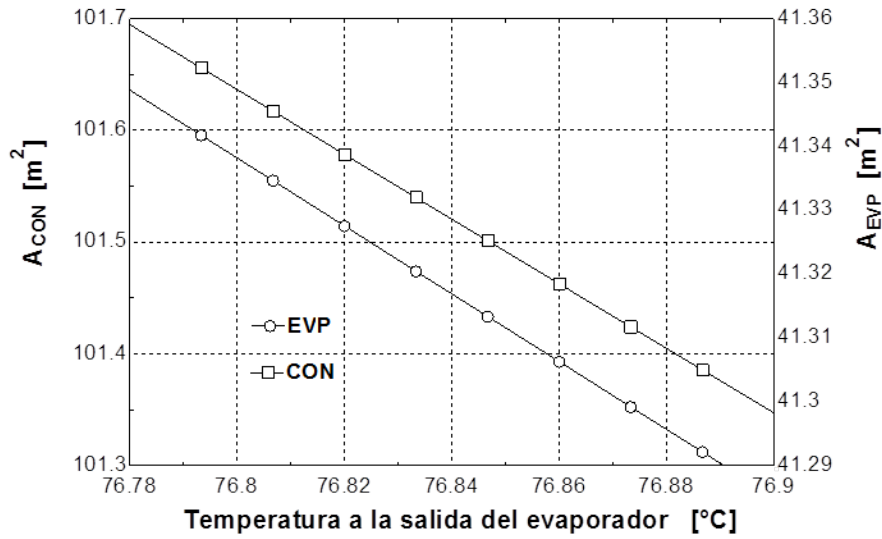


Figura 4.3: Área del evaporador y del condensador.

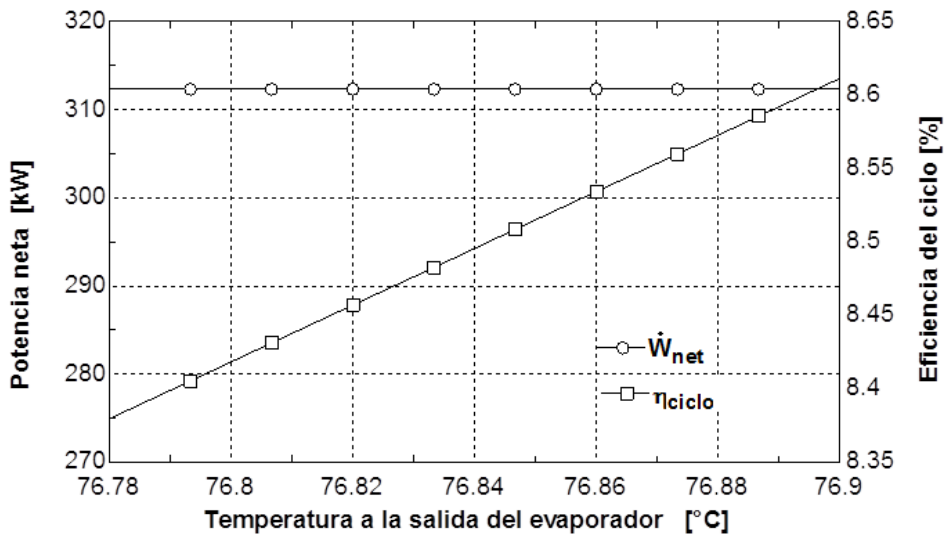


Figura 4.4: Potencia y eficiencia del ciclo.

Tabla 4.4: Variación de la temperatura del isopentano a la salida del evaporador.

$T_1[^\circ C]$	$T_4[^\circ C]$	$m[kg/s]$	Δ_{pp}	$\dot{W}_{net}[kW]$	$\eta_{ciclo}[\%]$
150	76.98	11.33	35.41	312.5	8.441
148.9	79.1	10.98	33.59	318	8.778
147.8	81.17	10.64	31.78	322.3	9.098
146.7	83.18	10.31	29.98	325.3	9.401
145.6	82.56	10.07	29.89	315	9.357
144.4	81.44	9.86	30.44	300.2	9.188
143.3	80.33	9.648	30.99	285.7	9.018
142.2	79.22	9.436	31.56	271.4	8.844
141.1	78.11	9.221	32.14	257.4	8.669
140	77	9.006	32.73	243.7	8.49

T_1 - Temperatura a la salida del pozo geotérmico (fluido geotérmico).

T_4 - Temperatura a la salida del evaporador (isopentano).

isopentano, el flujo másico, la diferencia de temperatura pinch point, la potencia neta y la eficiencia del ciclo. La fila con la temperatura a 150 °C, muestra los valores obtenidos de los datos de diseño.

De los valores obtenidos de la Tabla 4.4, se observa que valores donde la temperatura a la salida del evaporador (isopentano) es mayor a la obtenida en los datos de diseño. Al graficar los valores de la temperatura del fluido geotérmico, contra la temperatura a la salida del evaporador, se observó que el fluido de trabajo tiene un comportamiento de una parábola (ver Figura 4.5). Esto se debe a que el comportamiento en las plantas de generación de potencia no se sigue un comportamiento lineal; esto se refiere a que, independientemente de que la temperatura del fluido geotérmico entre al evaporador a una temperatura mayor a los 150 °C, la transferencia de calor hacia el fluido de trabajo se incrementa, obteniendo mayor potencia neta y, por lo tanto, una mayor eficiencia del ciclo. Al graficar la variación de la temperatura del fluido geotérmico contra la potencia neta y la eficiencia, se observa el comportamiento de la parábola nos da un indicio de que se puede optimizar el funcionamiento de la planta de ciclo binario (ver Figura 4.6)

Al sobreponer una gráfica del pinch point en la Figura 4.5, se puede observar que si se tiene una temperatura a 146.7 °C a la salida del pozo geotérmico, se obtiene un pinch point de 30 °C, este aumentará conforme aumente o disminuya la temperatura del recurso geotérmico a la entrada del evaporador (ver Figura 4.7), y por la definición del pinch point, se dará la mejor transferencia de calor en el evaporador.

La finalidad del análisis de la planta ciclo binario, es predecir su comportamiento en función de la variación de las condiciones del fluido geotérmico. Los parámetros del fluido

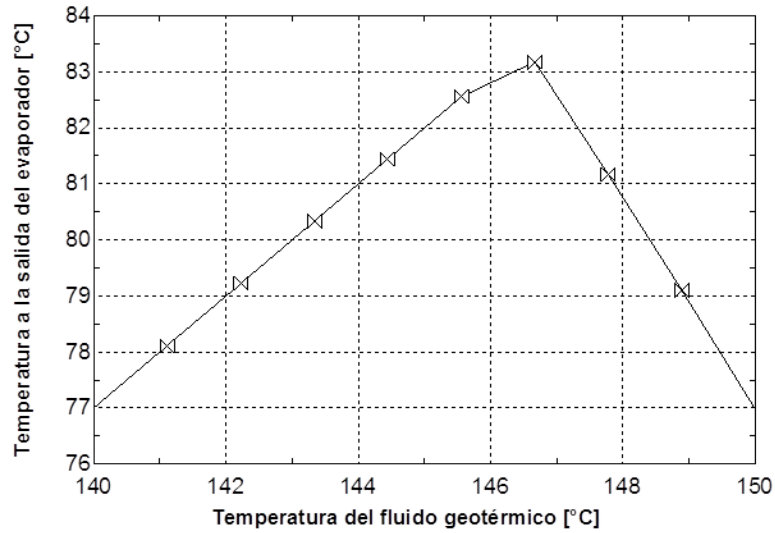


Figura 4.5: Temperatura óptima del isopentano a la salida del evaporador.

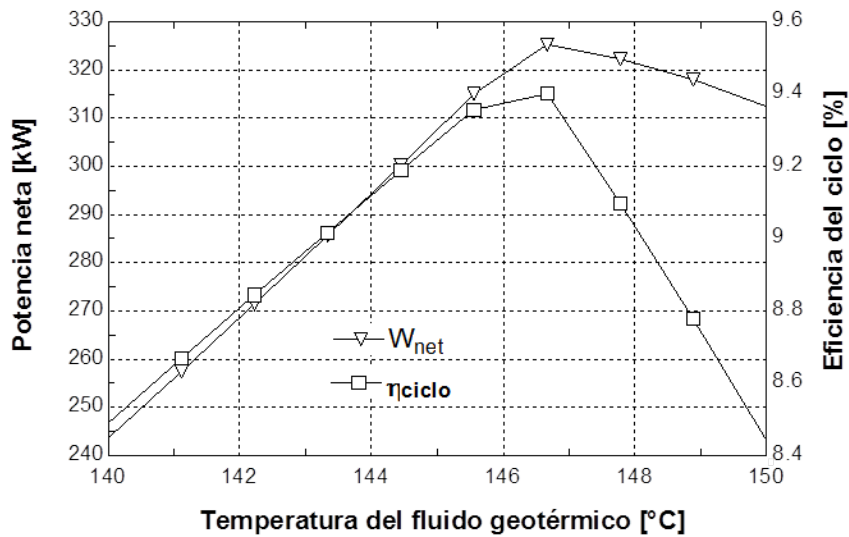


Figura 4.6: Potencia neta y la eficiencia óptima del ciclo.

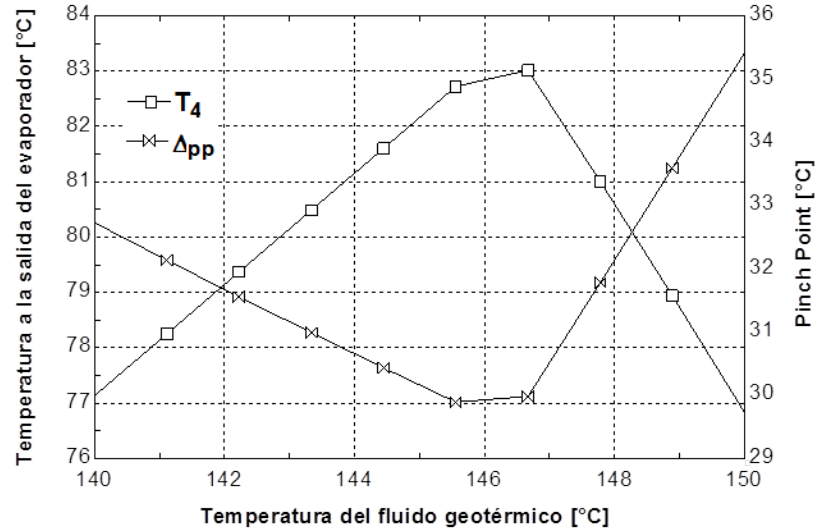


Figura 4.7: Pinch point óptimo del ciclo.

geotérmico que provocan cambios en el comportamiento de la planta son, el flujo másico y la temperatura del recurso geotérmico. Al incrementar el flujo másico del fluido geotérmico se puede obtener un incremento en la producción de potencia de la planta para cubrir la demanda energética en un instante dado. En la Figura 4.8, se muestra como varía la potencia neta de la planta si se aumenta el flujo másico de agua geotérmica, dejando la temperatura a la salida del pozo fija en condiciones diferentes.

De la Figura 4.8, podemos observar que aunque se tengan valores de potencia neta superiores a los 312 kW, está limitado a la capacidad de la planta, por lo que valores por encima de este valor están fuera de operación real.

4.3. Integración del campo solar

Para determinar el tipo de colector a utilizar, se analizaron cinco colectores parabólicos diferentes, donde en base de su eficiencia óptima y de recepción, se calculó la eficiencia del colector solar a lo largo de todo el año. Con los datos de partida, establecidos anteriormente, y la Ecuación 3.1, se obtuvieron las eficiencias promedio de los colectores parabólicos, los resultados se muestran en la Tabla 4.5. La Figura 4.9 muestra la gráfica del comportamiento de estos cinco colectores. Ya que se contó con una limitante para la adquisición de los colectores parabólicos del campo solar, se decidió por elegir el colector con eficiencia η_6 , ya que presenta una mejor eficiencia, además se ajustó al presupuesto del proyecto.

Para la estimación del comportamiento térmico del campo solar sobre el rendimiento

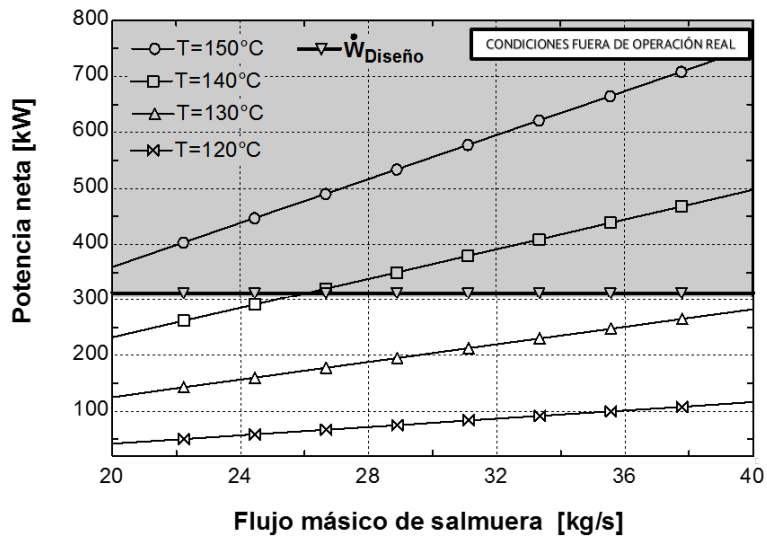


Figura 4.8: Producción de potencia en función del flujo de agua geotérmica.

Tabla 4.5: Eficiencia promedio del colector solar parabólico (2012).

Mes	Eta_1	Eta_2	Eta_3	Eta_4	Eta_5	Eta_6
Enero	0.602	0.554	0.531	0.541	0.594	0.8124
Febrero	0.610	0.569	0.548	0.556	0.608	0.8069
Marzo	0.615	0.576	0.556	0.563	0.615	0.83
Abril	0.611	0.570	0.550	0.557	0.610	0.8327
Mayo	0.618	0.581	0.563	0.569	0.621	0.8328
Junio	0.624	0.591	0.573	0.578	0.630	0.8263
Julio	0.624	0.592	0.575	0.579	0.632	0.8213
Agosto	0.624	0.590	0.573	0.578	0.630	0.8232
Septiembre	0.626	0.594	0.577	0.581	0.633	0.8286
Octubre	0.617	0.579	0.561	0.567	0.619	0.8277
Noviembre	0.605	0.560	0.538	0.546	0.599	0.8134
Diciembre	0.601	0.553	0.530	0.540	0.592	0.8134

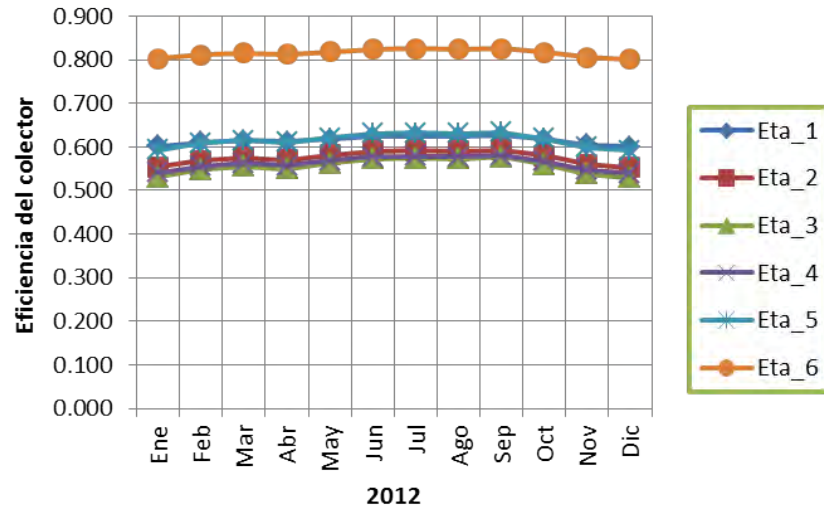


Figura 4.9: Comparación del comportamiento de diferentes colectores solares.

global del sistema, se ha elegido el mes de diciembre como el representativo para la condición de diseño de invierno, y el mes de mayo como el representativo de verano. La Tabla 4.6, muestra los resultados para la superficie del campo solar y una estimación de costos para la alternativa 1. Para determinar el costo de adquisición del campo solar, se ha considerado un costo de 250 USD/m². La relación de la superficie del terreno a la superficie del campo solar se encuentra entre 3.5 y 3.8, para este cálculo se ha tomado un valor de 3.6. En la alternativa 1, si se plantea utilizar aceite térmico (Therminol 55), el flujo másico requerido para un aporte térmico de 2673 kW es de 138.3 t/h (38.4 kg/s), la Tabla 4.7 muestra el comportamiento para las condiciones de invierno y verano.

La Tabla 4.8, muestra que de las dos alternativas planteadas, la alternativa 1 presenta una mejor alternativa, ya que requiere 138.3 t/h de aceite térmico, mientras que usando agua en el circuito de aporte de energía geotérmica se requieren 75 t/h. El flujo de aceite casi duplica al flujo de agua, y se estima que se estaría en desventaja económica. Por otro lado, la alternativa 2 requiere un menor flujo de aceite térmico pero requiere de un equipo adicional para que funcione dicho esquema.

La Tabla 4.9, muestra los resultados para la superficie del campo solar y una estimación de costos para la alternativa 2. Al igual que la alternativa 1, se ha considerado un costo de 250 USD/m² para el colector de canal parabólico y una relación de la superficie del terreno a la superficie del campo solar de 3.6. Para esta alternativa se requiere un flujo másico de Therminol 55 de 46 t/h (12.76 kg/s).

El proyecto contempló la instalación de un campo solar con colectores de canal parabó-

Tabla 4.6: Cálculo para las condiciones de diseño de invierno y verano usando agua.

Mes	Irradiación		Invierno		Verano	
	kWh/m ² -día	kJ/m ² -h	kJ/h	kWt	kJ/h	kWt
Enero	2.93	1,492.01	9,821,739.57	2,728.26	6,911,743.95	1,919.93
Febrero	2.66	1,749.71	11,880,738.78	3,300.21	8,360,700.64	2,322.42
Marzo	4.07	1,850.23	12,742,920.97	3,539.70	8,967,434.56	2,490.95
Abril	4.30	1,708.77	11,642,695.18	3,234.08	8,193,184.85	2,275.88
Mayo	4.24	1,947.58	13,577,011.72	3,771.39	9,554,400.00	2,654.00
Junio	3.66	2,277.75	16,174,849.47	4,493.01	11,382,547.57	3,161.82
Julio	3.34	2,364.56	16,831,690.22	4,675.47	11,844,778.83	3,290.22
Agosto	3.47	2,306.18	16,369,436.30	4,547.07	11,519,482.00	3,199.86
Septiembre	3.92	2,435.93	17,403,159.59	4,834.21	12,246,932.63	3,401.93
Octubre	3.85	1,953.83	13,565,711.75	3,768.25	9,546,448.00	2,651.79
Noviembre	2.96	1,566.73	10,430,658.33	2,897.41	7,340,251.60	2,038.96
Diciembre	2.95	1,455.91	9,554,400.00	2,654.00	6,723,612.03	1,867.67

Tabla 4.7: Cálculo para las condiciones de diseño de invierno y verano usando aceite therminol 55.

Mes	Irradiación		Invierno		Verano	
	kWh/m ² -día	kJ/m ² -h	kJ/h	kWt	kJ/h	kWt
Enero	2.93	1,492.01	9,916,207.31	2754.50	6,797,554.47	1888.21
Febrero	2.66	1,749.71	12,175,975.35	3382.22	8,346,624.17	2318.51
Marzo	4.07	1,850.23	13,122,227.17	3645.06	8,995,279.26	2498.69
Abril	4.30	1,708.77	11,914,720.60	3309.64	8,167,534.19	2268.76
Mayo	4.24	1,947.58	14,037,648.42	3899.35	9,622,800.00	2673.00
Junio	3.66	2,277.75	16,888,796.04	4691.33	11,577,260.07	3215.91
Julio	3.34	2,364.56	17,609,683.99	4891.58	12,071,428.36	3353.17
Agosto	3.47	2,306.18	17,102,356.64	4750.65	11,723,655.74	3256.57
Septiembre	3.92	2,435.93	18,236,876.18	5065.80	12,501,368.24	3472.60
Octubre	3.85	1,953.83	14,025,246.61	3895.90	9,614,298.57	2670.64
Noviembre	2.96	1,566.73	10,584,500.50	2940.14	7,255,669.07	2015.46
Diciembre	2.95	1,455.91	9,622,800.00	2673.00	6,596,423.92	1832.34

Tabla 4.8: Superficie del campo solar y costos estimados, alternativa 1.

	Irradiación	Eta	Area	Terreno	Costo
	kJ/m ² -h		m ²	ha	\$
Invierno	1,455.91	0.53	12,474.29	4.49	42,100,731.41
Verano	1,947.58	0.56	8,778.39	3.16	29,627,081.16

Tabla 4.9: Superficie del campo solar y costos estimados, alternativa 2.

	Irradiación kJ/m ² -h	Eta	Area m ²	Terreno ha	Costo \$
Invierno	1,455.91	0.49	13,593.32	4.89	45,877,451.24
Verano	1,947.58	0.53	9,318.21	3.35	31,448,966.71

lico, cuya inversión es de **\$22,751,474 M.N.**, para tener una aportación térmica de 2673 kWt, que corresponde a una superficie de colectores solares de 6,741.18 m² en un terreno de aproximadamente 2.5 hectáreas. Este caso corresponde a la alternativa 1, dónde se tendría la máxima cobertura solar únicamente en los meses de verano, el resto de meses se estaría operando por debajo del valor requerido de 2673 kWt. El costo aumenta hasta **\$42,100,731.41 M.N.**, si se diseña para la condición de invierno cubriendo el total de la demanda térmica de la planta geotérmica.

En el caso de la alternativa 2, al existir un elemento adicional de transferencia de calor (IDQ), se tiene una mayor pérdida de calor, ya que tiene que transferirse de los colectores solares al IDQ, y de allí al evaporador del ciclo binario, por lo que para compensar esta pérdida se requiere una mayor superficie de colectores solares. Si se diseña para verano, se requiere una superficie de 9,318.21 m², y para invierno de 13,593.32 m². A lo que corresponde una inversión estimada de **\$31,448,966.71** y **\$45,877,451.24**, respectivamente. Hay que considerar también que el intercambiador de calor (IDQ) representa un costo adicional que no se valoró en esta alternativa, pero que representaría un incremento de hasta un 10 % de la inversión del campo solar.

4.4. Datos de diseño del campo solar

En esta sección se obtienen los datos de diseño para el campo solar de manera similar a como se obtienen los datos de diseño de la planta de ciclo binario. La Figura 4.10, muestra el esquema de la planta de ciclo binario acoplado con el campo solar. Algunas de las condiciones de diseño ya se mencionaron en la sección 3.5, para este cálculo se fijaron las variables dependientes del sol como: factor de horas pico solar, esto tomando en cuenta que el sol hace su aporte de manera constante por un lapso fijo de tiempo, y la irradiación solar, que tendrá un valor constante de 1000 W/m². Los datos de partida del campo solar se muestran en la Tabla 4.10.

Con las ecuaciones mostradas en el Capítulo 3, se obtuvieron los siguientes parámetros de diseño del campo solar mostrados en la Tabla 4.11. El área de colectores necesaria para el

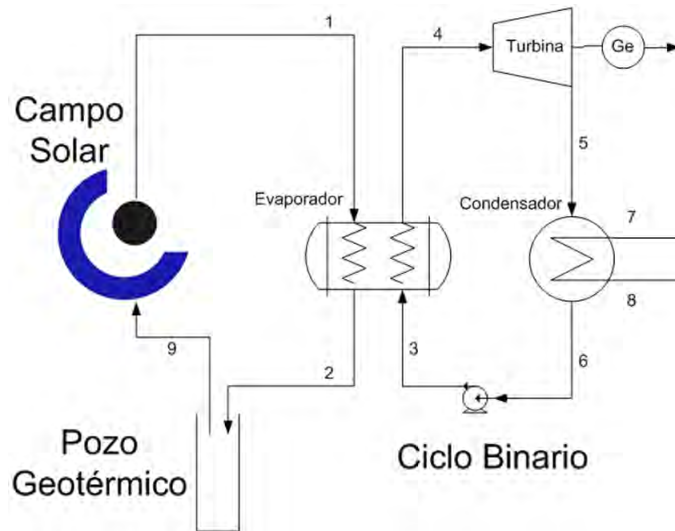


Figura 4.10: Esquema de la planta híbrida de ciclo binario geotérmica solar.

Tabla 4.10: Datos de partida del campo solar.

Temp. Entrada colector [9]	120 °C
Temp. Entrada del Evaporador [1]	150 °C
Temp. Salida del Evaporador [2]	100 °C
Horas Pico Solar (HPS)	4.5 h
Irradiación solar	1000 W/m ²
Eficiencia de colector η_{col}	0.6

Tabla 4.11: Datos de diseño del campo solar.

Área de colectores	2962 m ²
Costo de colectores	\$ 9,997,000
Terreno necesario	0.8887 ha
Flujo de calor \dot{Q}_{CS}	1,777 kW
Aporte solar anual \dot{E}_{CS}	2,920 MWh/año

campo solar es de 2962 m²; al instalar en su totalidad esta área, se cubre el aporte térmico necesario para incrementar la temperatura del recurso geotérmico a 150 °C. Sin embargo, con el ajuste económico para la adquisición del campo solar, solo se instalaron 110 colectores parabólicos, cubriendo un área total de 363 m². El desempeño del campo solar, con esta restricción de área en el campo solar, se evaluó en la Sección 4.5.

4.5. Análisis técnico y económico

En esta sección, se reportan los cuatro casos propuestos en la Figura 3.6, cabe recordar que la solución de los mismos se llevó a cabo con ayuda del software EES (los códigos para cada caso se encuentran en la sección de anexos). El análisis técnico comprende un estudio termodinámico con lo cual se obtuvieron datos como presión, temperatura, entalpía, entropía y exergía, entre otros relevantes, como potencia neta y eficiencia del ciclo. Por otro lado, el análisis económico nos muestra parámetros de interés, que muestran la viabilidad de este tipo de proyectos y ver si es rentable económicamente.

4.5.1. Planta base (equipos nuevos)

Para el esquema planteado en la Figura 3.8, que corresponde a la planta de ciclo binario y teniendo en cuenta los datos de diseño obtenidos anteriormente, se obtuvieron los parámetros económicos que permiten saber el costo que tiene la planta actualmente. Para este análisis, se tomó una temperatura del

La Tabla 4.12, muestra los parámetros importantes de la planta. Para este análisis el LCoE es más alto que el C_{ME} ($1.635 > 1.2$ pesos), el resto de los parámetros económicos evaluados, no dan muestras favorables de que el proyecto sea rentable, teniendo en cuenta que los I_{VE} no alcanzan a amortiguar los costos de inversión y de operación y mantenimiento.

En cuestión termodinámica, tanto la potencia como la eficiencia del ciclo, son los calculados anteriormente para las condiciones de diseño; la Tabla 4.13 muestra las propiedades

Tabla 4.12: Parámetros de la planta base (equipos nuevos).

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Potencia neta	\dot{W}_{net}	132	kW
Eficiencia del ciclo	η_{ciclo}	6.766	%
Energía anual	$\dot{E}_{año}$	1,040	MWh/año
Reducción de GHG	R_{GHG}	-101.3	kg CO ₂
Costo de inversión	\dot{Z}_{inv}	13,910,000	\$
Costo de operación y mantenimiento	$\dot{Z}_{O\&M}$	67,635	\$/año
Costo de mercado de electricidad	C_{ME}	1.2	\$/kWh
Ingreso por ventas de electricidad	I_{VE}	1,249,000	\$/año
Costo nivelado de electricidad	$LCoE$	1.635	\$
Beneficio anual	B_a	-452,856	\$/año
Valor Actual Neto	VAN	—	\$
Anualidad Equivalente Total	AE_T	—	\$/año
Periodo de Retorno Simple	PRS	—	años
Tasa Interna de Retorno	TIR	—	%

termodinámicas importantes del ciclo.

4.5.2. Planta base (equipos donados)

Los parámetros termodinámicos quedan iguales al caso anterior, solamente cambian los parámetros económicos, ya que en este caso, se consideró que los costos de inversión, sean un 10 % del costo de inversión calculado para los equipos nuevos. La Tabla 4.14 muestra los nuevos parámetros con la consideración realizada.

Para este caso destaca una reducción significativa en los costos de inversión. Se puede observar que el proyecto es rentable, el LCoE se redujo significativamente en comparación con el caso anterior, siendo de solo \$0.066 e inferior al C_{ME} un precio de venta competitivo; lo que se traduce en un mayor beneficio anual, mayores ingresos anuales, y un tiempo de recuperación relativamente corto.

4.5.3. Planta híbrida geotérmica-solar (equipos nuevos)

En cuanto el acoplamiento del campo solar, se mencionó anteriormente el beneficio que tiene el acoplamiento del campo solar y su uso para incrementar la temperatura del fluido geotérmico. Sin embargo, no se dijo cuantitativamente en donde se vería reflejado el acoplamiento del campo solar; al implementar el modelo del campo solar al EES, se tomó en cuenta la consideración de instalar la totalidad del área de colectores parabólicos, con una

Tabla 4.13: Propiedades termofísicas y de exergía del ciclo de Simirao.

No.	P [kPa]	T [°C]	h [kJ/kg]	s [kJ/kg-K]	m [kg/s]	E [kW]	B [kW]	BD [kW]
1	800	130	546.8	1.634	20.83	9207	1340	303.9
2	800	100	419.6	1.306	20.83	6557	725	30.06
3	329.9	37.09	-322.1	-1.6	6.994	195.3	6.543	11.52
4	329.9	67.09	59.24	-0.4688	6.994	2862	317.1	0.2658
5	137.5	48.21	33.08	-0.4544	6.994	2679	104.1	
6	137.5	37	-322.5	-1.6	6.994	192.8	4.298	
7	2.488	21	88.02	0.3104	111.1	-1869	0.626	
8	3.567	27	113.1	0.3949	111.1	919.6	-7.326	
9					0	183	183	
10					0	2487	96.26	
11					0	2.512	2.512	

Tabla 4.14: Parámetros de la planta base (donada).

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Potencia neta	\dot{W}_{net}	132	kW
Eficiencia del ciclo	η_{ciclo}	6.766	%
Energía anual	$\dot{E}_{año}$	1,040	MWh/año
Reducción de GHG	R_{GHG}	-101.3	kg CO2
Costo de inversión	\dot{Z}_{inv}	13,910	\$
Costo de operación y mantenimiento	$\dot{Z}_{O\&M}$	67,635	\$/año
Costo de mercado de electricidad	C_{ME}	1.2	\$/kWh
Ingreso por ventas de electricidad	I_{VE}	1,249,000	\$/año
Costo nivelado de electricidad	$LCoE$	0.0657	\$
Beneficio anual	B_a	1,179,000	\$/año
Valor Actual Neto	VAN	10,720,000	\$
Anualidad Equivalente Total	AE_T	1,259,000	\$/año
Periodo de Retorno Simple	PRS	0.001297	años
Tasa Interna de Retorno	TIR	26.37	%

Tabla 4.15: Parámetros de planta híbrida geotérmica-solar (nueva).

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Potencia neta	\dot{W}_{net}	312.5	kW
Eficiencia del ciclo	η_{ciclo}	8.442	%
Energía anual	$\dot{E}_{año}$	2,464	MWh/año
Reducción de GHG	R_{GHG}	-239.8	kg CO ₂
Costo de inversión	\dot{Z}_{inv}	24,440,000	\$
Costo de operación y mantenimiento	$\dot{Z}_{O\&M}$	166,292	\$/año
Costo de mercado de electricidad	C_{ME}	1.2	\$/kWh
Ingreso por ventas de electricidad	I_{VE}	2,956,000	\$/año
Costo nivelado de electricidad	$LCoE$	1.233	\$
Beneficio anual	B_a	-80,901	\$/año
Valor Actual Neto	VAN	—	\$/año
Anualidad Equivalente Total	AE_T	—	\$/año
Periodo de Retorno Simple	PRS	—	años
Tasa Interna de Retorno	TIR	—	%

radiación solar constante durante 4.5 horas y se obtuvo la potencia neta de 312.5 kW. La Tabla 4.15 muestra los parámetros técnicos y económicos, donde se notó un enorme beneficio al incorporar el campo solar.

Se puede observar en cuestión económica, que el costo de inversión se incrementó casi al doble, en comparativa con el primer caso. Los I_{VE} , de casi 3 millones de pesos al año, no son suficientes para amortiguar los costos de inversión y de operación y mantenimiento. El LCoE, es mayor al mostrado en el caso anterior pero tiene un precio competitivo al costo de mercado. Las propiedades termodinámicas se muestran en la Tabla 4.16.

4.5.4. Planta híbrida geotérmica-solar (donada)

En esta sección se muestra el funcionamiento de la planta híbrida geotérmica-solar instalada en la localidad de **San Nicolás de Simirao**, con el ajuste del campo solar que anteriormente se mencionó, contando al final con un total de 110 colectores parabólicos instalados, cubriendo un área total de 363 m². El resto de las condiciones permanecen igual al caso anterior.

Se observó, de la Tabla 4.17, que el costo de inversión, en comparativa al caso 2, aumentó a **\$1, 239, 000 M.N.**, por la adquisición del campo solar, que aporta 199, 000 kWh/año. A pesar de la restricción monetaria que se tuvo a la hora de compra de los PTC, se obtuvo un incremento en la potencia neta y eficiencia del ciclo, siendo de **157.2 kW** y **7.209%**

Tabla 4.16: Propiedades termofísicas y de exergía del ciclo híbrido.

No.	P [kPa]	T [°C]	h [kJ/kg]	s [kJ/kg-K]	m [kg/s]	E [kW]	B [kW]	BD [kW]
1	800	150	632.5	1.842	20.83	10993	1837	501.5
2	800	100	419.6	1.306	20.83	6557	725	62.57
3	422.8	37.13	-321.9	-1.599	11.33	318.4	12.36	17.02
4	422.8	76.84	74.4	-0.4503	11.33	4809	623	0.6389
5	137.5	52.2	40.41	-0.4317	11.33	4424	175.2	1280
6	137.5	37	-322.5	-1.6	11.33	312.3	6.963	
7	2.488	21	88.02	0.3104	111.1	-1869	0.626	
8	3.567	27	113.1	0.3949	111.1	919.6	-7.326	
9	800	130	546.8	1.634	20.83	9207	1340	
10					0	385.2	385.2	
11					0	4112	159.2	
12					0	6.034	6.034	
13					0	1777	1777	

Tabla 4.17: Parámetros de planta híbrida geotérmica-solar (nueva).

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidad
Potencia neta	\dot{W}_{net}	157.2	kW
Eficiencia del ciclo	η_{ciclo}	7.209	%
Energía anual	$\dot{E}_{año}$	1,239	MWh/año
Reducción de GHG	R_{GHG}	-120.7	kg CO ₂
Costo de inversión	\dot{Z}_{inv}	1,239,000	\$
Costo de operación y mantenimiento	$\dot{Z}_{O\&M}$	83,663	\$/año
Costo de mercado de electricidad	C_{ME}	1.2	\$/kWh
Ingreso por ventas de electricidad	I_{VE}	1,487,000	\$/año
Costo nivelado de electricidad	$LCoE$	0.1849	\$
Beneficio anual	B_a	1,258,000	\$/año
Valor Actual Neto	VAN	1,143,000	\$/año
Anualidad Equivalente Total	AE_T	1,343,000	\$/año
Periodo de Retorno Simple	PRS	0.1083	años
Tasa Interna de Retorno	TIR	2.482	%

Tabla 4.18: Propiedades termofísicas y de exergía del ciclo híbrido de Simirao.

No.	P [kPa]	T [°C]	h [kJ/kg]	s [kJ/kg-K]	m [kg/s]	E [kW]	B [kW]	BD [kW]
1	800	132.5	557.2	1.66	20.83	9425	1397	320.6
2	800	100	419.6	1.306	20.83	6557	725	34.6
3	351.8	37.1	-322.1	-1.599	7.499	209.7	7.29	12.26
4	351.8	69.55	63.07	-0.4642	7.499	3098	358.5	0.3174
5	137.5	49.2	34.9	-0.4487	7.499	2887	112.7	160.5
6	137.5	37	-322.5	-1.6	7.499	206.7	4.608	
7	2.488	21	88.02	0.3104	111.1	-1869	0.626	
8	3.567	27	113.1	0.3949	111.1	919.6	-7.326	
9	800	130	546.8	1.634	20.83	9207	1340	
10					0	211.2	211.2	
11					0	2680	103.7	
12					0	2.999	2.999	
13					0	217.8	217.8	

respectivamente; además, los parámetros económicos importantes, muestran una reducción en el periodo de recuperación, siendo menor a un año, y un incremento en los I_{VE} . Las propiedades termofísicas del ciclo híbrido geotérmico solar de Simirao, se muestran en la Tabla 4.18.

Se tenía una limitante para el dinero destinado para la adquisición del campo solar, sin embargo destinar más capital para la ampliación del campo solar, puede aumentar la capacidad de producción, incrementando el LCoE, pero tiene la limitante de la capacidad de producción de la planta a solo 300 kWe. El LCoE no es afectado, puesto que sigue por debajo del costo de mercado, con lo que se puede decir que es rentable el proyecto. Esto se muestra de manera gráfica en La Figura 4.11, donde se hizo una variación del área del campo solar en m^2 .

4.6. Evaluación de otros fluidos de trabajo

El desempeño de la planta depende primordialmente del fluido de trabajo con la que opere; en el capítulo dos se muestra una Tabla con diferentes fluidos orgánicos, sin embargo como una propuesta alternativa al caso llevado en el “**Sistema Híbrido Geotérmico Solar**”, usar otro fluido orgánico puede incrementar algunos parámetros de la planta. La Tabla 4.19 muestra la comparativa al usar fluidos como n-pentano, n-butano y R123.

Se observó, que usando n-pentano, se tiene un mejor desempeño que el resto de los de-

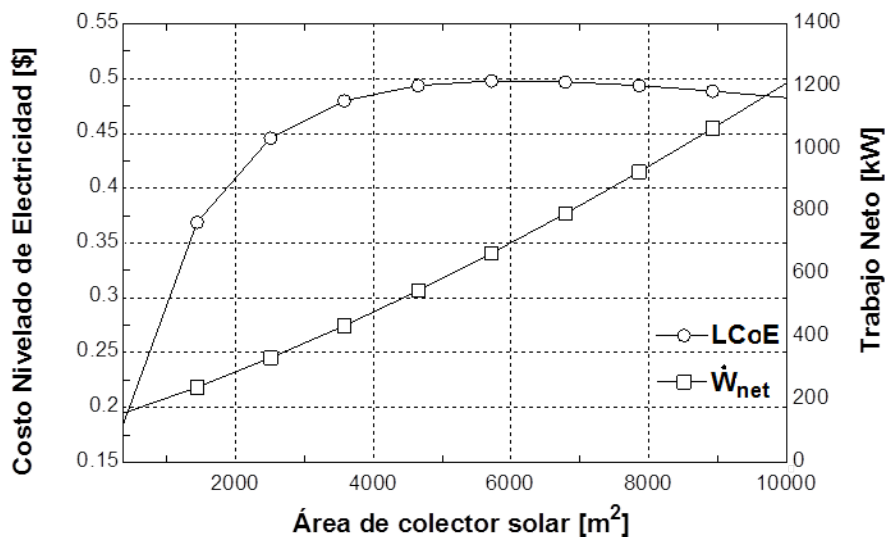


Figura 4.11: LCoE y trabajo neto en función del área del área de colector.

Tabla 4.19: Comparativa del desempeño usando distintos fluidos de trabajo.

Fluido orgánico	Isopentano	Isobutano	n-pentano	n-butano	R123	Unidades
Potencia neta	312	298.8	313.7	305.2	312.8	kW
Eficiencia del ciclo	8.457	8.146	8.468	8.287	8.45	%
Superficie condensador	101.5	116.6	101.1	114.1	116	m ²
Superficie evaporador	41.34	41.29	41.39	41.21	41.02	m ²
Flujo másico de fluido de trabajo	11.33	12.38	10.69	11.2	23.68	kg/s
Pinch Point	35.43	38.11	34.77	36.77	35.33	°C

más fluidos orgánicos, seguido del R123. Las superficies del condensador y del evaporador necesarias para la transferencia de calor, no son mayores a las calculadas para el isopentano, además para el n-pentano, requiere menor flujo másico del fluido de trabajo, que se traduce en un menor trabajo de bomba y por lo tanto hace más eficiente el ciclo. Tanto el isobutano y el n-butano, presentan características inferiores al isopentano, por lo tanto no se sugiere el uso de estos fluidos orgánicos.

En la sección 3.8.1, se vieron los criterios para la selección de fluido de trabajo propuestos por varios investigadores, coincidiendo en (i) la factibilidad del ciclo, (ii) consideraciones ambientales y (iii) desempeño del ciclo; justificando con estos criterios el uso del isopentano como fluido de trabajo para el ciclo binario analizado en este trabajo.

Capítulo 5

Conclusiones y perspectivas

5.1. Resumen de Resultados y Aportaciones

A lo largo de este trabajo, se ha planteado que existe una problemática para generar energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, las energías alternativas han dado una solución a ese problema disminuyendo las emisiones de CO_2 a la atmósfera. La energía geotérmica presenta una gran alternativa, pero tiene una limitante, ya que solo se puede aprovechar su recurso en ciertas zonas, y en la mayor parte del país, solo se cuenta con recurso de media y baja entalpía, que no puede ser aprovechado para la generación de electricidad. Una propuesta para atacar esta problemática es incrementar la temperatura del recurso geotérmico de los yacimientos de baja o media entalpía mediante la integración de la energía solar. Se desarrolló una metodología para la integración de la energía solar a un sistema geotermoeléctrico de media entalpía. Se evaluaron dos opciones para acoplar el campo solar, resultando así la configuración para utilizar la energía solar de manera directa. Finalmente para los esquemas del ciclo binario (Figura 5.1) y el ciclo híbrido geotérmico solar (Figura 5.2) se plantearon dos alternativas diferentes de operación, en las cuales se realizó una evaluación técnica y económica. Se observó que se tiene un beneficio directo al acoplar la energía solar al esquema geotérmico. Los resultados más relevantes de cada alternativa planteada se resumen en la Tabla 5.1.

La adquisición de equipos nuevos presenta más pérdidas anuales por los gastos de operación y mantenimiento, además del préstamo que se obtenga para la adquisición del equipo, los ingresos por venta de electricidad no son suficientes para compensar los costos de inversión. Sin embargo al integrar el esquema híbrido a la planta, contando con el total de área calculada de colectores solares, se tiene un mejor desempeño de la planta aumentando su

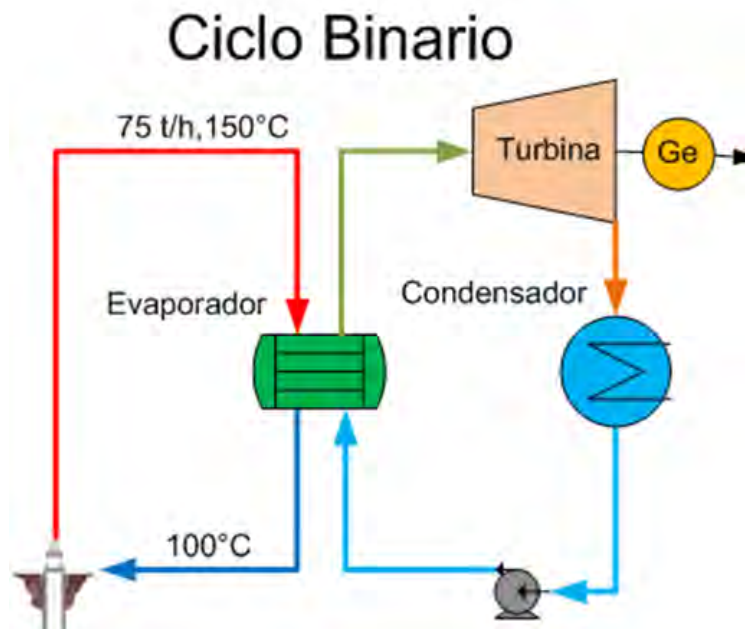


Figura 5.1: Planta geotérmica de ciclo binario.

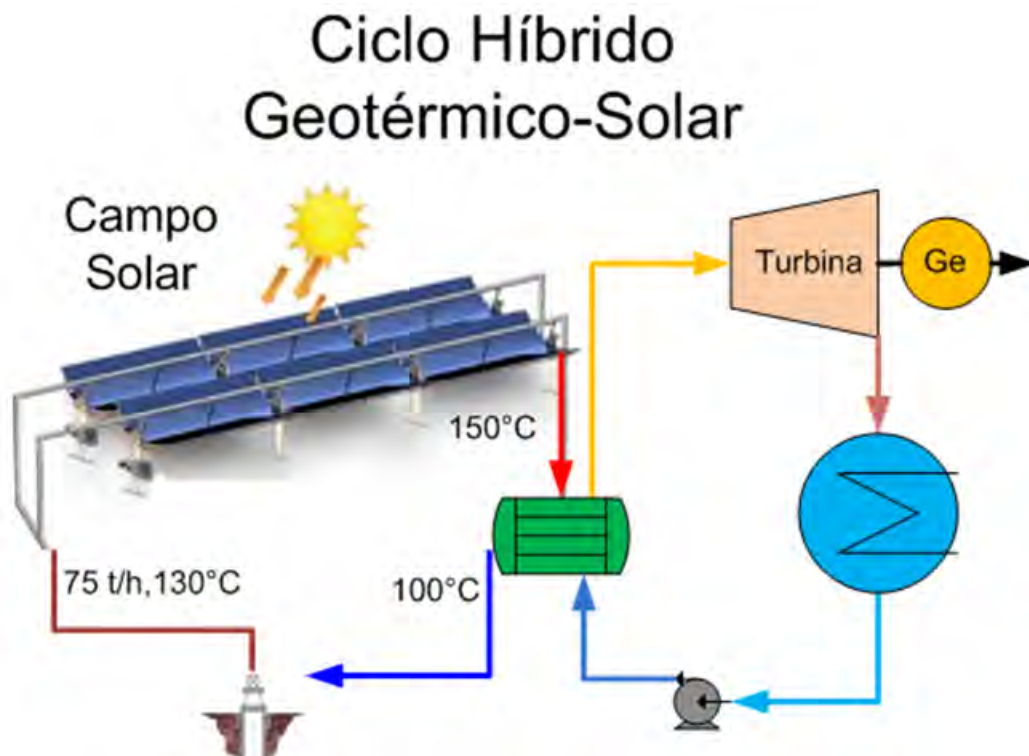


Figura 5.2: Planta híbrida geotérmica solar.

Tabla 5.1: Comparativa energética, económica y evaluación de planta.

Parámetro	Planta Base	Planta híbrida	Planta Base	Planta híbrida
Energía (kWh/año)	1,040,000	2,464,000	1,040,000	1,239,000
Egeo	1,040,000	1,040,000	1,040,000	1,040,000
Esol	0	1,424,000	0	199,000
Potencia neta (kW)	132	312.5	132	157.2
Eficiencia del ciclo (%)	6.766	8.442	6.766	7.209
Ingresos Anuales (\$)	\$1,249,000	\$2,956,000	\$1,249,000	\$1,487,000
Inversión inicial (\$)	\$13,910,000	\$24,440,000	\$13,910	\$1,239,000
Costo O&M (\$/año)	\$67,635	\$166,292	\$67,635	\$83,663
Δ_{GHG} (kg/h_op)	-101.3	-239.8	-101.3	-120.7
Tasa de interés (%)	10	10	10	10
Beneficio anual	-\$452,856	-\$80,901	\$1,179,000	\$1,258,000
PRS (años)	No aplica	No aplica	1.30E-03	0.1083
VAN (\$)	No aplica	No aplica	\$10,720,000	\$11,430,000
TIR (%)	No aplica	No aplica	26.37	2.482
LCoE (\$)	\$1.64	\$1.23	\$0.07	\$0.19
	EQUIPOS NUEVOS		EQUIPOS DONADOS	

eficiencia, la energía producida al año, reduciendo los costos anuales en más de 80 %, con lo cual se recomienda ampliamente cambiar al esquema híbrido ya que se tiene un beneficio económico directo.

El análisis realizado para los equipos donados, corresponde a los parámetros reales de funcionamiento de la planta de ciclo binario instalada en Simirao Michoacán; se puede observar de la Tabla 5.1, que en parámetros termodinámicos se mejora la potencia en casi 19 % y la eficiencia de la planta en poco más del 6 %. En ambos casos planteados, para equipos donados, se tienen ingresos anuales superiores al millón de pesos, que se traducen en un beneficio debido al costo de instalación tan bajo y, de manera similar con lo anterior, el cambio a un esquema híbrido se traduce en beneficios económicos casi de manera directa.

5.2. Conclusiones

Dentro de las energías renovables, la geotermia representa una excelente alternativa para generación de electricidad de bajo impacto ambiental y cero emisiones de CO₂. México ocupa el cuarto lugar en capacidad instalada a nivel mundial con 983 MW, teniendo en la mayor parte del territorio recursos de media y baja entalpía, que no son explotados para la generación de electricidad y representa solo un 1.56 % de la capacidad instalada de generación eléctrica

en México. La geotermia es un campo de estudio multidisciplinario muy amplio, con áreas de interés para geólogos, químicos, fisicomatemáticos e ingenieros mecánicos, con proyectos novedosos a futuro y de gran interés particular, lo que permite profundizar y ampliar el conocimiento en esta línea de investigación.

Se estima que el potencial solar representa alrededor de 50 veces el total de energía eléctrica generado en el país. Al contar con un potencial bruto de 5 kWh por cada metro cuadrado al día (estimado) hace viable la utilización de colectores solares parabólicos, se observó que al incrementar la temperatura del fluido geotérmico, es posible utilizar recurso de media y baja entalpía para generar electricidad y además utilizarlo para otros procesos o aplicaciones.

El modelado termodinámico de la planta permite saber entre qué parámetros se puede operar la planta híbrida, este conocimiento nos da pauta para tomar decisiones en caso de implementar una mejora al ciclo, además de obtener datos de los equipos que no vienen especificados en su placa de datos. Por otra parte, el análisis del "Pinch Point" permite saber la temperatura óptima para que haya transferencia de calor de la corriente caliente a la fría y el flujo óptimo de isopentano para llevar a cabo dicha transferencia, además de obtener el calor necesario para activar el evaporador. Al mantener el área de transferencia de calor fija en el evaporador, el desempeño de la planta depende de las condiciones a la salida del pozo geotérmico, por lo que el fluido geotérmico es el que aporta el calor necesario para elevar la temperatura del isopentano.

Se observó que la planta tiene un comportamiento no lineal, ya que a mayor temperatura del recurso geotérmico no se obtiene la mayor potencia y/o eficiencia en el ciclo binario, dejando ver que hay un punto óptimo de operación donde se puede tener la máxima potencia y eficiencia del ciclo. Los parámetros del fluido geotérmico que provocan cambios en el comportamiento de la planta son el flujo másico y la temperatura del recurso geotérmico, ya que si se aumenta el flujo de agua geotérmica en el evaporador, se puede obtener una mayor producción de potencia en la planta aun cuando se disponga de una menor temperatura del fluido geotérmico.

Se evaluaron dos tipos de configuración del ciclo, para uso directo o indirecto de la energía solar. Como una primera propuesta para el cálculo del campo solar se realizó una recopilación de datos como la irradiación solar y las horas de insolación diarias, con las cuales se modeló en EES el comportamiento de la planta híbrida, para obtener el costo de adquisición del campo solar además del espacio adquirido. Se justificó la elección del acomodo del ciclo para que sea de uso directo la energía solar por ser económicamente más rentable.

Por otro lado, el dimensionamiento del campo solar depende del modelado termodinámico

de la planta de ciclo binario, se desarrolló un modelo en EES, donde se obtuvo como resultado una área de colectores solares más pequeña comparada con el primer modelo. Finalmente, con este modelo se obtuvieron los datos termo-económicos de operación real, donde muestra una mejora tanto en la potencia como la eficiencia del ciclo. Sin embargo puede que presente un problema a la hora de la puesta en marcha de la planta; esto se debe a que el fluido geotérmico entrará directamente a los colectores solares y no se evaluó un factor de ensuciamiento de tuberías.

Las alternativas de evaluación Técnico-Económica, demuestran que la tecnología usada en las plantas de ciclo binario no son rentables, actualmente se opta por ciclos de flasheo (simple o doble). También muestra que la implementación de un esquema híbrido mejora económicamente los ingresos por venta de electricidad, mejora la potencia y la eficiencia del ciclo, donde la limitante de mayor peso en este tipo de proyectos, es la inversión inicial de capital.

Al final de este estudio, se cuentan con modelos termodinámicos en EES para la planta de ciclo binario, para el campo solar y el acoplamiento del sistema híbrido geotérmico-solar; los cuales quedan como antecedente y punto de partida para futuros proyectos y mejora.

5.3. Perspectivas y Trabajo Futuro

La sociedad cada vez demanda una mejor calidad de vida, que se traduce directamente en un mayor consumo y demanda de energía. Debido a ello es necesario buscar diferentes alternativas para cubrir esos requerimientos.

En este trabajo se estudió la posibilidad de integrar un campo solar a una planta geotérmica de ciclo binario con el fin de valorar su beneficio energético y estimar el requerimiento en superficie de colectores solares y el costo que representan. El análisis indica que es posible utilizar los recursos geotérmicos catalogados como de media entalpia, para la generación de electricidad y que se puede maximizar el potencial de generación incorporando una fuente de energía solar.

Se pudo constatar que Michoacán presenta un potencial de aprovechamiento solar, pero que con los costos actuales de las tecnologías la inversión requerida representa una barrera. Sin embargo, dados los beneficios de utilizar una fuente geotérmica y una fuente solar, el costo podría pasar a un segundo plano, buscando diferentes esquemas de apoyo económicos por parte de programas gubernamentales.

Todavía queda trabajo para realizar en este proyecto, integrar el resto del campo solar

al ciclo, evaluar el ciclo utilizando otro tipo de colectores solares o de concentración solar, una optimización tanto al ciclo binario como al esquema híbrido, para encontrar la mayor potencia neta y eficiencia a un costo bajo.

Ya sea en conjunto o por separado, tanto la energía geotérmica y la solar, tienen un amplio campo de conocimiento donde queda mucho por investigar.

Bibliografía

- [1] G. Llopis Trillo and V. Rodrigo Angulo, *Guía de la Energía Geotérmica*. Madrid: La Suma de Todos, 2010, p. 178.
- [2] I. Mir Fernandez, “Solar Geothermal Hybrid Power Plant Analysis,” Pontificia Universidad Católica de Chile, 2010.
- [3] SENER, “Estrategia Nacional de Energía 2010-2024,” 2010. [Online]. Available: <http://www.sener.gob.mx/res/1646/EstrategiaNacionaldeEnergiaRatificadaporelHCongresodelaUnion.pdf>.
- [4] SENER, “Estrategia Nacional de Energía 2012-2026,” 2012. [Online]. Available: http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/ENE_2012_2026.pdf.
- [5] SENER, “Estrategia Nacional de Energía 2013-2027,” 2013. [Online]. Available: http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/ENE_2013-2027.pdf.
- [6] FENERCOM, *Guía de la Energía Solar*. Madrid: La Suma de Todos, 2006, p. 66.
- [7] L. Gutiérrez Negrín, “Asociación Geotérmica Mexicana,” 2013. [Online]. Available: <http://www.geotermia.org.mx/geotermia/>.
- [8] SENER, “Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables,” 2010. [Online]. Available: <http://www.sener.gob.mx/res/0/ProgramaEnergiasRenovables.pdf>.
- [9] (OpenEI), “Potencial Solar 2008.” [Online]. Available: <http://en.openei.org/wiki/Mexico>.
- [10] S.A. de C.V. Power Electrical Sale Corporation and (PESCO), “Radiación Solar.” [Online]. Available: <http://www.pesco.com.mx/pesco/eficiencia/index.php/servicios/sistemas-fotovoltaicos/radiacion-solar>.

-
- [11] G. Hiriart, L. Gutiérrez, J. L. Quijano, A. Ornelas, S. Espíndola, and I. Hernández, “Evaluación de la Energía Geotérmica en México,” 2011.
- [12] Prados Camelinas, “Medición de la presión, temperatura y calibración de pozo GSE-S01, localizado en la población de Simirao, Zinapecuaro, Mich.,” 2011.
- [13] Á. Lentz and R. Almanza, “Parabolic troughs to increase the geothermal wells flow enthalpy,” *Sol. Energy*, vol. 80, no. 10, pp. 1290–1295, Oct. 2006.
- [14] S. Handal and Y. Alvarenga, “Thermosolar Troughs Testing in the Ahuachapán Geothermal Field,” *Internl Geotherm. Congr.*, p. 17, 2007.
- [15] I. Mir, R. Escobar, J. Vergara, and J. Bertrand, “Performance Analysis of a Hybrid Solar-Geothermal Power Plant in Northern Chile,” *Geotherm. Appl.*, pp. 1281–1288, 2011.
- [16] A. Fernández-García, E. Zarza, L. Valenzuela, and M. Pérez, “Parabolic-trough solar collectors and their applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 7, pp. 1695–1721, Sep. 2010.
- [17] A. Baghernejad and M. Yaghoubi, “Exergoeconomic analysis and optimization of an Integrated Solar Combined Cycle System (ISCCS) using genetic algorithm,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 52, no. 5, pp. 2193–2203, May 2011.
- [18] M. Astolfi, L. Xodo, M. C. Romano, and E. Macchi, “Technical and economical analysis of a solar–geothermal hybrid plant based on an Organic Rankine Cycle,” *Geothermics*, vol. 40, no. 1, pp. 58–68, Mar. 2011.
- [19] D. Tempesti, G. Manfrida, and D. Fiaschi, “Thermodynamic analysis of two micro CHP systems operating with geothermal and solar energy,” *Appl. Energy*, vol. 97, pp. 609–617, Sep. 2012.
- [20] S. Rosiek and F. J. Batlles, “Shallow geothermal energy applied to a solar-assisted air-conditioning system in southern Spain: Two-year experience,” *Appl. Energy*, vol. 100, pp. 267–276, Dec. 2012.
- [21] M. S. Jamel, a. Abd Rahman, and a. H. Shamsuddin, “Advances in the integration of solar thermal energy with conventional and non-conventional power plants,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 20, pp. 71–81, Apr. 2013.

-
- [22] C. Zhou, E. Doroodchi, and B. Moghtaderi, “An in-depth assessment of hybrid solar – geothermal power generation,” *ENERGY Convers. Manag.*, vol. 74, pp. 88–101, 2013.
- [23] M. Dickson and M. Fanelli, “What is geothermal energy?,” Pisa, Italia.
- [24] R. DiPippo, *Geothermal Power Plants*. Butterworth-Heinemann, 2007, p. 490.
- [25] A. de J. Benítez Fundora, “Comportamiento Termodinámico de un ORC operando con varias sustancias para el aprovechamiento de Fuentes Térmicas de Bajo Potencial.,” vol. 13, no. 3, p. 11, 2010.
- [26] R. DiPippo, “Second Law assessment of binary plants generating power from low-temperature geothermal fluids,” *Geothermics*, vol. 33, no. 5, pp. 565–586, Oct. 2004.
- [27] R. Vasquez Padilla, G. Demirkaya, D. Y. Goswami, E. Stefanakos, and M. M. Rahman, “Analysis of power and cooling cogeneration using ammonia-water mixture,” *Energy*, vol. 35, no. 12, pp. 4649–4657, Dec. 2010.
- [28] X. Zhang, M. He, and Y. Zhang, “A review of research on the Kalina cycle,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 7, pp. 5309–5318, Sep. 2012.
- [29] Á. Lentz and R. Almanza, “Solar–geothermal hybrid system,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 26, no. 14–15, pp. 1537–1544, Oct. 2006.
- [30] C. Rubio-Maya, J. J. Pacheco-Ibarra, H. C. Gutiérrez Sanchez, C. Mendoza-Covarrubias, J. Martínez Patiño, and M. Picón Nuñez, “Aproximaciones de la diferencia media logarítmica de temperatura (DMLT) en problemas de optimización matemática, aplicación al problema CGAM. 1,” *Memorias del XV Congr. Int. Anu. la SOMIM*, pp. 1024–1030, 2009.
- [31] G. Nellis and S. Klein, *Heat Transfer*. Cambridge: Cambridge University Press, 2009, pp. 867–875, 1107.
- [32] M. Ryms, T. Pys, and E. Klugmann-radziemska, “Adapting the pinch point analysis to improve the ORC design process,” *Int. J. Energy Res.*, p. 12, 2013.
- [33] K. K. Srinivasan, P. J. Mago, and S. R. Krishnan, “Analysis of exhaust waste heat recovery from a dual fuel low temperature combustion engine using an Organic Rankine Cycle,” *Energy*, vol. 35, no. 6, pp. 2387–2399, Jun. 2010.

- [34] G. Nellis and S. Klein, *Heat Transfer*. Cambridge: Cambridge University Press, 2009, pp. 867–875, 1107.
- [35] G. Hiriart, “Evaluación de la Energía Geotérmica en México Particularidades de las tecnologías para generación con energías renovables.”
- [36] R. Almanza, R. Cajigal, and J. Barrientos, “Apéndice A: Insolación global en México,” 1997. [Online]. Available: http://solar.nmsu.edu/wp_guide/Apen_A.htm.
- [37] J. A. León Chávez, “Observatorio Meteorológico de Morelia Michoacán”.
- [38] R. Sánchez Velasco, M. Lopez Díaz, H. Mendoza, and R. Tello Hinojosa, “Magic at Maguarichic,” *International Geothermal Development*, no. April 2001, pp. 67–70, 2003.
- [39] H. Nazif, E. Conservation, and M. Resources, “FEASIBILITY OF DEVELOPING BINARY POWER PLANTS IN THE EXISTING GEOTHERMAL PRODUCTION AREAS,” no. 29, 2011.
- [40] A. V. Arasu and T. Sornakumar, “Performance Characteristics of Parabolic Trough Solar Collector System for,” vol. 7, no. 2, pp. 137–146, 2006.
- [41] A. L. Soto, “Diseño óptimo de una planta de cogeneración de mediana escala utilizando la técnica MINLP,” *Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo*, 2012.
- [42] V. Stefa, “Investment cost for geothermal power plants,” *Geothermics*, vol. 31, no. 2, pp. 263–272, 2002.
- [43] P. K. Ngugi, “WHAT DOES GEOTHERMAL COST ? – THE KENYA EXPERIENCE,” *Short Course Geotherm. Dev. Geotherm. Wells*, pp. 1–13, 2012.
- [44] R. DiPippo, “Geothermal double-flash plant with interstage reheating: An updated and expanded thermal and exergetic analysis and optimization,” *Geothermics*, vol. 48, pp. 121–131, Oct. 2013.
- [45] S. Aghahosseini and I. Dincer, “Comparative performance analysis of low-temperature Organic Rankine Cycle (ORC) using pure and zeotropic working fluids,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 54, no. 1, pp. 35–42, May 2013.
- [46] C. Kalra, G. Becquin, J. Jackson, A. L. Laursen, H. Chen, K. Myers, H. Klockow, and J. Zia, “HIGH-POTENTIAL WORKING FLUIDS AND CYCLE CONCEPTS FOR

NEXT- GENERATION BINARY ORGANIC RANKINE CYCLE FOR ENHANCED GEOTHERMAL SYSTEMS,” 2012.

- [47] G. Qiu, “Selection of working fluids for micro-CHP systems with ORC,” *Renew. Energy*, vol. 48, pp. 565–570, Dec. 2012.
- [48] H. Gao, C. Liu, C. He, X. Xu, S. Wu, and Y. Li, “Performance Analysis and Working Fluid Selection of a Supercritical Organic Rankine Cycle for Low Grade Waste Heat Recovery,” *Energies*, vol. 5, no. 12, pp. 3233–3247, Aug. 2012.
- [49] F. Heberle and D. Brüggemann, “Exergy based fluid selection for a geothermal Organic Rankine Cycle for combined heat and power generation,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 30, no. 11–12, pp. 1326–1332, Aug. 2010.
- [50] B. Saleh, G. Koglbauer, M. Wendland, and J. Fischer, “Working fluids for low-temperature organic Rankine cycles,” *Energy*, vol. 32, no. 7, pp. 1210–1221, Jul. 2007.

Apéndice A

Gráficas de radiación solar en Morelia

A continuación se muestran los datos de irradiación solar proporcionados por el “Observatorio Meteorológico de Morelia Michoacán”:

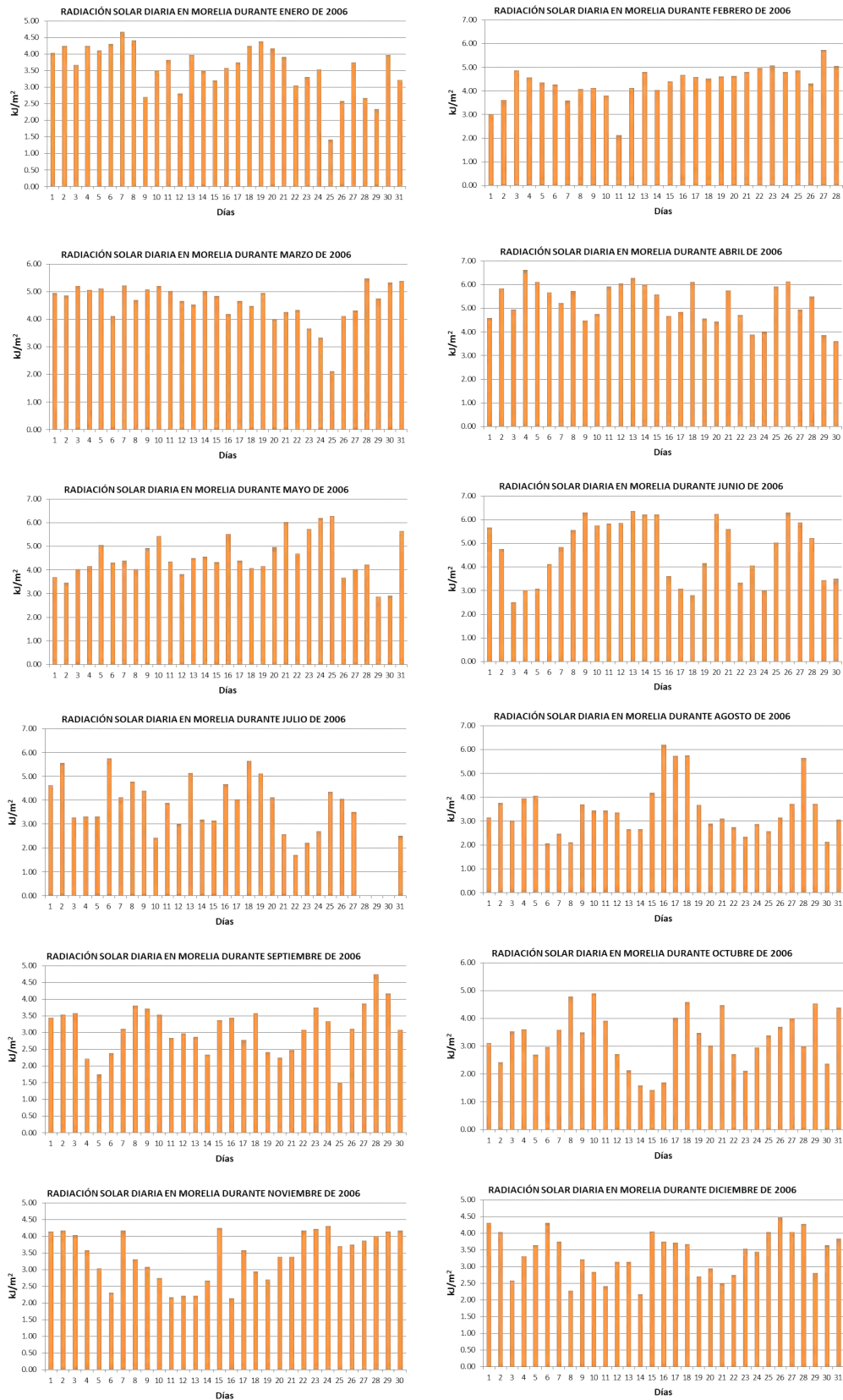


Figura A.1: Radiación solar en Morelia durante el 2006.



Figura A.2: Radiación solar en Morelia durante el 2007.



Figura A.3: Radiación solar en Morelia durante el 2008.



Figura A.4: Radiación solar en Morelia durante el 2009.



Figura A.5: Radiación solar en Morelia durante el 2010.

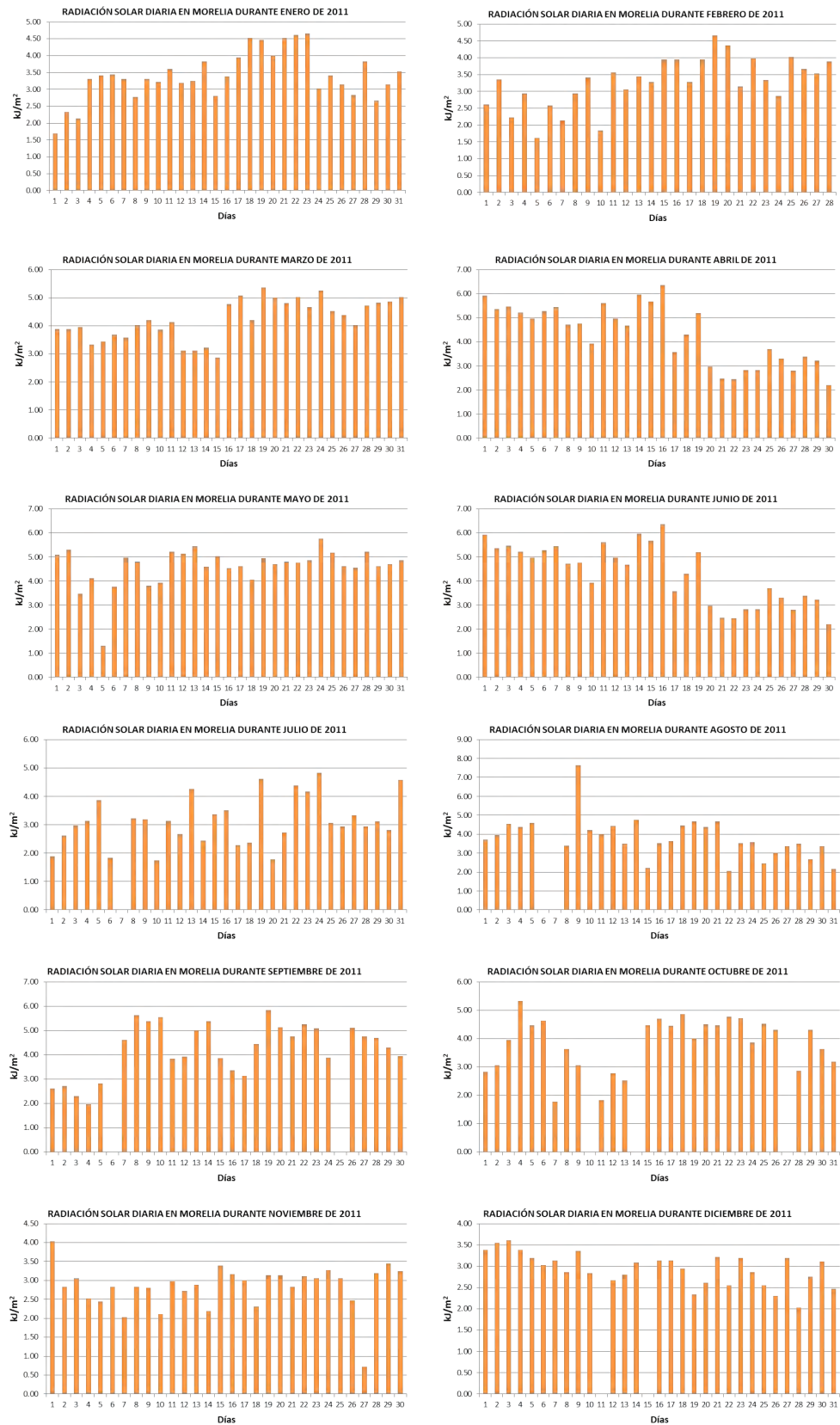


Figura A.6: Radiación solar en Morelia durante el 2011.



Figura A.7: Radiación solar en Morelia durante el 2012.

Apéndice B

Proveedores de concentradores solares

Abengoa Solar

Abengoa Solar es una empresa global con presencia local en los mercados en los que opera. En concreto, la estrategia geográfica de Abengoa Solar se basa en la promoción y venta de energía a escala local con presencia de equipos especializados en diferentes ubicaciones, fabricación de componentes a escala regional y desarrollo de nuevas tecnologías a nivel global. Abengoa Solar posee gran experiencia en el diseño, construcción y operación de plantas híbridas, experiencia adquirida tras su participación en las primeras centrales híbridas solares existentes en el mundo: la central híbrida de ciclo combinado-solar (ISCC) de 150 MW en Hassi-R´mel, Argelia, la central híbrida de ciclo combinado-solar (ISCC) de 470 MW en Ain-Ben Mathar, Marruecos y la central demostración híbrida carbón-solar de Cameo, Colorado.

Acciona

La energía solar termoeléctrica -también llamada termosolar- constituye una de las líneas prioritarias de negocio de ACCIONA Energía y una de las tecnologías renovables que presentan un mayor potencial de crecimiento. ACCIONA ha sido la primera compañía española en contar con una planta termosolar operativa en la tecnología de cilindros parabólicos: Nevada Solar One, situada en el desierto de Nevada (EE.UU.).

Aora Solar

AORA's Tulip™ System es pionera en tecnología de generación eléctrica distribuida, ofreciendo la solución más fiable, eficiente en costes y beneficiosa para el medio ambiente del mercado. Habiendo desarrollado el único sistema en el mundo con funcionamiento solar-híbrido, capaz de producir energía 24 horas, 7 días a la semana, AORA ya tiene varias instalaciones Tulip operativas y más proyectos en marcha.

AREVA Solar

Un portafolio de soluciones para satisfacer las necesidades de diversificación de la energía. La oferta de energía renovable de AREVA satisface las necesidades de los productores de electricidad para el desarrollo de su combinación energética, con soluciones sostenibles y competitivas. El grupo cuenta con una cartera de cuatro energías: la energía eólica, la bioenergía, la energía solar y la energía del hidrógeno. AREVA ofrece soluciones llave en mano para satisfacer tanto a corto y largo plazo para los requisitos de los clientes, al mismo tiempo satisfacer la demanda de energía en períodos de consumo estándar y pico. Estas soluciones incluyen: El diseño, producción, construcción y puesta en marcha de las instalaciones. Apoyo a proyectos de desarrollo, apoyo a los clientes con sus inversiones, a través de las asociaciones autorizadas. Se basan en productos de alta tecnología, diseñados para alcanzar los objetivos para una mayor confiabilidad y eficiencia.

BrightSource Energy

BrightSource estima que el mercado en todo el mundo para la generación de energía solar térmica podrá exceder los \$200 millones de dólares en 2020, como resultado de la atención permanente a la energía limpia en todo el mundo. Sin embargo, la fiabilidad y el coste son y seguirán siendo las principales prioridades de los servicios públicos. Nuestra tecnología responde dinámicamente a ambos. Las fuentes de energía renovables eólica y solar fotovoltaica (PV) son impredecibles y no siempre en consonancia con la demanda pico de energía. Tales recursos intermitentes pueden imponer el aumento de los costos operativos en la red con el fin de mantener su fiabilidad. Debido a su naturaleza variable, la generación de respaldo es necesaria para mantener esta fiabilidad. La combinación de almacenamiento de energía con la concentración de la energía solar térmica transforma la energía solar en un recurso flexible.

Desplegado en la escala de servicios públicos, que permite a los generadores de energía para ofrecer energía limpia, confiable y costo competitivo.

Grupo Cobra

Fundada en 1944, COBRA desarrolla su actividad en el sector servicios y mantenimiento de apoyo a la industria e ingeniería aplicada para el desarrollo de grandes proyectos, ocupa posiciones de liderazgo en:

- Redes de distribución de energía y agua
- Telecomunicaciones
- Ferrocarriles
- Sistemas Industriales
- Proyectos Energéticos

Prestando servicios especializados de ingeniería, construcción, operación, instalación y mantenimiento.

eSolar

La Empresa eSolar realiza diseños en desarrollo de energía solar por concentración (CSP) de 46 MW y escalan a cualquier tamaño. Muestra funcionamiento de sus plantas.

Infinia Corporation

Infinia Corporation es el líder en el desarrollo y fabricación de pistón libre aplicaciones de generador Stirling que convierte fuentes de costo y fácilmente disponibles bajo calor solar como el biogás y el gas natural, en energía eléctrica fiable. Infinia productor de la PowerDish™ el primer sistema basado en Stirling solar de generación de energía adecuado para la industria automotriz a escala de fabricación y el despliegue de la distribución a pequeña escala matrices para varios megavatios, a escala comercial plantas de energía solar.

Novatec Solar

Novatec Solar establece líneas de producción para elementos de campo de energía solar en la vecindad de cada proyecto empleando robots industriales para un proceso de producción altamente automatizada. Diseño de componente del campo solar se ha diseñado un valor para reducir el coste de vapor solar por debajo del precio actual de mercado de la energía térmica producida con petróleo y gas natural.

Sener Ingeniería y Sistemas

SENER dispone de amplia experiencia en el desarrollo de plantas de proceso y generación eléctrica, especialmente en, centrales de ciclo combinado, cogeneración, plantas termosolares, energía nuclear, plantas de regasificación de Gas Natural Licuado (LNG), biocombustibles, unidades de refino, química, petroquímica y plásticos, sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos.

SolarReserve

La tecnología de SolarReserve, normalmente se denomina energía solar concentrada (CSP), utiliza miles de espejos que reflejan y concentran la luz solar en un punto central para generar calor, que a su vez se utiliza para generar electricidad. Más de 10 mil espejos de rastreo llamado heliostatos residir en un campo de 1.500 hectáreas, donde se reflejan y concentran la luz solar en un intercambiador de calor grande llamada un receptor que se sienta encima de una torre de 550 metros de altura.

En el receptor, el fluido fluye a través de la tubería que forma las paredes exteriores; este líquido absorbe el calor de la luz solar concentrada. En la tecnología de SolarReserve, el fluido utilizado es sal fundida, que se calienta de 500 a más de 1.000 grados Fahrenheit. Sal fundida es un medio de captura de calor ideal, ya que mantiene su estado líquido incluso por encima de 1.000 grados Fahrenheit, lo que permite que el sistema funcione a baja presión para la captación de energía y almacenamiento. Después de pasar a través del receptor, la sal fundida fluye entonces hacia abajo la tubería dentro de la torre y en un tanque de almacenamiento térmico, donde se almacena la energía como a alta temperatura sal fundida hasta que se necesita electricidad.

Tecnología de SolarReserve aprovecha sal fundida como líquido, tanto la captación de la energía y el mecanismo de almacenamiento, lo que permite que se separe la colección de

energía a partir de la generación de electricidad. Cuando la electricidad es requerido por el programa de utilidad, día o de la noche, la sal fundida de alta temperatura fluye hacia el generador de vapor, ya que el agua se canaliza en el tanque de almacenamiento de agua, para generar vapor.

Una vez que la sal caliente se utiliza para generar vapor, la sal fundida enfriada es luego enviada de nuevo al tanque de almacenamiento de sales frío donde fluirá entonces de vuelta hasta el receptor para ser recalentado como el proceso continúa.

Después de que el vapor se usa para accionar la turbina de vapor, se condensa de nuevo en agua y se devuelve al tanque de retención de agua, donde fluirá de nuevo en el generador de vapor cuando sea necesario. Después de la sal fundida pasa a través del generador de vapor, fluye de nuevo al tanque frío y se vuelve a utilizar a lo largo de la vida del proyecto. La sal fundida caliente de alta calidad genera vapor sobrecalentado para mover una turbina de vapor estándar con la máxima eficiencia para generar información confiable, no intermitente de electricidad durante las horas de máxima demanda.

El proceso de generación de vapor es idéntico al proceso utilizado en gas convencional, carbón o nucleares, excepto que es 100 por ciento renovable sin emisiones nocivas o de residuos. Plantas SolarReserve proporcionar a la carta, electricidad confiable a partir de una fuente renovable-el sol, incluso de noche.

Torresol Energy

Torresol Energy comenzó a tomar forma en 2007, cuando SENER decidió promover sus propias plantas termosolares en todo el mundo e invertir en ellos en el largo plazo. Para hacer frente a este importante desafío que identificó MASDAR como el socio ideal. Ambas compañías comparten la misma visión sobre el desarrollo de la energía termosolar.

Así, en 2008 se incorporó Torresol Energy, el 60 % por la SENER Grupo de Ingeniería y el 40 % por MASDAR, la compañía de energías alternativas de Abu Dhabi. En 2008 se puso en marcha el trabajo en la construcción de la planta Gemasolar, en la provincia de Sevilla (España). En la primavera de 2009, se inició la construcción de otras dos plantas, Valle 1 y Valle 2, equipadas con tecnología de colectores cilindro-parabólicos (CCP) y situado en la provincia de Cádiz (España).

Para la cartera de proyectos actualmente en curso, que implican una inversión de casi mil millones de euros, Torresol ha cerrado a largo plazo "Project Finance" líneas de financiamiento, que le ha permitido hacer frente a estos proyectos gracias al apoyo continuo de

internacional y financieros españoles organizaciones.

Wizard Power Pty Limited

Fue fundada en 2005 para comercializar la investigación en tecnologías termosolares para concentrarse inicialmente emprendidos por la Universidad Nacional de Australia, donde la investigación en energía solar térmica conversión termoquímica concentradores y sistemas de almacenamiento y se inició en la década de 1970 (véase el Grupo ANU Solar Térmica sitio Web).

Desde 2005 Wizard Power ha mejorado, ampliado, reemplazar, complementar y completar estas tecnologías y ha desarrollado una metodología de proyectos de mejores prácticas de implementación y herramientas de configuración, la fábrica en el campo. En conjunto, estos permitan la instalación de plantas a escala comercial de energía solar que suministran una alimentación despachable térmica y eléctrica.

NEP Solar

NEP Solar se esfuerza por hacer una diferencia en el sector de emergentes de concentración de energía solar térmica. Desarrollamos y fabricamos colectores solares térmicos cilindro-parabólicos y asesorar sobre el diseño del sistema y las aplicaciones.

Samca Renovables

Posee una amplia gama de medios para la investigación, el desarrollo y la innovación y garantiza un constante apoyo a la misma, lo cual, junto a la continua reinversión de los fondos generados y la prioridad en la formación y política social, le permite estar situada en la vanguardia de los sectores en los que trabaja.

SkyFuel

SkyFuel, Inc. es una tecnología de energía solar térmica y el proveedor de servicios, fundada en el año 2007. SkyFuel colectores solares aprovechar la radiación solar para producir vapor para la generación de energía eléctrica y aplicaciones industriales. La compañía es

un proveedor líder de servicios públicos a escala concentración de energía solar (CSP). Sky-Fuel actualmente ofrece un avanzado, el vidrio libre de colectores cilindro-parabólicos solares de colectores térmicos, llamado el SkyTrough [®]. Es el mayor rendimiento, menor costo de servicios públicos a escala del sistema de energía solar en el mundo.

Industrial Solar GmbH

Se centra en el enorme mercado para los procesos de calor solar para diversas aplicaciones en la industria. Alrededor de dos terceras partes de la industria europea es el calor de proceso. Gran parte de ella en el intervalo de temperatura entre 100-200 °C. El colector solar Fresnel ofrece a la industria una tecnología para la producción de calor de proceso solar a nivel local. El colector Fresnel es un sistema linienfokussierendes, centrándose en los múltiples de un solo eje tiras de espejo primario de seguimiento de la luz solar sobre un tubo absorbedor de vacío. La energía térmica se recupera en el receptor que incluye perfectamente adecuado para su uso en los procesos de producción en las industrias de alimentos y textil, así como para la refrigeración solar y sistemas de aire acondicionado. La potencia térmica de 100 kW hasta varios MW, se cierra la brecha entre los pequeños paneles solares y plantas de energía solar térmica para una serie de mercados y aplicaciones en países soleados.

Sopogy

Sopogy está dirigido por un equipo de gestión de clase mundial con una amplia experiencia en tecnologías limpias, desarrollo de productos y ventas de tecnología. Esta trayectoria de exitosa ejecución y creación de valor guía a la empresa a través de su crecimiento y la escala.

SCHOTT Solar

Schott ofrece alto rendimiento receptores que son un componente clave en las plantas de energía solar térmica colectores cilindro-parabólicos. Una tecnología de futuro para la generación de energía centralizada que es muy eficiente ya hoy. En el Área de Negocio “Concentrated Solar Power”, “Energía solar Concentrada” de SCHOTT Solar, SCHOTT Solar S.L. en Aznalcóllar, Sevilla, es una de las sedes de producción de tubos receptores altamente eficientes, junto a la de Mitterteich, Alemania y a la de Albuquerque, en Nuevo México, EE.UU., Los tubos receptores son el componente clave en el campo solar de las centrales eléctricas termo-

solares con tecnología de colectores cilindro-parabólicos. La inauguración oficial de la fábrica se celebró el 27 de mayo de 2008. Actualmente tiene una capacidad de producción de 400MW de potencia, cuenta con 109 empleados y dispone de un Departamento propio de I+D en el que se llevan a cabo importantes proyectos de mejora e innovación.

DESMEX

Grupo DESMEX, se estableció en el año 1994 en la Ciudad de León, Guanajuato (capital de la industria del calzado en la Americas), por motivos de expansión el Grupo hoy en día cuenta con oficinas filiales en Monterrey, Puebla, ciudad de México, USA y Europa para ofrecer la máxima atención a sus clientes de manera rápida y eficiente, a través de nuestro compromiso con la alta calidad, y con la escucha de sus necesidades, orientándonos en resultados a largo plazo, invirtiendo en el factor humano y producto.

Somos una empresa consciente de los problemas ambientales y la afectación ecológica, por ello hemos puesto especial atención en el desarrollo de nuevas líneas de negocio desarrolladas para atender a los problemas generados como consecuencia de los cambios climáticos y ambientales mediante importantes aportaciones en el ramo de la tecnología de energías renovables.

En Grupo DESMEX contamos con alianzas estratégicas líderes en el mercado tales como: ALEO, ACMOS, H&S, DESMA, DUT entre otras, todas ellas con el fin de ofrecerle soluciones integrales.

Soltigua

Fundada en 2007, es la empresa Soltigua solar del italiano SME Laterizi Gambettola srl, una empresa de fabricación de ladrillo, con amplios conocimientos técnicos. Enfoque constante Soltigua en sus primeros años ha sido el diseño y desarrollo de colectores solares de concentración y sistemas. Los esfuerzos en el desarrollo de productos han dado lugar a la creación de una cartera de productos única, que incluye tanto los colectores cilindro-parabólicos y colectores lineales de Fresnel capaces de transportar hasta 250 ° C.

La atención a la integración del sistema se deriva del fondo industrial de la madre Soltigua compañía Laterizi Gambettola srl y por experiencia propia Soltigua en la creación y gestión de la empresa propio sistema de doble efecto refrigeración solar, que ha sido objeto de un seguimiento continuo desde el verano de 2009. El reconocimiento temprano de la calidad de

los desarrollos Soltigua ha sido el premio a la innovación por su ganado a través de PTM parabólica en Expocomfort del mundo feria líder aire acondicionado en 2010. Linear Fresnel Soltigua del colector FTM ha sido nominada una de las mejores tecnologías presentadas en Intersolar Munich 2011, la feria más grande del mundo solar.

Inventive Power

Es una empresa que desarrolla e investiga tecnologías en generación y uso eficiente de la energía, orientada a dar mayor competitividad al sector comercial e industrial.

Misión: “Brindar a nuestros clientes independencia energética mediante el desarrollo de tecnologías innovadoras y eficientes, ayudándoles a reducir sus costos de energía sin dañar al medio ambiente”.

Visión: “Ser una Empresa Mexicana de clase mundial, líder en Generación de Propiedad Intelectual de sistemas con base tecnológica para el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos”.

Inventive Power es una Start-Up fundada en 2010 al ver las necesidades y oportunidades en el mercado actual y la falta de desarrollo e innovación Tecnológica en México. Se inició como un Spin-Off universitario, el cual fue madurando y adquiriendo experiencia a través de concursos internacionales y la Incubadora de Empresas de base Tecnológica del Tecnológico de Monterrey campus Guadalajara y Monterrey.

“Nuestro equipo de trabajo cuenta con el conocimiento y experiencia en el desarrollo de sistemas para la generación y el ahorro de energía que engloban las ramas de la Ingeniería Mecatrónica, tales como diseño electrónico, mecánico, manufactura y desarrollo de software. Además se tiene el apoyo y vinculación de diferentes entidades y empresas para el desarrollo de nuestras tecnologías y proyectos.”

Inventive Power desarrolla tecnología para generación o ahorro de energía según las necesidades del mercado. Estas son ofrecidas a nuestros clientes mediante soluciones llave en mano, realizando proyectos que busquen siempre el mejor beneficio económico.

“Nuestra tecnología es ofrecida a los clientes mediante una red de representantes comerciales, los cuales contactan al cliente y detectan una oportunidad de negocio. Ellos obtienen información del cliente para elaborarles un proyecto mediante cuestionarios técnicos y visitas a sus instalaciones. Ya con la información, se procede por parte de Inventive Power a elaborar una propuesta técnica que satisfaga sus necesidades y se complementa con una propuesta económica para demostrar la viabilidad técnico-comercial.”

En conjunto con el representante, Inventive Power ofrece al cliente potencial propuestas de adquisición de la solución mediante instrumentos de financiamiento o arrendamiento, con el objetivo que se tenga un beneficio económico instalando los sistemas desde el primer mes. “Todas las instalaciones de nuestra tecnología son ejecutadas mediante un instalador especializado con la supervisión de Inventive Power y se da un seguimiento estrecho para garantizar su funcionamiento mediante servicios post-venta de mantenimientos programados y servicios de garantías.”

Power Trough 110

Concentrador Solar Parabólico Lineal para generación de calor de proceso, útil en aplicaciones industriales o comerciales donde se requieran grandes cantidades de agua caliente, generar vapor o deshidratar productos. El Power Trough 110 brinda flexibilidad y facilidad de instalación gracias a su diseño modular que permite el desarrollo de proyectos según la demanda energética de cada cliente.

Gracias a su alta eficiencia de conversión de energía solar-térmica permite obtener un flujo constante de energía en un rango de temperatura de 100 hasta 250 °C, lo cual es imposible de lograr con tecnologías existentes actualmente. Entre los beneficios que se tiene al instalar nuestro sistema en su industria o comercio están:

- Reducción en consumos de Combustibles.
- Estabilidad en costos energéticos.
- Aumento Competitividad.
- Libertad Energética.
- Reducción en Emisiones de CO₂.

Procesos ideales para instalar Power Trough 110: Secado, Lavado, Esterilizado, destilación, deshidratación, Pasteurización, Ebullición, Pre-calentamiento de Calderas, entre muchos más.

Power Tracker X1

Rastreador solar totalmente autónomo que funciona a base de sensores que determinan la posición del sol y envían señales a una tarjeta electrónica que controla el movimiento en uno o dos ejes para orientar el sistema mecánico hacia el sol a lo largo del día. Su facilidad

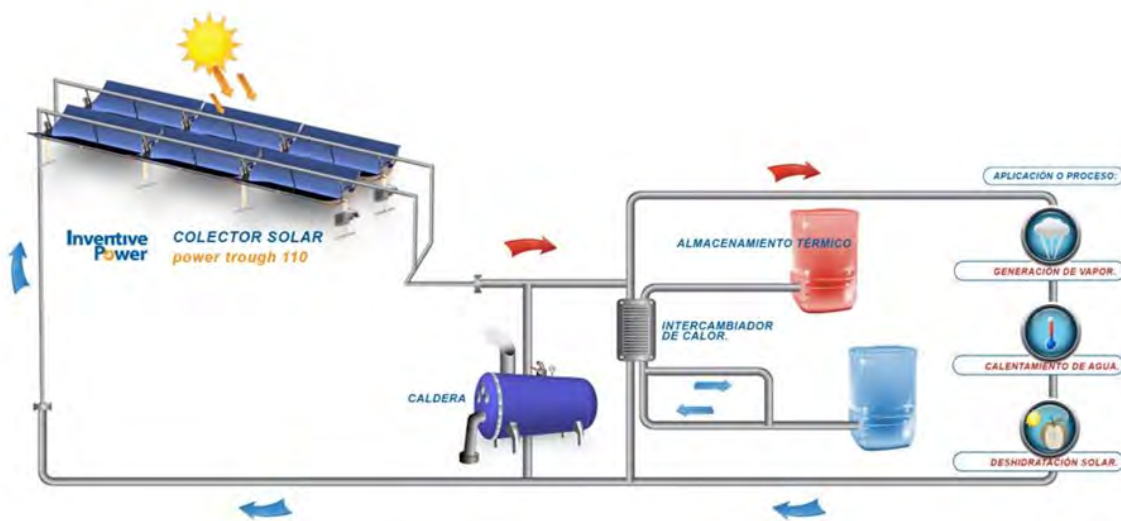


Figura B.1: Esquema de funcionamiento del Concentrador Solar Parabólico Lineal Power Trough 110. © Inventive Power 2010 Todos los derechos reservados.

de configuración y operación permite una gran facilidad en el acoplamiento e instalación de sistemas diversos para generación solar térmica o eléctrica. En Inventive Power nos hemos comprometido en lograr el mayor beneficio económico utilizando componentes de gran calidad e ingeniería de punta que justifican la inversión en nuestros sistemas.

Desarrollo de Proyectos en ahorro o generación de energía.

Actualmente nuestra economía sufre de mucha inestabilidad, los precios de los combustibles y la energía eléctrica tienden a subir mes con mes sin ver cuando pudieran tener un tope. La demanda por energía se incrementa en todo el mundo y es cada vez más difícil satisfacerla con la disminución de la disponibilidad de combustibles fósiles. Las empresas buscan día a día cómo reducir sus costos para lograr una mayor competitividad en el mercado y una manera de lograrlo es reduciendo los consumos energéticos. La eficiencia energética es la relación entre la cantidad de energía consumida y los productos y servicios finales obtenidos. Se puede mejorar mediante diversas medidas e inversiones a nivel tecnológico, de gestión y de hábitos de consumo. “Usar menos energía pero manteniendo los mismos niveles de servicio”

InventivePower tiene la experiencia en desarrollar soluciones a la medida para maximizar el beneficio económico de nuestros clientes, detectando ineficiencias en el aprovechamiento de la energía. Te ayudamos a reducir tu pago de energía mediante un diagnóstico integral e implementación de nuevas tecnologías eficientes. Podemos asesorarte desde la concepción del

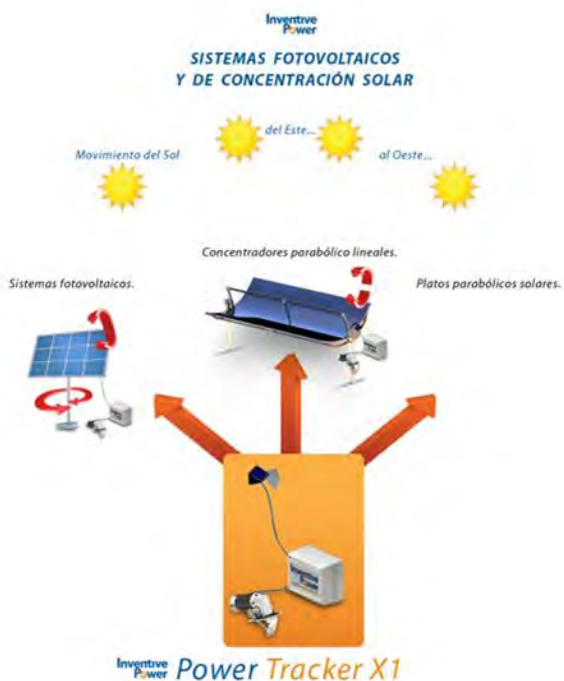


Figura B.2: Sistemas fotovoltaicos y de concentración solar. © Inventive Power 2010 Todos los derechos reservados.

proyecto en generación o ahorro de energía, selección adecuada de la tecnología, diseño de la solución con el mejor beneficio técnico-económico, planes de adquisición de los proyectos sin inversión inicial, puesta en marcha y aseguramiento. Entre los beneficios que se obtienen están:

- Ahorro Económico
- Menores costos de Operación
- Incrementar la competitividad en el mercado
- Reducir el impacto ambiental de la empresa.

Características y ventajas

- Aprovechamiento de energía solar hasta un 40 % más de eficiencia respecto a sistemas fijos.
- Alta precisión de rastreo solar en un margen de $\pm 1.5^\circ$.
- Control inteligente que permite encontrar en todo momento la mayor cantidad de energía solar aún en condiciones de cielo nublado.
- Disponibilidad en 1 o 2 ejes de seguimiento (Power Tracker X2).
- Adaptable a diversas configuraciones de sistemas mecánicos de rastreo, en 1 eje Norte-Sur o Este-Oeste, en dos ejes (azimut y elevación) y respecto a un eje de giro polar.
- Interfaz electrónica que permite la conexión adicional de periféricos de comunicaciones y otros sensores para medir variables de interés.

Aplicaciones

- Sistemas fotovoltaicos con seguimiento solar en 1 o 2 ejes de movimiento.
- Concentradores parabólicos lineales para aportación de calor de proceso en industrias y comercios como el Power Trough 110, con seguimiento solar en un solo eje de giro.
- Platos parabólicos para generación de vapor o energía eléctrica con seguimiento solar en 1 eje polar o 2 ejes (azimut y elevación).

Desarrollo de Nuevos Productos.

Actualmente el mercado es cada día más competitivo, las empresas buscan nuevas formas de tener productos innovadores que les den un diferenciador ante su competencia. Con los tiempos y ciclos que el mercado permite, es de vital importancia que los procesos de desarrollo de productos sean lo más corto posible para aventajar a las demás empresas. Por otro lado, los clientes piden servicios mucho más especializados, con soluciones específicas a sus necesidades, trajes a la medida que alguien tiene que desarrollar.

Pocas empresas tienen los presupuestos necesarios para tener un departamento de Desarrollo de nuevos productos, pero que la necesidad de Introducir productos innovadores es algo de vital importancia. El desarrollo de nuevos productos es un proceso en el cual se ejecutan diferentes actividades necesarias para traer un nuevo concepto al alcance del mercado.

Inventive Power cuenta con las herramientas necesarias para ayudarte a llevar a cabo tus ideas de nuevos productos enfocados a la generación y eficiencia de energía. Empresas como tú conocen las necesidades y oportunidades del mercado, poseen clientes con necesidades específicas. Nosotros podemos trabajar contigo para atenderlas y aprovecharlas de la mejor manera posible.

Entre las diferentes etapas de desarrollo, se llevan a cabo diversas metodologías como:



Figura B.3: Metodologías y etapas de desarrollo. © Inventive Power 2010 Todos los derechos reservados.