



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA**

**PROPUESTA PARA LA IMPLEMENTACIÓN
DE PLANTAS TERMOSOLARES PARA LA
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
EN MÉXICO**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO QUÍMICO**

PRESENTA:

**LEIDY JAZMÍN CASTILLO HERNÁNDEZ
MARIO EDGAR SÁNCHEZ CRUZ**

DIRECTOR DE TESIS:

FRANCISCO MARTÍN MENDOZA MÉNDEZ

CIUDAD DE MÉXICO, 2019.





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

LEIDY JAZMÍN CASTILLO HERNÁNDEZ

DEDICATORIA

A mis padres Imelda y Gilberto por brindarme su apoyo y amor incondicional a lo largo de este tiempo y hacerme una mejor persona, por guiarme y aconsejarme durante esta etapa para lograr lo que soy, porque este triunfo también es de ustedes, los amo.

A mis hermanos Jocelyn y Yurem por estar ahí en los momentos adecuados, por regalarme sonrisas y alegría para seguir adelante, los amo.

A mis abuelitos Tito y Melania, los cuales han sido mis segundos padres, apoyándome y aconsejándome todo este tiempo.

A mi primo Víctor el cual ha sido un amigo incondicional que me ha guiado y aconsejado en el recorrido de este camino.

A mi familia en general por el apoyo que siempre me brindaron día a día para seguir adelante.

A mi amigo y compañero de tesis Mario, por haberme permitido trabajar con él y compartir este logro a su lado, por el apoyo, el cariño y los consejos brindados a lo largo de esta etapa.

A mis amigos los cuales me han brindado alegrías, amor y consejos a lo largo de mi camino.

A mi asesor Francisco Mendoza y a mis sinodales Olga Benítez, Cuauhtémoc Lagos, Ricardo Quiroz y Elisa Viñas por guiarme y asesorarme para culminar este trabajo.

MARIO EDGAR SÁNCHEZ CRUZ

DEDICATORIA

A mi hijo Mario Giovanni por siempre estar conmigo y a pesar de su corta edad mostrar un apoyo incondicional, además de ser la más fuerte inspiración para mis logros y que cuando lea esto sea una inspiración también para él.

A mi madre Elvira por sus consejos, todo el amor y apoyo incondicional que me ha brindado a lo largo de mi trayectoria escolar y aún más importante a lo largo de mi vida.

A mi padre Mario por haberme brindado sus mejores consejos cuando tuvo la oportunidad.

A mi hermana Nelly por el apoyo desinteresado que me brinda en momentos cruciales de mi vida.

A mi hermano Ángel por la confianza que tiene en mí en algunos aspectos relevantes de su vida y el apoyo que sé que siempre tendré de su parte.

A mamá Nati por todo el apoyo brindado a través de todos los años en que ha apoyado a mi hijo y todo el amor que le brinda día a día.

A mi amiga, compañera y compañera de tesis Jazmín que me brindó la oportunidad de compartir este logro a su lado, además de su gran apoyo en aspectos relevantes e importantes de mi vida.

A mi tío Ricardo por el apoyo que me brinda de corazón siempre que se presenta la oportunidad.

A mi asesor de tesis Francisco y los sinodales que me brindaron su apoyo y guía para perfeccionar este trabajo de tesis para culminar este largo camino hacia la titulación.

A mis amigos que a lo largo de mi camino han estado ahí para compartir alegrías y dichas durante la carrera, además de buenos consejos y sin necesidad de decir nombres saben quiénes son.

Contenido

Lista de figuras	6
Lista de gráficos	7
Lista de tablas	8
Índice de notación	9
Abreviaturas	10
Introducción	11
Planteamiento del problema	12
Objetivo general	13
Objetivos específicos	13
Capítulo 1. Marco teórico	14
1.1 Generación de energía eléctrica	14
1.1.1 Generación de energía eléctrica en México	14
1.2 Transferencia de calor	19
1.2.1 Conducción	20
1.2.2 Convección	21
1.2.3 Radiación	22
1.3 Ciclos termodinámicos de potencia	26
1.3.1 Ciclo Rankine. Turbina de vapor	26
1.3.2 Ciclo Brayton. Turbina gas	30
1.3.3 Ciclo de Stirling. Motor de Stirling	32
Capítulo 2. Tecnología termosolar	35
2.1 ¿Qué es la tecnología termosolar?	35
2.2 Funcionamiento de una planta termosolar	36
2.3 Tipos de concentradores de energía solar	39
2.3.1 Sistemas de concentración lineal	39
2.3.2 Sistemas de concentración puntual	48
2.4 HTF (Heat Thermal Fluid)	59
2.4.1 Agua	60
2.4.2 Sales fundidas	60
2.4.3 Mezclas eutéicas	61
2.4.4 Mercurio	61
2.4.5 Alquibencenos	62
2.4.6 Sodio líquido	62
2.4.7 Productos de síntesis	62

2.4.8 Aire.....	62
2.5 Plantas termosolares beneficios y tendencias.....	62
2.6 Plantas termosolares en México y el mundo	64
2.7 Legislación en materia de energía renovable en México.....	65
2.7.1 Marco legal de la participación de las energías renovables.....	66
Capítulo 3. Propuesta para la implementación de una planta termosolar en México	70
3.1 Elección de tecnología termosolar	70
3.2 Identificación de los criterios y parámetros de localización	72
3.2.1 Radiación.....	72
3.2.2 Horas de luz solar.....	73
3.2.3 Superficie y pendiente	74
3.2.4 Recursos hídricos.....	74
3.2.5 Accesibilidad	74
3.3 Evaluación de la zona propuesta	75
3.3.1 Criterios y parámetros de Cajeme	75
3.4 Diseño de la planta.....	81
3.4.1 Ciclo de potencia.....	84
3.4.2 Almacenamiento térmico.....	89
3.4.2 Campo solar	95
Capítulo 4. Análisis de la propuesta	103
Conclusiones	106
Referencias bibliográficas	107

Lista de figuras

Figura 1. Niveles de dióxido de carbono registrados en Instituto Scripps de Oceanografía de la Universidad de California.....	12
Figura 2. Asociación de la transferencia de calor por conducción con la difusión de energía debida a la actividad molecular.	20
Figura 3. Espectro de ondas electromagnéticas. [Cengel, 2007].....	23
Figura 4. Dibujo que muestra efectos de radiación incidente.....	23
Figura 5. La energía solar total que pasa a través de esferas concéntricas permanece constante, pero la energía que cae por unidad de área disminuye al aumentar el radio. [Cengel, 2007].....	25
Figura 6. Ciclo de Rankine ideal simple. [Cengel & Boles, 2012].....	27
Figura 7. El ciclo Rankine ideal con recalentamiento. [Cengel & Boles, 2012].....	28
Figura 8. La primera parte del proceso de adición de calor en la caldera sucede a temperaturas relativamente bajas. [Cengel & Boles, 2012]	29
Figura 9. Motor de turbina de gas de ciclo abierto. [Cengel & Boles, 2012].....	30
Figura 10. Ciclo Brayton. [Cengel & Boles, 2012].....	31
Figura 11. Diagramas T-s y P-v para un ciclo Brayton ideal. [Cengel & Boles, 2012]	31
Figura 12. Diagramas T-s y P-v de los ciclos de Stirling. [Cengel & Boles, 2012].....	32
Figura 13. Ejecución del ciclo Stirling. [Cengel & Boles, 2012]	34
Figura 14. Partes de un colector cilindro-parabólico.	42
Figura 15. Posibles configuraciones en la alimentación del campo de colectores. [Carta et al, 2009].....	42
Figura 16. Ángulo de aceptación de un CCP. [Carta et al, 2009].....	44
Figura 17. Planta termosolar con tecnología lineal de Fresnel en India. Fuente: Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico (reve)	47
Figura 18. Planta de torre termosolar, Gemasolar, España.	48
Figura 19. Despliegues típicos de un campo de heliostatos alrededor del receptor (situado en el origen de coordenadas): a la izquierda, campo Norte; a la derecha, campo circundante. [Carta et al, 2009]	51
Figura 20. Esquemas y condiciones de operación típicas de algunos tipos de receptores. [Carta et al, 2009].....	52
Figura 21. De izquierda a derecha: pérdidas por factor coseno, sombras y bloqueos. [Carta et al, 2009].....	54
Figura 22. Disco Stirling.	55
Figura 23. Central solar de chimenea. [Carta et al, 2009].....	58
Figura 24. Irradiación solar directa normal anual en México. [INEL, 2016]	73
Figura 25. . Localización del municipio de Cajeme, Sonora. [INAFED].....	75
Figura 26. Irradiación directa normal anual en el estado de Sonora. La zona naranja y ambar tienen una irradiación de 7.5 a 9 kWh/m ² /día. [INEL, 2016].....	76
Figura 27. Usos de suelo en Sonora. [Navarro, 2012]	77
Figura 28. Pendiente del terreno de Sonora. [Navarro, 2012].....	78
Figura 29. Cuerpos y corrientes de aguas. [INEGI, 2009].....	79
Figura 30. Red vial en Sonora. [INEGI, 2009].....	80
Figura 31. Diagrama de flujo de proceso.	84
Figura 33. Esquema de la planta termosolar.	99

Lista de gráficos

Gráfica 1. Generación de energía eléctrica en el primer semestre de 2018.....	15
Gráfica 2. Capacidad instalada para la generación de energía eléctrica (MW) al 30 de junio de 2018.....	15
Gráfica 3. Generación con energías renovables del 1 de enero al 30 de junio 2018.	16
Gráfica 4. Capacidad instalada de energías renovables (MW) al 30 de junio 2018.	16
Gráfica 5. Consumo eléctrico durante el día en Cajeme.....	82
Gráfica 6. Temperatura vs Conductividad térmica.....	92
Gráfica 7. Aislamiento óptimo del tanque.	94
Gráfica 8. Porcentaje de almacenamiento anual con respecto al mes de mayo.	101
Gráfica 9. Comparación de energía eléctrica cedida a la red respecto a la demanda de energía.....	105

Lista de tablas

Tabla 1. Clasificación de energías por renovables y no renovables.....	14
Tabla 2. Comparación de las tecnologías termosolares.....	70
Tabla 3. Comparación de torre termosolar y cilindro-parabólica.....	71
Tabla 4. Consumo eléctrico diario en Cajeme.....	81
Tabla 5. Características técnicas de manta PROROX 940.....	92
Tabla 6. Precios de Manta PROROX 940.....	92
Tabla 7. Costo de aislamiento térmico y pérdidas térmicas en el tanque de almacenamiento.	93
Tabla 9. Comportamiento anual.....	101
Tabla 10. Generación eléctrica cedida a red por mes.....	102
Tabla 11. Comparación de insumos de la tecnología de torre y CCP.....	103
Tabla 12. Parámetros del diseño básico.	104

Índice de notación

A	Área
C _p	Capacidad calorífica
C	Razón de concentración
d	Diámetro
H	Altura
h _{cov}	Coefficiente de transferencia por convección
h _i	Entalpía del estado i
h _f	Entalpía del líquido saturado
h _{fg}	Entalpía de vaporización
h _{rad}	Coefficiente de transferencia de calor por radiación
I	Irradiación solar
K	Coefficiente de transferencia de calor por conducción
L	Distancia media entre sol y la Tierra
m	Flujo másico
n	Eficiencia
NH	Número de heliostatos
P	Potencia
q	Flujo de calor
Q	Calor
r	Radio
R	Radiación
R _o	Radiación normal directa
S _i	Entropía del estado i
S _f	Entropía del líquido saturado
S _{fg}	Entropía de vaporización
T	Temperatura
U	Energía interna
v"	Velocidad del viento
V	Volumen
V _i	Volumen específico en el estado i
W	Trabajo
X	Calidad del vapor
ΔL	Distancia entre heliostatos del mismo anillo
ΔR	Distancia entre anillos
ΔT	Gradiente de temperatura
Δx	Gradiente de distancia
ρ	Fracción reflejada
α	Fracción absorbida
γ	Fracción transmitida
ε	Emisividad
σ	Constante de Stefan - Boltzman
θ	Ángulo de aceptación
φ	Ángulo de incidencia

Abreviaturas

CCP	Concentrador Cilindro Parabólico
CAA	Calentador de agua de alimentación
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CEL	Certificados de Energías Limpias
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CONANP	Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSP	Concentración Solar de Potencia
DOF	Diario Oficial de la Federación
GEI	Gases de Efecto Invernadero
HTF	Heat Thermal Fluid (Fluido de transferencia de calor)
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
ISCC	Integrated Solar Combined Cycle (Ciclo Combinado Solar Integrado)
LFR	Reflector Lineal de Fresnell
LGCC	Ley General de Cambio Climático
LTE	Ley de Transición Energética
PETE	Programa Especial de la Transición Energética
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PRONASE	Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
PROTERMOSOLAR	Promoción de la Industria Termosolar
SEGS	Sistema de Generación de Energía Solar
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SIE	Sistema de Información Energética
SRC	Sistema de Receptor Central

Introducción

En la actualidad, la demanda mundial de energía eléctrica aumenta significativamente por el crecimiento de la población y la evolución industrial, ocasionando el aumento de las emisiones de CO₂, debido a que en su mayoría se utilizan fuentes convencionales para la generación de esta; esto ha provocado que alrededor del mundo se busquen alternativas para la generación de energía eléctrica a partir de fuente limpias como es la energía solar térmica o energía termosolar, la cual se ha desarrollado en últimos en los años.

La energía termosolar consiste en el aprovechamiento de la energía del sol, las plantas termosolares concentran esta energía en una superficie receptora (campo solar) para transformarla en energía térmica, esta es utilizada para producir vapor de alta presión directa o indirectamente y posteriormente producir energía eléctrica utilizando un ciclo termodinámico de potencia, las plantas termosolares actualmente utilizan un fluido caloportador, el cual tiene como ventaja el almacenamiento de la energía térmica para su uso durante las horas de ausencia de radiación solar.

En el presente trabajo aborda la propuesta de la implementación de una planta termosolar en México, la cual tiene como objetivo ayudar con las metas establecidas, donde se menciona alcanzar el 25, 30 y 35 % de uso de energías limpias para la generación de electricidad en los años 2018, 2021 y 2024 respectivamente y disminuir la emisión de gases de efecto invernadero.

Para dicha propuesta primero se investigan las tecnologías implementadas en México para la generación de energía eléctrica, posteriormente se estudian y se comparan los diferentes tipos de tecnología solar para seleccionar una, además se examinan los lugares con las condiciones (radiación directa normal, pendiente del terreno, etc.) más favorables para la ubicación de la planta, presentando un diseño básico de una planta termosolar.

Planteamiento del problema

El incremento poblacional y la constante evolución industrial tanto en México, como a nivel Mundial, generan una mayor demanda de servicios energéticos como la electricidad, y a pesar de que se ha tenido la iniciativa de generar energía eléctrica mediante fuentes renovables, no ha sido suficiente para disminuir las emisiones de CO₂ a nivel mundial (figura 1).

El CO₂ es el más prevalente entre todos los gases de efecto invernadero producidos por actividades humanas, atribuidos a la quema de combustibles fósiles.

En abril de 2018 se han marcado unos registros récords de emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera a nivel mundial. Así lo asegura el Instituto Scripps de Oceanografía de la Universidad de California en San Diego, EE.UU, tras comparar una serie histórica de más de seis décadas.

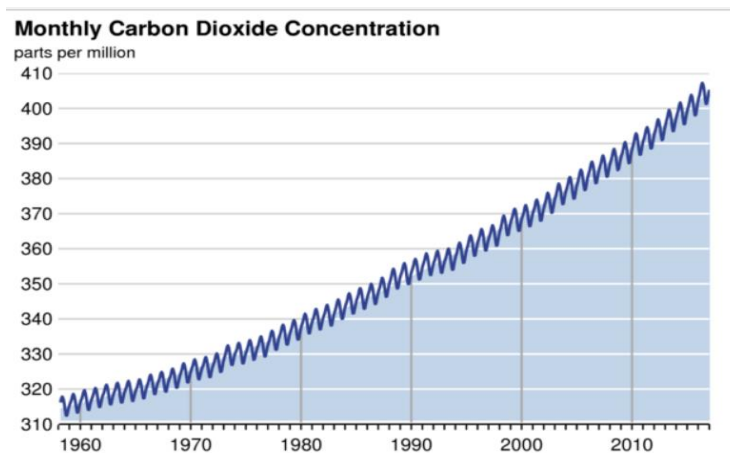


Figura 1. Niveles de dióxido de carbono registrados en Instituto Scripps de Oceanografía de la Universidad de California.

La creciente emisión de gases de CO₂ aumentando el efecto invernadero, crea la necesidad de buscar alternativas para satisfacer la demanda de energía eléctrica a partir de un mayor uso de energías limpias con nuevas tecnologías de punta, por lo que en este trabajo se pretende proponer una planta termosolar para la generación de la misma, disminuyendo la quema de combustibles para la generación de energía eléctrica.

Objetivo general

Proponer una alternativa de generación de energía eléctrica en México, mediante plantas termosolares, analizando los diferentes tipos de tecnología termosolar para establecer un diseño básico de una planta como la ubicación de la misma.

Objetivos específicos

- ❖ Proponer un proyecto para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero empleando una energía limpia.
- ❖ Estudiar y elegir una tecnología con concentración de energía solar.
- ❖ Revisar las normas existentes en México, para proponer la implementación de plantas termosolares en México.
- ❖ Evaluar los criterios y parámetros de localización para la implementación de una planta termosolar en México.
- ❖ Dar los parámetros del diseño básico de una planta termosolar.

Capítulo 1. Marco teórico

1.1 Generación de energía eléctrica

La energía eléctrica es un insumo primario para la realización de las actividades productivas, de transformación y servicio en el país; esta se obtiene a partir de fuentes o recursos energéticos como pueden ser el sol, el viento, el agua, el carbón, el petróleo y el gas.

Estas fuentes energéticas se denominan energías primarias, ya que son recursos naturales que no se han sometido a ningún proceso de transformación, estas pueden ser renovables o no renovables.

Fuentes o energías renovables son aquellas que son capaces de regenerarse por medios naturales, a un ritmo igual o superior al de su utilización, por otra parte las fuentes o energías no renovables son aquellas cuya capacidad de regeneración por medios naturales es a un ritmo muy lento, algunos ejemplos se mencionan en la siguiente tabla.

Tabla 1. Clasificación de energías por renovables y no renovables.

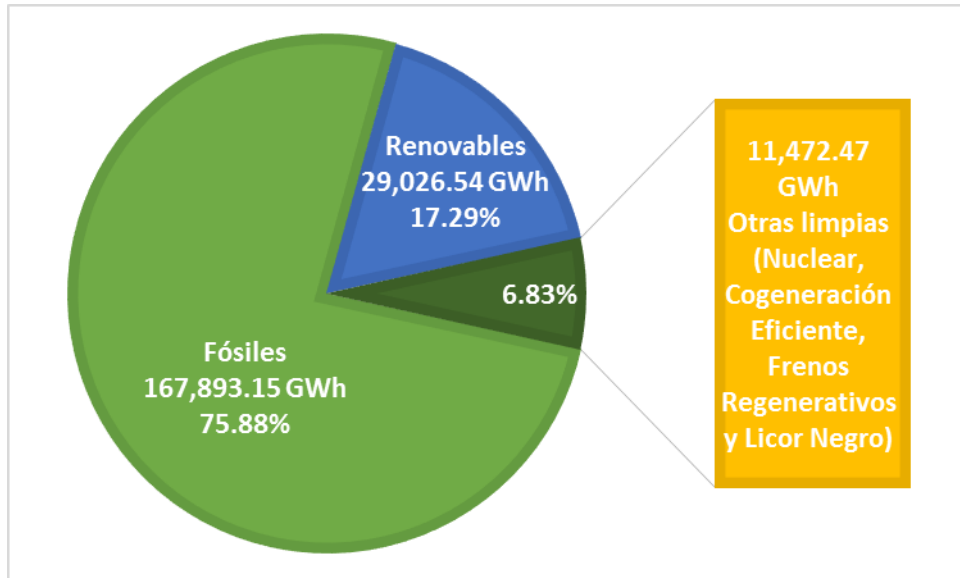
Energías renovables	Energías no renovables
Solar térmica	Carbón
Solar fotovoltaica	Petróleo
Biomasa	Gas natural
Hidráulica	Nuclear
Eólica	
Geotérmica	
Mareomotriz	

Fuente: Elaboración propia.

Las fuentes renovables, también son energías limpias, la Ley de Transición Energética (LTE) de México indica que son aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan.

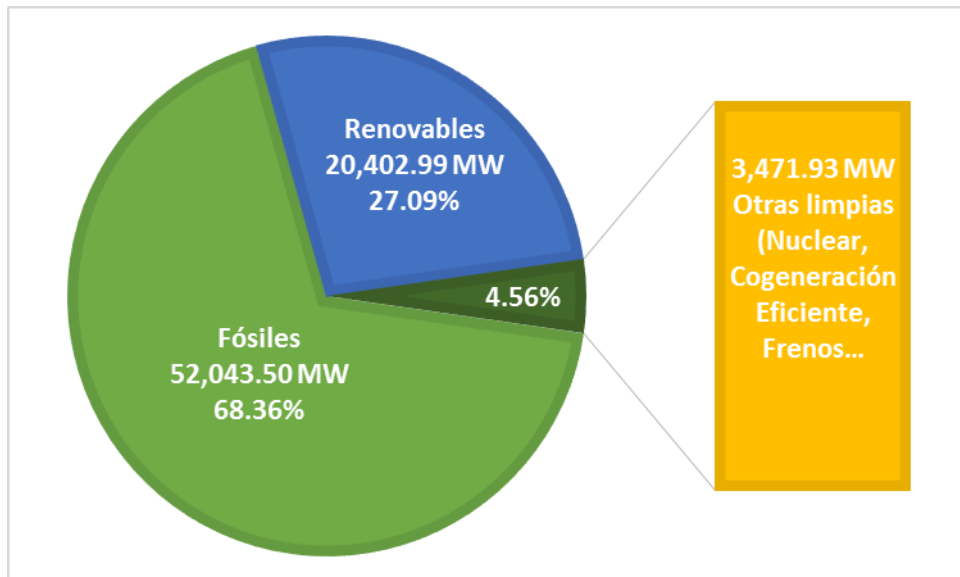
1.1.1 Generación de energía eléctrica en México

La Secretaría de Energía (SENER) indica que durante el primer semestre de 2018 en México, la generación de energía eléctrica por fuentes limpias alcanzó el 24.12% (40,499.01 GWh) con un incremento de 21.71% respecto a la energía generada por estas fuentes durante el primer semestre de 2017, el 17.29% es de energías renovables y 6.83% de otras limpias (gráfica 1).



Gráfica 1. Generación de energía eléctrica en el primer semestre de 2018.
Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER.

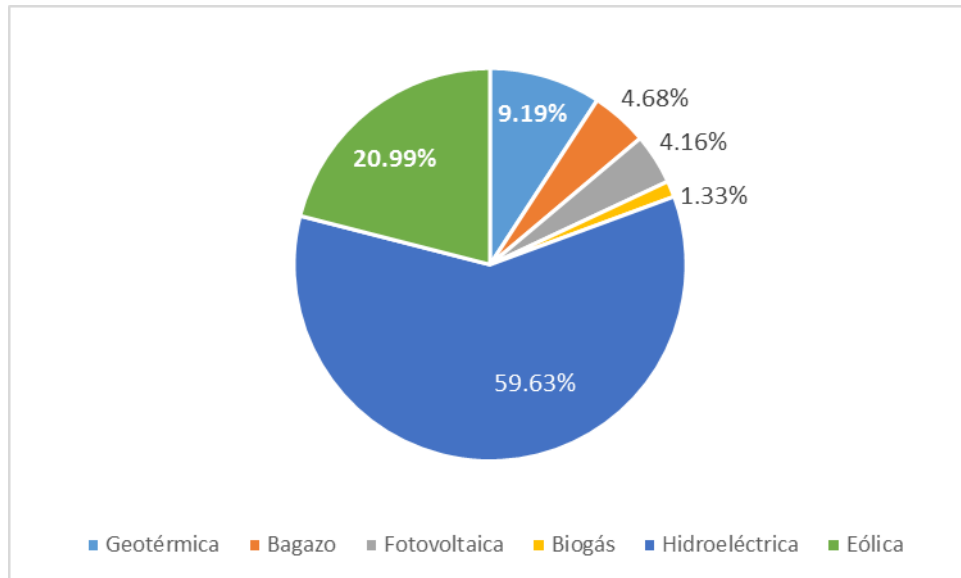
Comparando el primer semestre de 2017 y 2018, la capacidad instalada para generar energías limpias creció un 11.84% llegando a los 23,874.92 MW lo que representa el 31.45% de la capacidad total nacional (ver gráfica 2).



Gráfica 2. Capacidad instalada para la generación de energía eléctrica (MW) al 30 de junio de 2018.

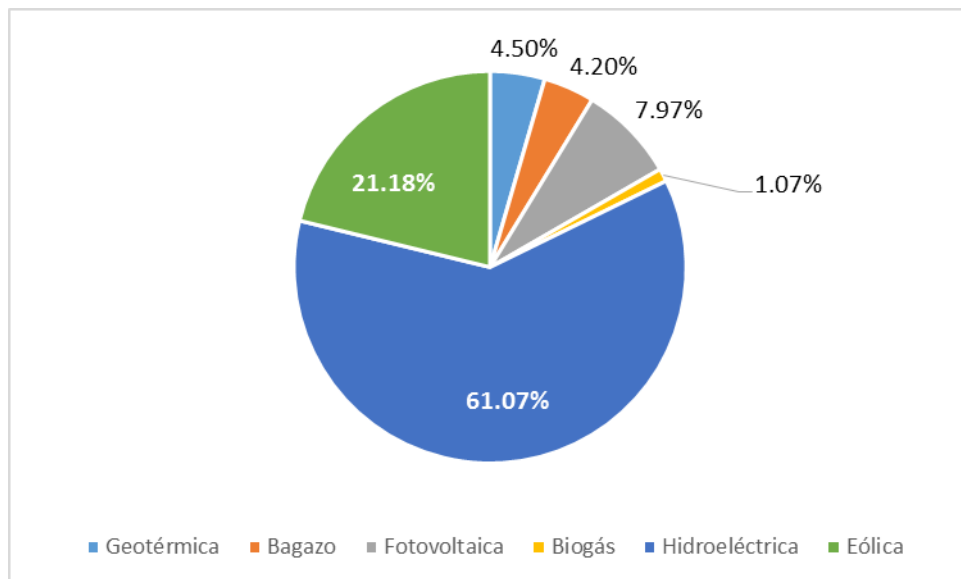
Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER.

De acuerdo con los datos reportados en la gráfica 1, el 17.29% de la generación eléctrica en México es a partir de energías renovables, en la gráfica 3 se observa la participación de cada tipo de energía renovable.



Gráfica 3. Generación con energías renovables del 1 de enero al 30 de junio 2018.
Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER.

En la gráfica 4 se muestra la capacidad instalada de energías renovables 20,620.20 MW, representa el 27.09% de la capacidad total nacional.



Gráfica 4. Capacidad instalada de energías renovables (MW) al 30 de junio 2018.
Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER.

De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC), en 2015 las tecnologías convencionales para la generación de energía eléctrica contribuyen al 19% de las emisiones totales de Gases de Efecto Invernadero a nivel nacional, es la segunda actividad del país con mayor impacto al medio ambiente, después de las fuentes móviles.

La SENER en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) indica las siguientes tecnologías de generación de energía eléctrica en México al cierre de 2017:

Tecnologías convencionales

❖ Ciclo combinado

Existen 83 centrales eléctricas de este tipo que representan 50% de la generación eléctrica del país.

En los estados de Tamaulipas, Veracruz, Baja California, Nuevo León y Chihuahua, se concentra el 58.8% de la capacidad instalada y el 59.7% de la generación eléctrica mediante ciclos combinados. Esto se debe a que más de la mitad de la producción de gas natural y el 72.6% de la infraestructura de gasoductos se localiza en dicha región, lo que permite cubrir las necesidades de demanda de este combustible, casi el 60% de la demanda total de gas natural corresponde al sector eléctrico.

❖ Termoeléctrica Convencional

México cuenta con 59 centrales termoeléctricas convencionales que generan el 13 % del total de electricidad producida en el país.

El 66.8 % de la capacidad instalada y el 73.8% de la energía eléctrica generada en centrales termoeléctricas convencionales, se concentra en los estados de Veracruz, Hidalgo, Colima, Sonora, Tamaulipas y Sinaloa.

❖ Carboeléctrica

México cuenta con 3 centrales carboeléctricas que contribuyen al 9% de la generación eléctrica.

Las centrales carboeléctricas del país se encuentran ubicadas en Coahuila y Guerrero.

❖ Lecho Fluidizado

México cuenta con 2 centrales de lecho fluidizado que generan el 1.3% del total de electricidad generada.

❖ Turbogás

En el país operan 131 centrales de turbogás que representan 4% de la generación eléctrica.

Situadas en los estados de Campeche, Ciudad de México, Nuevo León, Guanajuato, Tamaulipas, Baja California y Baja California Sur.

❖ Combustión interna

En el 2017 operaron 248 centrales de combustión interna y plantas móviles que contribuyeron con el 1.2% de generación eléctrica.

Tecnologías limpias

❖ Hidroeléctrica

En 2015, la generación hidroeléctrica representó el 10% de la generación total con 86 centrales en operación.

En México, las grandes centrales hidroeléctricas se localizan en las regiones hidrológicas administrativas IV Balsas, VII Lerma Santiago y XI Frontera Sur.

❖ Nucleoeléctrica

México cuenta con una sola central nucleoeléctrica ubicada en el estado de Veracruz, cuya generación representó el 3% del total nacional.

❖ Eólica

En el país se tiene registro de 43 centrales eólicas con una aportación de 3% de la generación total nacional.

La mayor concentración de este tipo de centrales se localiza en el estado de Oaxaca, con el 56% de la capacidad instalada y el 61 % de la generación anual mediante esta tecnología.

❖ Geotérmica

México cuenta con 8 centrales geotermoeléctricas, que representan el 1.8% de la generación de electricidad del país.

La geotermia actualmente se aprovecha en los campos geotérmicos ubicados en los estados de Baja California, Baja California Sur, Michoacán y Puebla.

❖ Solar

El país cuenta con 23 centrales fotovoltaicas en operación, mismas que representan el 0.1 %de la generación eléctrica.

El 75.2% de la capacidad instalada nacional se ubica en cuatro estados: Baja California Sur, Durango, Chihuahua y el Estado de México.

❖ Termosolar

En México se encuentra el primer proyecto termosolar en Agua Prieta, Sonora, el cual aún se encuentra en construcción y tendrá una capacidad de 14 MW con tecnología termosolar de los 407 MW que genera la planta. El proyecto termosolar de Agua Prieta II fue desarrollado por el Banco Mundial con un ciclo combinado (Planta Híbrida solar – gas).

❖ Bioenergía

México cuenta con 77 plantas generadoras, que representan el 1.3% de la capacidad total instalada del país.

Los estados de Veracruz, San Luis Potosí y Jalisco concentran el 53.9% de la capacidad total de esta tecnología debido al aprovechamiento de los residuos orgánicos en los ingenios azucareros y del procesamiento de los residuos sólidos urbanos.

❖ Cogeneración eficiente

Las 30 centrales en operación de cogeneración representando el 2.1% de la electricidad del país. La mayor capacidad disponible se ubica en Veracruz y Tabasco.

1.2 Transferencia de calor

La transferencia de calor es aquella ciencia que busca predecir la transferencia de energía que puede ocurrir entre cuerpos materiales, como resultado de una diferencia de temperatura. La termodinámica establece que esta transferencia de energía se define como calor. La transferencia de calor no sólo trata de explicar cómo puede ser transferida la energía calorífica, sino también trata de predecir la rapidez a la que se realizará este intercambio bajo ciertas condiciones especificadas (Holman, 1999).

La transferencia de energía como calor siempre se produce del medio que tiene la temperatura más elevada hacia el de temperatura más baja, y la transferencia de calor se detiene cuando los dos medios alcanzan la misma temperatura (Cengel, 2007).

El calor se puede transferir en tres modos diferentes: conducción, convección y radiación. Enseguida se da una breve descripción de cada modo.

1.2.1 Conducción

A la mención de palabra conducción debemos evocar de inmediato conceptos de actividad atómica y molecular, pues hay procesos en estos niveles que sustentan este modo de transferencia de calor. La conducción se considera como la transferencia de energía de las partículas más energéticas a las menos energéticas de una sustancia debido a las interacciones entre las mismas (Frank et al, 1999).

El mecanismo físico de conducción se explica más fácilmente considerando un gas, si se piensa en un gas en el que existe un gradiente de temperatura y se supone que no existe movimiento global. El gas puede ocupar el espacio entre dos superficies que se mantienen a diferentes temperaturas, como se muestra en la figura 2. Asociamos la temperatura en cualquier punto con la energía de las moléculas del gas en la proximidad del punto, esta energía está relacionada con el movimiento traslacional aleatorio, así como con los movimientos de rotación y vibración de las moléculas (Frank et al, 1999).

Las temperaturas más altas se asocian con las energías moleculares más altas y cuando las moléculas vecinas chocan, como lo hacen constantemente, debe ocurrir una transferencia de energía de las moléculas más energéticas a las menos energéticas, en presencia de un gradiente de temperatura, la transferencia de energía por conducción debe ocurrir entonces en dirección de la temperatura decreciente, las moléculas, procedentes de arriba y abajo, cruzan constantemente el plano hipotético de x_0 , gracias a su movimiento aleatorio, sin embargo, las moléculas de arriba están asociadas con una temperatura mayor que la que tienen las de abajo, en cuyo caso debe haber una transferencia de energía en la dirección positiva de X . Se habla de la transferencia neta de energía debida al movimiento molecular aleatorio como una difusión de energía (Frank et al, 1999).

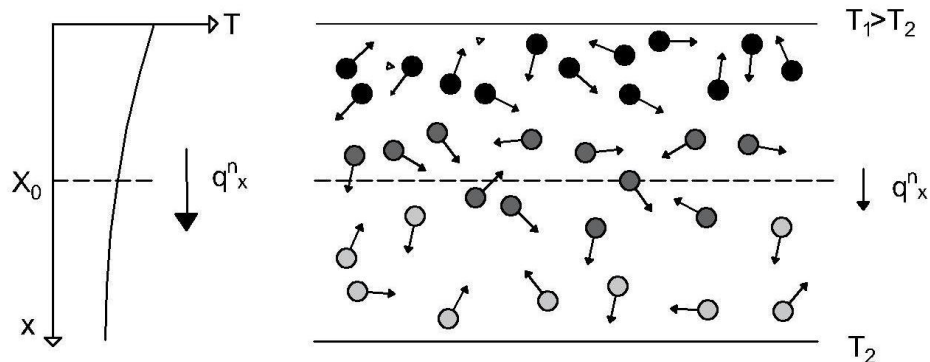


Figura 2. Asociación de la transferencia de calor por conducción con la difusión de energía debida a la actividad molecular.

La situación es muy similar en los líquidos, aunque las moléculas están menos esparcidas y las interacciones moleculares son más fuertes y frecuentes, de igual manera, en un sólido, la conducción se atribuye a la actividad atómica en forma de vibraciones reticulares (Frank et al, 1999).

Es posible cuantificar los procesos de transferencia de calor en términos de las ecuaciones o modelos apropiados, para la conducción de calor, la ecuación 1.1 se conoce como ley de Fourier. Para un flujo de calor unidimensional la ecuación es la siguiente:

$$q_x^n = -K \frac{\Delta T}{\Delta x} \quad (1.1)$$

Donde:

q_x^n = flujo de calor por unidad de área (W/m²)

K = coeficiente de transferencia de calor por conducción (W/mK)

ΔT = gradiente de temperatura (K)

Δx = distancia a través de la que se propaga la transferencia de calor (m)

1.2.2 Convección

La convección es el modo de transferencia de energía entre una superficie sólida y el líquido o gas adyacentes que están en movimiento y comprende los efectos combinados de la conducción y el movimiento de fluidos (Cengel, 2007). Entre más rápido es el movimiento de un fluido, mayor es la transferencia de calor por convección.

Este medio de transferencia recibe el nombre de convección forzada si el fluido es inducido a fluir sobre la superficie mediante medios externos como un ventilador, una bomba o el viento. Como contraste, se dice que es convección natural (o libre) si el movimiento del fluido es causado por las fuerzas de empuje que son inducidas por las diferencias de densidad debidas a la variación de la temperatura en ese fluido (Cengel, 2007).

A pesar de la complejidad de la convección, se observa que la rapidez de la transferencia de calor por convección es proporcional a la diferencia de temperatura y se expresa en forma conveniente por la ley de Newton del enfriamiento (ecuación 1.2)

$$Q = hA_s(T_s - T_\infty) \quad (1.2)$$

en donde h es el coeficiente de transferencia de calor por convección, en W/m² · °C o Btu/h·ft² · °F, A_s es el área superficial a través de la cual tiene lugar la transferencia de calor por convección, T_s es la temperatura de la superficie y T_∞ es la temperatura del fluido suficientemente alejado de esta superficie.

El coeficiente de transferencia de calor por convección h no es una propiedad del fluido. Es un parámetro que se determina en forma experimental y cuyo valor depende de todas las variables que influyen sobre la convección, como la configuración geométrica de la superficie, la naturaleza del movimiento del fluido, las propiedades de éste y la velocidad masiva del mismo (Cengel, 2007).

1.2.3 Radiación

La radiación es la energía emitida por la materia en forma de ondas electromagnéticas y representa la energía emitida por la materia como resultado de los cambios en las configuraciones electrónicas de los átomos o moléculas. A diferencia de la conducción y la convección, la radiación no requiere la presencia de un medio para transferir calor. De hecho, la transferencia de calor por radiación es la más rápida (a la velocidad de la luz, 3×10^{10} cm/s) y no sufre atenuación en un vacío. La radiación térmica es la manera en la que la energía del Sol llega a la Tierra (Cengel, 2007).

En los estudios de transferencia de calor es de interés la radiación térmica, que es la forma de radiación emitida por los cuerpos debido a su temperatura. Es diferente de las otras formas de radiación, como los rayos X, los rayos gamma, las microondas, las ondas de radio y de televisión, que no están relacionadas con la temperatura. Todos los cuerpos a una temperatura arriba del cero absoluto emiten radiación térmica (Cengel, 2007).

La radiación térmica también se define como la parte del espectro electromagnético que se extiende desde alrededor de 0.1 hasta 100 μ m, dado que la emitida por los cuerpos debida a su temperatura cae casi por completo en este rango de longitudes de onda. Por tanto, la radiación térmica incluye toda la radiación visible y la infrarroja (IR), así como parte de la radiación ultravioleta (UV) como se muestra en la figura 3 (Cengel, 2007).

La radiación térmica es un fenómeno volumétrico y todos los sólidos, líquidos y gases emiten, absorben o transmiten radiación en diversos grados. Sin embargo, la radiación suele considerarse como un fenómeno superficial para los sólidos que son opacos a la radiación térmica, como los metales, la madera y las rocas, ya que las radiaciones emitidas por las regiones interiores de un material de ese tipo nunca pueden llegar a la superficie, y la radiación incidente sobre esos cuerpos suele absorberse en unas cuantas micras hacia adentro de dichos sólidos (Carrión, 2010).

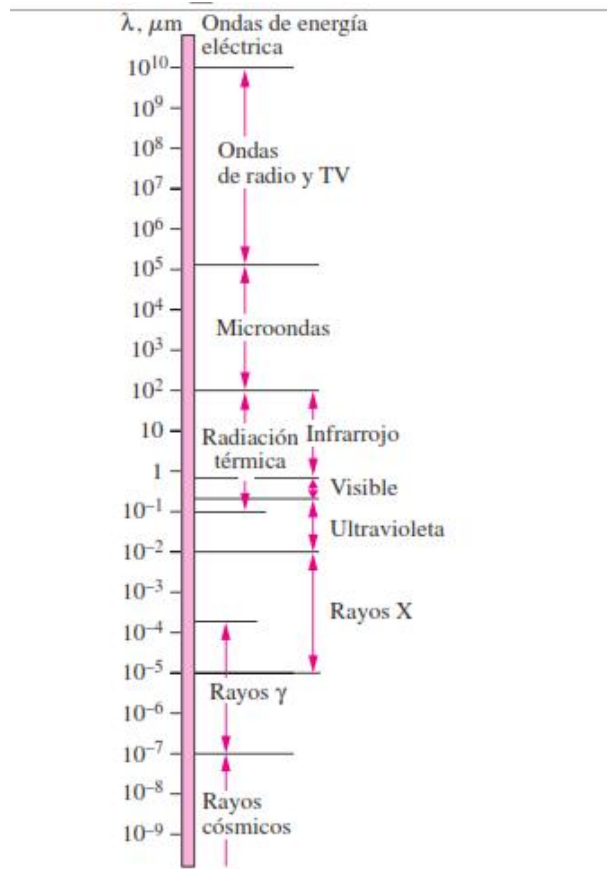


Figura 3. Espectro de ondas electromagnéticas. [Cengel, 2007]

Cuando la energía radiante incide contra una superficie material, parte de la radiación se refleja, parte se absorbe y parte se transmite, tal como lo muestra la figura 4.

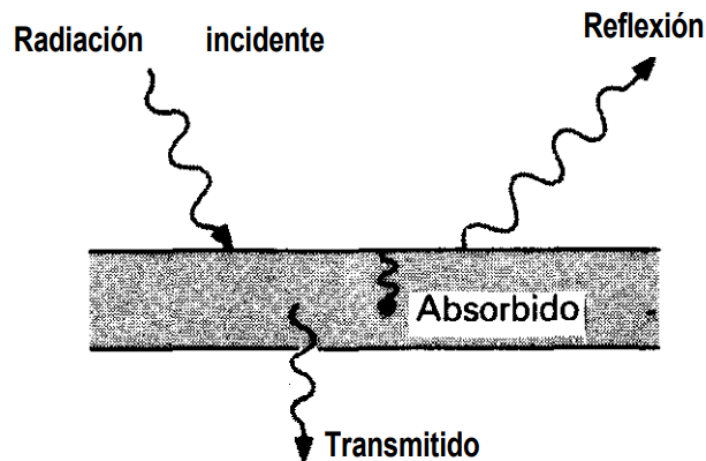


Figura 4. Dibujo que muestra efectos de radiación incidente.

La primera ley de la termodinámica requiere que la suma de energía de radiación absorbida, reflejada y transmitida sea igual a la radiación incidente (ecuación 1.3).

$$R_{absorbida} + R_{reflejada} + R_{transmitida} = R_{incidente} \quad (1.3)$$

Dividiendo la ecuación 1.3 entre la $R_{incidente}$, definimos la reflectividad ρ como la fracción reflejada, la absorptividad α como la fracción absorbida y la transmisividad τ como la fracción transmitida.

$$\rho + \alpha + \tau = 1 \quad (1.4)$$

Es importante saber que al hablar de irradiancia nos referimos a la magnitud utilizada para medir la potencia incidente por unidad de área perpendicular al rayo solar en el tope de la atmosfera y la irradiación es la cantidad de radiación solar que llega a la superficie en un día, es decir la irradiancia acumulada diaria.

Se puede usar el valor de la irradiancia solar total para estimar la temperatura superficial efectiva del Sol, a partir de la ecuación 1.5

$$(4\pi L^2)R_s = (4\pi r^2)\sigma T_{sol}^4 \quad (1.5)$$

En donde L es la distancia media entre el sol y la tierra, r es el radio del mismo, R_s representa la energía solar que llega a la atmosfera (irradiancia solar total) con un valor de 1373 W/m^2 y σ es la constante de Stefan-Boltzman. El primer miembro de esta ecuación representa la energía solar que pasa a través de una superficie esférica cuyo radio es la distancia media Tierra-Sol y el segundo representa la energía total que sale de la superficie exterior del sol. El principio de la conservación de la energía requiere que estas dos cantidades sean iguales entre sí, ya que la energía solar no experimenta atenuación (o acrecentamiento) en su camino a través del vacío como se observa en la figura 5. La temperatura superficial del sol se determina, basándose en la ecuación 1.5, como $T_{sol}=5780 \text{ K}$. Es decir, el sol se puede tratar como un cuerpo negro a una temperatura de 5780 K . Un cuerpo negro absorbe toda la radiación incidente sobre él (Cengel, 2007).

La distribución espectral de la radiación solar sobre el suelo sufre una atenuación considerable cuando pasa a través de la atmósfera, como resultado de la absorción y la dispersión (Cengel, 2007).

Como resultado de estas absorciones la energía solar que llega a la superficie terrestre está considerablemente debilitada, hasta alrededor de 950 W/m^2 en un día claro y en menor cantidad los días nublados o con smog (Cengel, 2007).

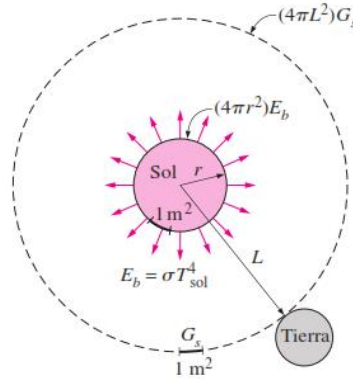


Figura 5. La energía solar total que pasa a través de esferas concéntricas permanece constante, pero la energía que cae por unidad de área disminuye al aumentar el radio. [Cengel, 2007]

La radiación que llega directamente del sol es la denominada radiación directa y la que previamente es absorbida y difundida por la atmósfera (muy significativa, por ejemplo, en días nublados) es la difusa.

La radiación solar, tanto directa como difusa, se refleja en todas las superficies en las que incide dando lugar a la radiación reflejada. La reflexión dependerá de las características y naturaleza de la superficie reflectora.

La radiación solar global es la suma de los tres tipos antes citados, directa, difusa y reflejada, y es la que podemos aprovechar para su transformación térmica.

La mayor parte de los cuerpos sólidos no transmiten radiación térmica; de modo que para muchos de los problemas aplicados la transmisividad se puede tomar como cero.

La razón máxima de la radiación que se puede emitir desde una superficie a una temperatura termodinámica T_s (en K o R) es expresada por la ley de Stefan-Boltzmann en la ecuación 1.6

$$R_{emitada\ máx} = \sigma A_{sr} T_s^4 \quad (1.6)$$

donde $\sigma = 5.67 \times 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$, o bien, $0.1714 \times 10^{-8} \text{ Btu/h} \cdot \text{ft}^2 \cdot \text{R}^4$ es la constante de Stefan-Boltzmann, A_{sr} es el área del cuerpo que radia, m^2 o ft^2 , y T_s temperatura absoluta, K o °R. La superficie idealizada que emite radiación a esta razón máxima se llama cuerpo negro y la radiación emitida por éste es la radiación del cuerpo negro. La radiación emitida por todas las superficies reales es menor que la emitida por un cuerpo negro a la misma temperatura y se expresa como

$$R_{emitada} = \varepsilon \sigma A_s T_s^4 \quad (1.7)$$

en donde ε es la emisividad de la superficie. La emisividad cuyo valor está en el intervalo $0 \leq \varepsilon \leq 1$, es una medida de cuán próxima está una superficie de ser un cuerpo negro, para el cual $\varepsilon = 1$ (Cengel, 2007).

Otra importante propiedad relativa a la radiación de una superficie es su absorptividad α , la cual es la fracción de la energía de radiación incidente sobre una superficie que es absorbida por ésta. Como la emisividad, su valor está en el intervalo $0 \leq \alpha \leq 1$. Un cuerpo negro es un absorbente perfecto ($\alpha = 1$) del mismo modo que es un emisor perfecto (Cengel, 2007).

En general, tanto ε como α de una superficie dependen de la temperatura y de la longitud de onda de la radiación.

1.3 Ciclos termodinámicos de potencia

Los ciclos termodinámicos son procesos que devuelven un sistema a su estado original después de una serie de fases. En un ciclo la energía interna del sistema no cambia, cumpliendo lo siguiente:

$$Q_{entrada} = W_{producido} + Q_{salida} \quad (1.8)$$

Donde:

$Q_{entrada}$ = calor de entrada.

$W_{producido}$ = trabajo producido.

Q_{salida} = calor de salida.

Por tanto, la diferencia entre el calor entrada y el calor de salida debe ser igual al trabajo producido en el sistema. Una máquina térmica de eficiencia perfecta realizaría un ciclo ideal en el que todo el calor se convertiría en trabajo mecánico.

Son básicamente tres los ciclos termodinámicos que podemos usar como base para la aplicación en la máquina térmica y que se utilizan actualmente en centrales solares termoeléctricas:

- ❖ El ciclo Rankine
- ❖ El ciclo Brayton
- ❖ El ciclo de Stirling

1.3.1 Ciclo Rankine. Turbina de vapor

El ciclo Rankine es el ciclo ideal para las centrales eléctricas de vapor. El ciclo Rankine ideal no incluye ninguna irreversibilidad interna y está compuesto de los siguientes cuatro procesos como se muestra en la figura 6:

1-2 Compresión isentrópica en una bomba

2-3 Adición de calor a presión constante en una caldera

3-4 Expansión isentrópica en una turbina

4-1 Rechazo de calor a presión constante en un condensador

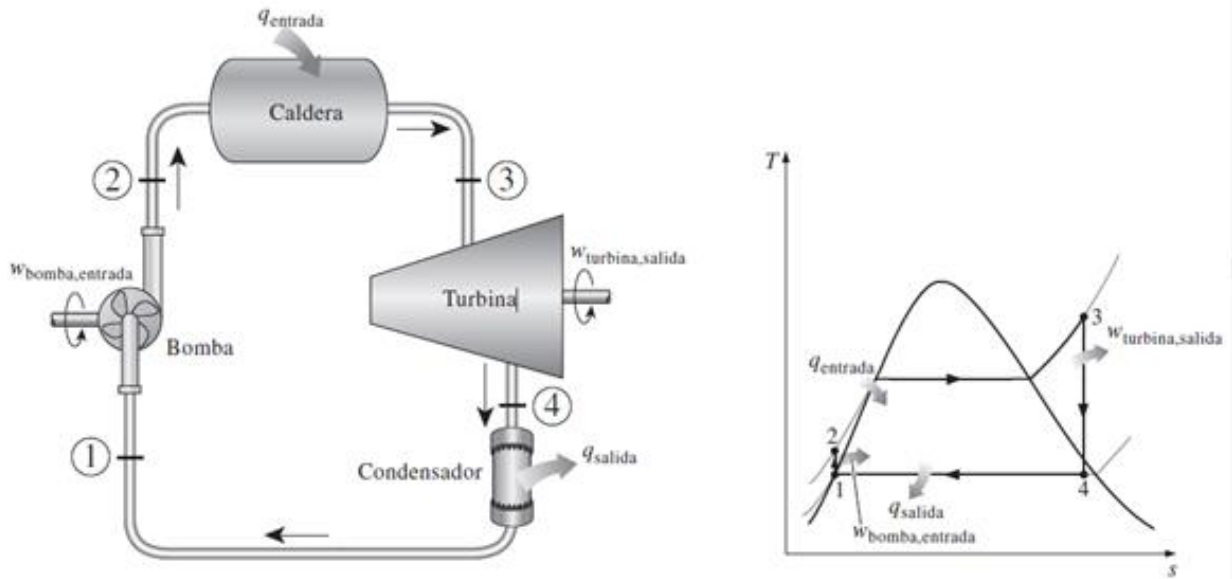


Figura 6. Ciclo de Rankine ideal simple. [Cengel & Boles, 2012]

El agua entra a la *bomba* en el estado 1 como líquido saturado y se comprime isentrópicamente hasta la presión de operación de la caldera. La temperatura del agua aumenta un poco durante este proceso de compresión isentrópica debido a una ligera disminución en el volumen específico del agua. La distancia vertical entre los estados 1 y 2 en el diagrama T - s se exagera de manera considerable para mayor claridad. El agua entra a la *caldera* como líquido comprimido en el estado 2 y sale como vapor sobrecalentado en el estado 3. La caldera es básicamente un gran intercambiador de calor donde el calor que se origina en los gases de combustión, reactores nucleares u otras fuentes, se transfiere al agua esencialmente a presión constante. La caldera, junto con la sección donde el vapor se sobrecalienta, recibe el nombre de *generador de vapor*. El vapor sobrecalentado en el estado 3 entra a la *turbina* donde se expande isentrópicamente y produce trabajo al hacer girar el eje conectado a un generador eléctrico. La presión y la temperatura del vapor disminuyen durante este proceso hasta los valores en el estado 4, donde el vapor entra al *condensador*. En este estado el vapor es por lo general un vapor húmedo con una alta calidad. El vapor se condensa a presión constante en el condensador, el cual es básicamente un gran intercambiador de calor, rechazando el calor hacia un medio de enfriamiento como un lago, un río o la atmósfera. El vapor sale del condensador como líquido saturado y entra a la bomba, completando el ciclo (Cengel & Boles, 2012).

El ciclo de Rankine ideal con recalentamiento

El aumento en la presión de la caldera incrementa la eficiencia térmica del ciclo Rankine al incrementar la temperatura promedio durante el proceso de adición de calor, pero que también incrementa el contenido de humedad del vapor a niveles inaceptables (Cengel & Boles, 2012).

El diagrama T-s del ciclo Rankine ideal con recalentamiento y el esquema de la central eléctrica que opera en este ciclo se muestran en la figura 7. El ciclo Rankine ideal con recalentamiento difiere del ciclo Rankine ideal simple en que el proceso de expansión sucede en dos etapas. En la primera (la turbina de alta presión), el vapor se expande isentrópicamente hasta una presión intermedia y regresa a la caldera donde se recalienta a presión constante, por lo general hasta la temperatura de entrada de la turbina de la primera etapa. Después, el vapor se expande isentrópicamente en la segunda etapa (turbina de baja presión) hasta la presión del condensador (Cengel & Boles, 2012).

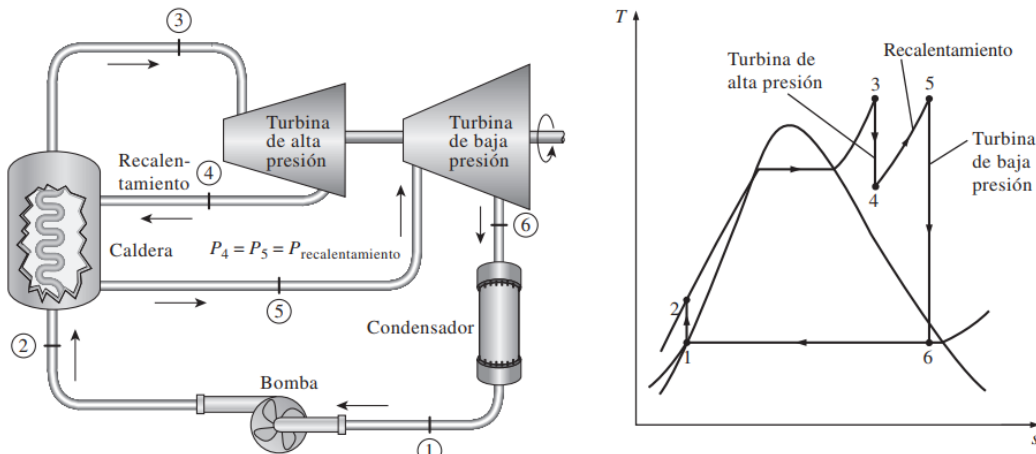


Figura 7. El ciclo Rankine ideal con recalentamiento. [Cengel & Boles, 2012]

La incorporación de un recalentamiento simple en una central eléctrica moderna mejora la eficiencia del ciclo en 4 o 5 por ciento (Cengel & Boles, 2012).

El único propósito del ciclo de recalentamiento es reducir el contenido de humedad del vapor en las etapas finales del proceso de expansión. Si se contara con materiales que soportaran temperaturas suficientemente altas, no habría necesidad del ciclo de recalentamiento (Cengel & Boles, 2012).

El ciclo de Rankine ideal regenerativo

Un examen cuidadoso del diagrama T-s del ciclo Rankine dibujado en la figura 8 revela que el calor se transfiere al fluido de trabajo durante el proceso 2-2' a una temperatura relativamente baja. Esto reduce la temperatura promedio a la que se añade el calor y por consiguiente la eficiencia del ciclo (Cengel & Boles, 2012).

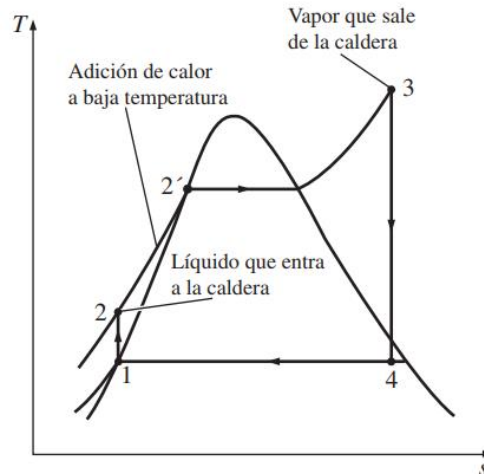


Figura 8. La primera parte del proceso de adición de calor en la caldera sucede a temperaturas relativamente bajas. [Cengel & Boles, 2012]

Un proceso de regeneración práctico en las centrales eléctricas de vapor se logra con la extracción o “drenado” o “purga” del vapor de la turbina en diversos puntos. Este vapor, que podría producir más trabajo si se expandiera aún más en la turbina, se utiliza en cambio para calentar el agua de alimentación (Cengel & Boles, 2012).

El dispositivo donde el agua de alimentación se calienta mediante regeneración se llama regenerador o calentador de agua de alimentación (CAA).

La regeneración no sólo mejora la eficiencia del ciclo, también proporciona un medio conveniente de desairar el agua de alimentación (al eliminar el aire que se filtra al condensador) para evitar la corrosión en la caldera. Asimismo, ayuda a controlar el gran flujo volumétrico del vapor en las etapas finales de la turbina (debido a los grandes volúmenes específicos a bajas presiones). Por consiguiente, la regeneración se utiliza en todas las centrales eléctricas de vapor modernas desde su introducción a principios de la década de 1920 (Cengel & Boles, 2012).

Un calentador del agua de alimentación es un intercambiador de calor donde éste se transfiere del vapor al agua de alimentación mediante la mezcla de ambos flujos de fluido (calentadores de agua de alimentación abiertos) o sin mezclarlos (calentadores de agua de alimentación cerrados). Un calentador abierto de agua de alimentación (o de contacto directo) es básicamente una cámara de mezclado en la que el vapor extraído de la turbina se mezcla con el agua de alimentación que sale de la bomba. Idealmente, la mezcla sale del calentador como líquido saturado a la presión del calentador (Cengel & Boles, 2012).

1.3.2 Ciclo Brayton. Turbina gas

El ciclo Brayton fue propuesto por George Brayton por vez primera para usarlo en el motor reciprocante que quemaba aceite desarrollado por él alrededor de 1870. Actualmente se utiliza en turbinas de gas donde los procesos tanto de compresión como de expansión suceden en maquinaria rotatoria. Las turbinas de gas generalmente operan en un *ciclo abierto*, como se observa en figura 9. Se introduce aire fresco en condiciones ambiente dentro del compresor, donde su temperatura y presión se elevan. El aire de alta presión sigue hacia la cámara de combustión, donde el combustible se quema a presión constante. Los gases de alta temperatura que resultan entran a la turbina, donde se expanden hasta la presión atmosférica, produciendo potencia. Los gases de escape que salen de la turbina se expulsan hacia fuera (no se recirculan), causando que el ciclo se clasifique como un ciclo abierto (Cengel & Boles, 2012).

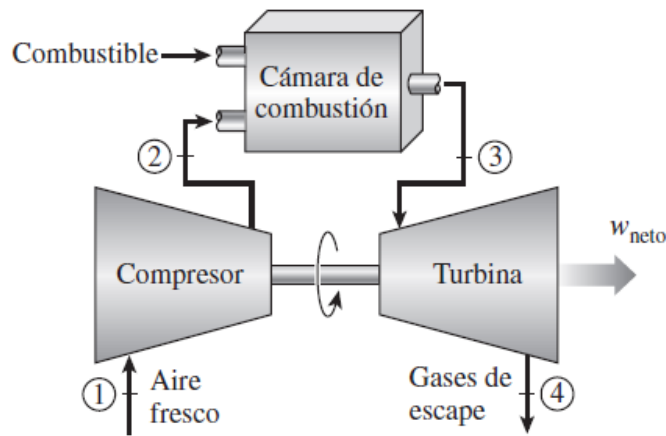


Figura 9. Motor de turbina de gas de ciclo abierto. [Cengel & Boles, 2012]

El ciclo de turbina de gas abierto descrito anteriormente puede modelarse como un *ciclo cerrado*, como se indica en la figura 10, empleando las suposiciones de aire estándar. En este caso los procesos de compresión y expansión permanecen iguales, pero el proceso de combustión se sustituye por uno de adición de calor a presión constante desde una fuente externa, mientras que el proceso de escape se reemplaza por otro de rechazo de calor a presión constante hacia el aire ambiente. El ciclo ideal que el fluido de trabajo experimenta en este ciclo cerrado es el ciclo Brayton, el cual está integrado por cuatro procesos internamente reversibles:

- 1-2 Compresión isentrópica
- 2-3 Adición de calor a presión constante
- 3-4 Expansión isentrópica
- 4-1 Rechazo de calor a presión constante

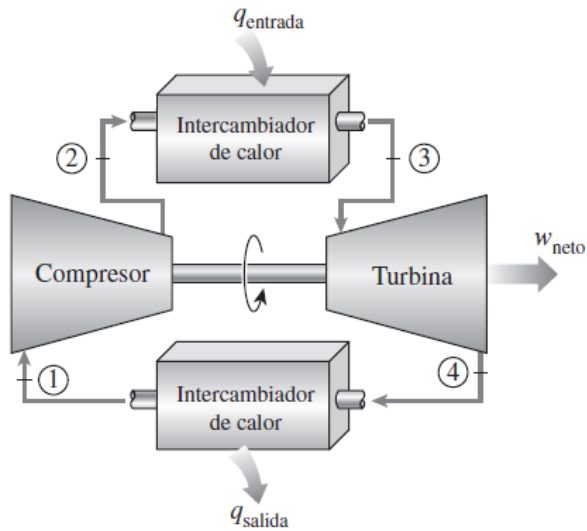


Figura 10. Ciclo Brayton. [Cengel & Boles, 2012]

Los diagramas T - s y P - v de un ciclo Brayton ideal se muestran en la figura 11. Observe que los cuatro procesos del ciclo Brayton se ejecutan en dispositivos de flujo estacionario, por lo tanto deben analizarse como procesos de flujo estacionario (Cengel & Boles, 2012).

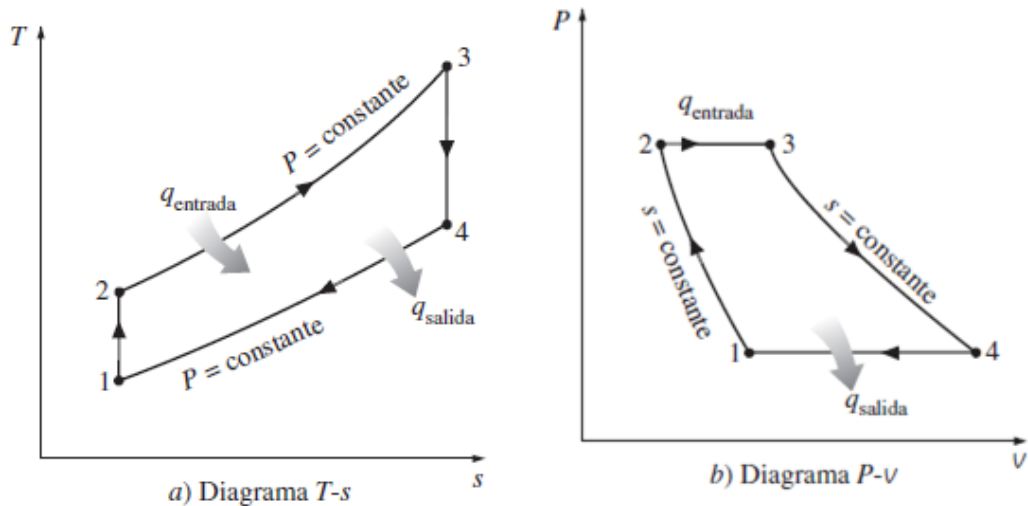


Figura 11. Diagramas T - s y P - v para un ciclo Brayton ideal. [Cengel & Boles, 2012]

1.3.3 Ciclo de Stirling. Motor de Stirling

De acuerdo a Cengel & Boles (2012) el motor de Stirling es propulsado por la expansión del gas cuando éste es calentado seguido de la compresión del gas cuando éste es enfriado. Contiene una cantidad fija de gas que es transferida continuamente entre la parte fría y la parte caliente (mantenida por una fuente térmica exterior).

El ciclo de Stirling está integrado por cuatro procesos totalmente reversibles que se muestran en los diagramas T - s y P - v (figura 12):

- 1-2 expansión a $T = \text{constante}$ (adición de calor de una fuente externa)
- 2-3 regeneración a $v = \text{constante}$ (transferencia de calor interna desde el fluido de trabajo hacia el regenerador)
- 3-4 compresión a $T = \text{constante}$ (rechazo de calor a un sumidero externo)
- 4-1 regeneración a $v = \text{constante}$ (nuevamente, transferencia de calor interna desde un regenerador hacia el fluido de trabajo)

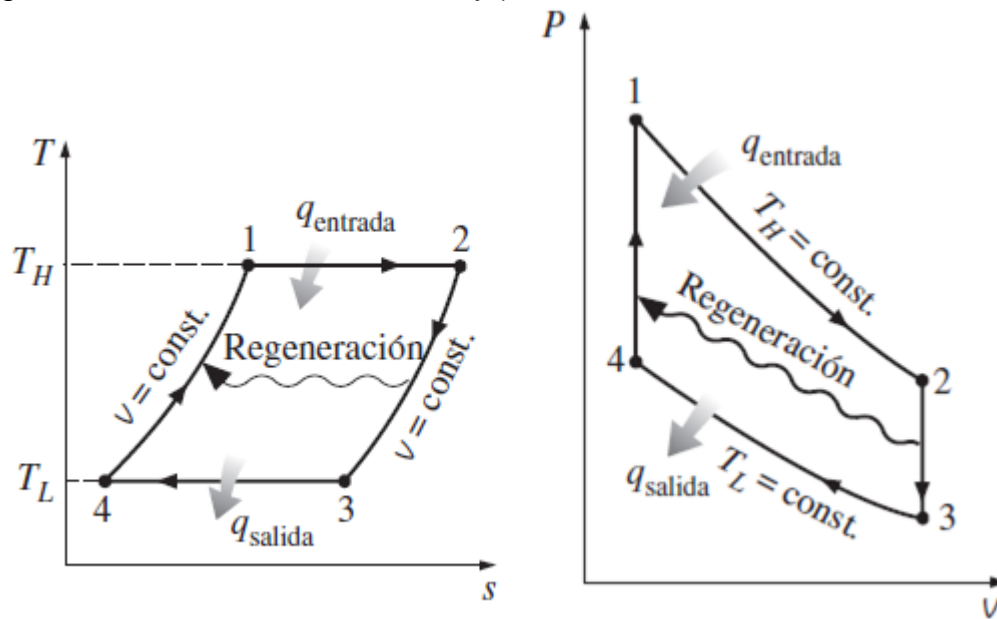


Figura 12. Diagramas T - s y P - v de los ciclos de Stirling. [Cengel & Boles, 2012]

La regeneración, un proceso en el que se transfiere calor hacia un dispositivo de almacenamiento de energía térmica (llamado *regenerador*) durante una parte del ciclo y se transfiere de nuevo hacia el fluido de trabajo durante otra (Cengel & Boles, 2012).

La ejecución del ciclo Stirling requiere equipos de tecnología avanzada. Los motores Stirling reales, incluso el patentado originalmente por Robert Stirling, son muy pesados y complicados. La ejecución del ciclo Stirling en un sistema cerrado se explica con la ayuda del motor hipotético mostrado en la figura 13 (Cengel & Boles, 2012).

Este sistema se compone de un cilindro con dos émbolos a los lados y un regenerador en medio. El regenerador puede ser una malla de alambre o cerámica o cualquier tipo de tapón poroso con una alta masa térmica (masa por calor específico), que se emplea para el almacenamiento temporal de energía térmica. La masa del fluido de trabajo contenida dentro del regenerador en cualquier instante se considera insignificante (Cengel & Boles, 2012).

Inicialmente, la cámara izquierda alberga todo el fluido de trabajo (un gas) que se encuentra a alta temperatura y presión. Durante el proceso 1-2 se añade calor al gas a T_H desde una fuente a T_H . Cuando el gas se expande isotérmicamente, el émbolo de la izquierda se mueve hacia fuera, efectúa trabajo y la presión del gas disminuye. Durante el proceso 2-3 los dos émbolos se mueven hacia la derecha a la misma velocidad (para mantener el volumen constante) hasta que todo el gas es introducido en la cámara derecha. Cuando el gas pasa por el regenerador se transfiere calor al regenerador y la temperatura del gas disminuye de T_H a T_L . Para que este proceso de transferencia de calor sea reversible, la diferencia de temperatura entre el gas y el regenerador no debe exceder una cantidad diferencial dT en cualquier punto. Así, la temperatura del regenerador será T_H en el extremo izquierdo del mismo y T_L en el derecho cuando se alcanza el estado 3. Durante el proceso 3-4 el émbolo de la derecha se mueve hacia dentro y comprime el gas, se transfiere calor del gas al sumidero a temperatura T_L , por lo que la temperatura del gas permanece constante en T_L mientras aumenta la presión. Por último, durante el proceso 4-1, ambos émbolos se mueven hacia la izquierda a la misma velocidad (para mantener el volumen constante) y empujan a todo el gas hacia la cámara izquierda. La temperatura del gas aumenta de T_L a T_H cuando pasa por el regenerador y toma la energía térmica almacenada ahí durante el proceso 2-3. Esto completa el ciclo (Cengel & Boles, 2012).

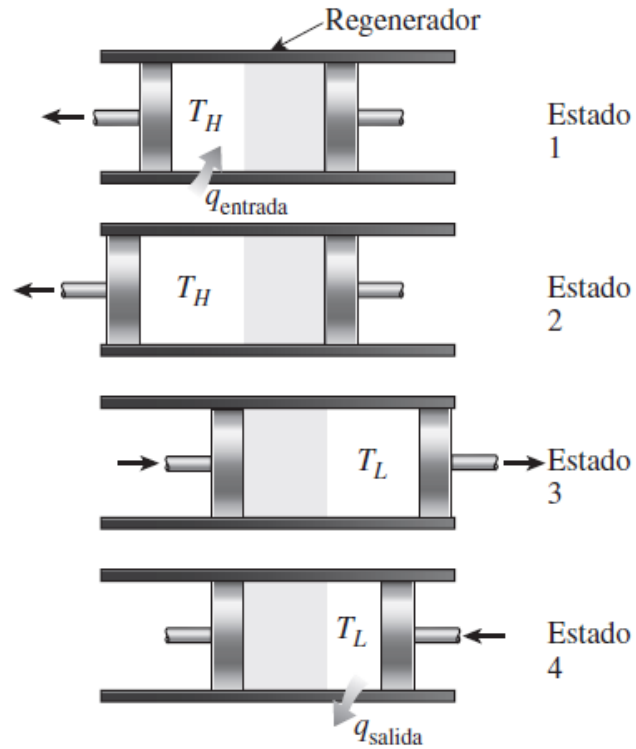


Figura 13. Ejecución del ciclo Stirling. [Cengel & Boles, 2012]

El segundo proceso a volumen constante sucede a un volumen más pequeño que el primero y que la transferencia neta de calor hacia el regenerador durante un ciclo es cero. Es decir, la cantidad de energía almacenada en el regenerador durante el proceso 2-3 es igual a la cantidad de calor tomada por el gas durante el proceso 4-1 (Cengel & Boles, 2012).

Capítulo 2. Tecnología termosolar

2.1 ¿Qué es la tecnología termosolar?

La tecnología termosolar está basada en el concepto de la concentración de la radiación solar para producir vapor o aire caliente, estos fluidos de trabajo suelen ser usados en plantas eléctricas convencionales. La energía solar térmica (calor) es una alternativa renovable y libre de dióxido de carbono a la energía que generamos con combustibles fósiles como el carbón y el gas. Dado que se requiere una gran cantidad de radiación solar, es evidente que se requiere lugares con alta incidencia de radiación solar.

La captura de la radiación solar se da en dispositivos estacionarios o con seguimiento del sol, y con concentración o sin ella.

La tecnología de colector termosolar sin concentración recibe la radiación solar en un receptor y este transfiere su energía térmica al fluido a utilizar. Actualmente existen dos tipos de colectores, los colectores planos y los tubos evacuados; son colectores de baja temperatura puesto que trabajan a menores de 85 °C, son ideales para calentar piscinas, uso doméstico de agua y actividades industriales siempre y cuando el calor del proceso no requiera de temperaturas mayores.

La tecnología de colector termosolar con concentración solar, recibe la radiación solar en un área de apertura (espejos o lentes) para reflejarla en un área menor. Cuando la radiación solar es concentrada se convierte en calor, presentando temperaturas mayores a 100 °C, esta tecnología tiene aplicaciones como: el calentamiento de líquidos en procesos industriales, la pasteurización, teñido de fibras, industria alimentaria, entre otros, hasta la generación de electricidad con un ciclo termodinámico convencional.

Además, en función de la temperatura de operación, esta tecnología se puede clasificar en aplicaciones de baja, media y alta temperatura (Carta et al, 2009).

Las aplicaciones de baja temperatura (menores a 90 °C), utilizan colectores planos y tubos evacuados para calentamiento de agua y acondicionamiento de espacios en el sector residencial.

Las aplicaciones de temperatura media (entre 90 °C y 400 °C) se utilizan para uso industrial, enfriamiento y calefacción de espacios, se consideran los concentradores cilindro-parabólicos y reflectores lineales de Fresnel para generar electricidad.

Las aplicaciones de alta temperatura (mayores a 400 °C) son utilizadas para la generación de energía eléctrica como en algunos procesos industriales.

En este trabajo el enfoque está determinado a la generación de electricidad y considerando lo anterior las aplicaciones de interés son media y alta.

Por otra parte, la tecnología de concentración solar de potencia (CSP) o también llamadas plantas termosolares utilizan la radiación directa normal, que corresponde a la energía que se recibe en la superficie perpendicular a los rayos del sol.

Desde hace 40 años, se ha generado electricidad a partir de energía solar térmica, mediante tecnología de CSP. Las plantas que se encuentran actualmente en operación con concentradores cilíndrico-parabólicos (por ejemplo Sistemas de Generación de Energía Solar, Estados Unidos, Nevada Solar One, Estados Unidos y SOLNOVA, España) , utilizan un aceite sintético como fluido caloportador desde los tubos colectores hacia los intercambiadores de calor donde el agua es precalentada, evaporada y sobrecalentada, el vapor sobrecalentado hace girar una turbina que mueve un generador para producir electricidad, después de ser enfriada y condensada, el agua regresa a los intercambiadores de calor. Las plantas de tecnología cilindro-parabólico representan la tecnología más madura que existe hoy en día. Los sistemas de torres termosolares consisten en un arreglo de helióstatos o espejos dirigidos a un punto focal en común en la parte alta de una torre; la electricidad se produce mediante la generación de vapor, de manera directa o indirecta, la generación directa de vapor ocurre dentro de la torre, mientras que la generación indirecta involucra un fluido caloportador como sales fundidas (ProMéxico, 2017).

Las plantas termosolares podrían generar electricidad para todo el mundo, según los cálculos de la Agencia Aeroespacial de Alemania solo ocuparían el 1% del área total de desiertos.

2.2 Funcionamiento de una planta termosolar

El funcionamiento de una planta termosolar es similar al de una termoeléctrica, pero en lugar de carbón o gas utiliza la energía del sol.

Una planta termosolar consiste básicamente en cuatro sistemas separados y acoplados entre sí: el sistema de captación de radiación, el sistema de HTF (Heat Thermal Fluid), el sistema de almacenamiento de energía, y el bloque de potencia.

❖ Sistema de captación de radiación.

Actualmente existen cuatro tipos de tecnologías de captación: cilindro-parabólico, reflectores de Fresnel, torre termosolar y disco parabólico las cuales se detallarán más adelante.

El sistema de captación está constituido, generalmente, por los denominados colectores de concentración. Estos colectores reflejan y concentran la radiación solar en un elemento receptor de superficie muy reducida, siendo capaces de proporcionar temperaturas con buenos rendimientos. Con estos colectores se logra que la radiación solar se transforme en energía térmica para calentar un fluido que circula por el receptor, este transfiere la energía al bloque de potencia para producir vapor.

Todas las tecnologías disponen de un sistema de seguimiento con el propósito de orientarlos en la mejor posición para captar eficazmente la radiación solar durante el transcurso del día.

❖ Sistema de fluido caloportador o HTF

Es el sistema más complejo de todos los que integran una planta termosolar, porque es el sistema que une el calor captado y la energía producida. Para el funcionamiento del sistema y por las propias características del HTF son necesarios una serie de sistemas auxiliares: sistema de bombeo, sistema de depuración, sistema de anti-congelación, tanques de expansión, sistema de nitrógeno de inertización y caldera auxiliar.

- Sistema de bombeo: está compuesto por una serie de bombas grandes encargadas de hacer circular el HTF por toda la planta, es importante señalar que de acuerdo al HTF que se utilizará serán las características de las bombas.
- Sistema de depuración: es el encargado de limpiar el HTF, de acuerdo a cuatro factores: sólidos en suspensión, contaminación con agua, degradación térmica por craking y venteo del N₂ contaminado en los tanques de expansión, según la elección del fluido. Si no se eliminaran se tendría obstrucción en los filtros, deterioro en las bombas y válvulas, la reducción de la capacidad de intercambio y disminución del punto de inflamación.
Los sistemas de depuración constan básicamente de tres tipos de sistemas:
 - Filtros, para la eliminación de productos sólidos en suspensión.
 - Destiladores, que provocan la separación de dos sustancias por evaporación teniendo en cuenta sus diferentes puntos de ebullición.
 - Condensadores, para condensar selectivamente una serie de compuestos, teniendo en cuenta sus diferentes temperaturas de condensación.
 - Tanques de almacenamiento, para acumular los residuos separados antes de entregarlos a un gestor autorizado de residuos peligrosos.
- Sistema de anti-congelación: su función es proporcionar calor al HTF para evitar que llegue a su temperatura de congelación, es un sistema de calentamiento de las tuberías para evitar que aumente la viscosidad del HTF y que se pueda solidificar, se puede hacer por resistencias eléctricas o por tuberías enchaquetado calentadas por vapor.
- Tanques de expansión: es el encargado de absorber las diferencias de volumen cuando el fluido se calienta.
- Sistema de nitrógeno de inertización: evita la degradación del HTF por oxidación o craking en los tanques, estos presurizados con nitrógeno, los tanques inertizados son todos los tanques de sistema de depuración, tanque de expansión y tanque de rebose.
- Caldera auxiliar: es la encargada de mantener la temperatura del HTF en los valores correctos para que el sistema siga funcionando correctamente en alguna circunstancia en donde los captadores no suministren suficiente energía, se suele alimentar de gas natural.

❖ Almacenamiento de energía

Es el encargado de almacenar la energía térmica para ser usada en las horas de ausencia o alta variabilidad de radiación solar para la generación de energía eléctrica.

Hay tres formas de almacenar la energía en una central termosolar:

- ❖ Almacenamiento de calor sensible: se basa en el cambio de temperatura del fluido de almacenamiento, que se representa con la siguiente ecuación:

$$Q = m * c_p * \Delta T \quad (2.1)$$

Donde, Q es la energía almacenada, m es la masa del fluido de almacenamiento, C_p es el calor específico de la sustancia y ΔT es el cambio de temperatura durante el proceso. La mayoría de los sistemas de almacenamiento a escala comercial de plantas termosolares son de este tipo con sales fundidas.

- ❖ Almacenamiento de calor latente: basado en el cambio de fase del fluido de almacenamiento y ocurre a una temperatura constante. La cantidad de energía almacenada sigue la siguiente ecuación:

$$Q = m * (c_{ps} * (T_f - T_s) + h + c_{pl} * (T_l - T_f)) \quad (2.2)$$

Donde C_{ps} y C_{pl} son los calores específicos del fluido en las fases sólidas y líquidas respectivamente, h es la entalpía de cambio de fase, T_f es la temperatura de fusión, T_l es la temperatura del líquido y T_s es la temperatura del sólido.

- ❖ Almacenamiento químico: es el menos investigado y desarrollado en la actualidad, sin embargo, presenta mayor potencial.

Entre los distintos sistemas de almacenamiento térmico que existen actualmente, el uso de sales fundidas permite avanzar hacia plantas termosolares más eficientes.

La cilindro-parabólica es la tecnología solar más madura y extendida a escala comercial. Utiliza un aceite sintético como HTF, que se calienta en el campo solar hasta una temperatura máxima de 400 °C, limitando las eficiencias de conversión térmica-eléctrica, sin embargo esta tecnología podría alcanzar 550 °C con la generación directa de vapor.

Por ello, en los últimos años la tecnología de torre ha ganado impulso respecto a la cilindro-parabólica. Las instalaciones de torre pueden utilizar como fluido de caloportador tanto vapor como sales inorgánicas (mezclas de nitrato de sodio y de potasio) brindando mayores eficiencias de conversión térmica-eléctrica.

Las plantas PS-10 y PS-20 cuenta con un sistema de almacenamiento de 1 hora basado en vapor, formado por cuatro y dos acumuladores de vapor, respectivamente, que permite mantener la turbina en funcionamiento en períodos de baja irradiación solar.

Actualmente el proyecto de la planta solar del desierto de Atacama de Chile, aún en construcción, tendrá 17.5 horas de almacenamiento.

❖ Bloque de potencia

Una vez calentado el HTF, se bombea hasta el bloque de potencia y allí, fluye a través de intercambiadores de calor. El vapor producido como consecuencia de ese intercambio, opera una turbina conectada al generador de electricidad. La turbina transforma la energía térmica del vapor en energía mecánica que impulsa el generador. Entonces, el generador convierte la energía mecánica en energía eléctrica. El vapor de salida pasa a un condensador para volver al estado líquido y comenzar de nuevo el ciclo, este sistema es usado en plantas termosolares que utilizan un HTF diferente al agua en el campo solar. Para plantas con generación directa de vapor, como la planta PS – 10, el HTF es agua, con el fin de producir vapor directamente hacia la turbina y condensándolo a la salida.

La generación de energía eléctrica con sistemas de concentración solar es bastante convencional, se realiza a partir de la conversión termodinámica (ciclo Rankine) y electromecánica (turbina-generador).

2.3 Tipos de concentradores de energía solar

La tecnología de concentración solar se puede clasificar en los siguientes dos tipos:

- ❖ Sistemas de concentración lineal
- ❖ Sistemas de concentración puntual

2.3.1 Sistemas de concentración lineal

Los sistemas de concentración lineal recogen la energía del sol usando espejos largos, rectangulares, curvados (en forma de U). Los espejos enfocan la luz solar sobre los receptores (tubos) que recorren la longitud de los espejos. La luz solar concentrada calienta un fluido caloportador que fluye a través de los tubos.

Las centrales termosolares de concentración lineal tienen un gran *campo* de colectores en filas paralelas que típicamente están alineadas en una orientación norte-sur para maximizar la recolección de energía solar. Esta configuración permite a los espejos rastrear el sol de este a oeste durante el día y concentrar la luz solar continuamente en los tubos receptores.

Hay dos tipos principales de sistemas concentradores lineales: sistemas de cilindro-parabólicos, donde los tubos receptores se colocan a lo largo de la línea focal de

cada espejo parabólico, y sistemas reflectores lineales de Fresnel, donde un tubo receptor se coloca sobre varios espejos para permitir una mayor movilidad de los espejos rastreando el sol.

2.3.1.1 Cilindro-parabólico

El captador cilindro-parabólico (CCP), refleja la radiación solar directa y la concentra sobre un tubo absorbente colocado en la línea focal de la parábola. El colector tiene un sistema de seguimiento del sol para mantener la luz enfocada en el receptor. La radiación concentrada sobre el tubo absorbente calienta el fluido que circula por su interior, transformando la radiación solar en energía térmica, en forma de calor sensible o latente del fluido. Como cualquier otro captador de concentración, los CCP solo pueden aprovechar la radiación solar directa. Consta de muchas líneas de concentración solar cada uno compuesto de 10-12 módulos de captación solar con longitudes de 96-150 metros, en filas paralelas alineadas (lazos, loops), separadas 16-18 metros, de 600 hasta 1 200 metros de longitud, orientados de norte-sur y ocupando varias hectáreas de terreno (Rogel, 2019). Debido a su forma parabólica, puede enfocar la luz solar de 30 veces a 100 veces su intensidad normal (relación de concentración) en el tubo receptor, logrando temperaturas de operación superiores a 400 °C.

Actualmente, las plantas termosolares con tecnología tipo CCP cuentan con mayor experiencia en el mercado, además de ser las que presentan menor costo para generar electricidad.

La planta termosolar más grande del mundo con sistemas de CCP es Sistema de Generación de Energía Solar (SEGS).

2.3.1.1.1 Componentes o elementos principales de un CCP

En la figura 14 se puede observar los componentes principales de la tecnología cilindro-parabólico:

❖ Reflector.

El objetivo del reflector cilindro-parabólico es reflejar y concentrar sobre el tubo absorbedor la radiación solar directa que incide sobre la superficie. Se trata en definitiva de un espejo curvado en una de sus dimensiones con forma de parábola, que concentra sobre su línea focal toda la radiación solar que atraviesa su plano de apertura.

La superficie se consigue a través de películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte de vidrio que le da la suficiente rigidez. Se utilizan diferentes medios de soporte para película reflectante: chapa metálica (bajo costo, pero su durabilidad es baja, ya que la superficie del aluminio se deteriora con cierta rapidez), vidrio (delgado 1.5 mm y grueso 3 mm) y plástico (baja durabilidad en la intemperie).

❖ Tubo absorbedor.

El tubo absorbedor o receptor, consta de dos tubos concéntricos separados por una capa de vacío. El interior, por el que circula el fluido que se calienta es metálico y el exterior de cristal. El tubo metálico lleva un recubrimiento selectivo que posee una elevada absorptividad (> 90%) y una baja emisividad en el espectro infrarrojo (< 30%), lo que le proporciona un elevado rendimiento térmico. El tubo de cristal que rodea al tubo interior metálico tiene la doble misión de reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo metálico y de proteger el recubrimiento selectivo de las incidencias meteorológicas. La mayoría de los recubrimientos se degradan en contacto con el aire cuando están calientes, por eso se requiere que exista un alto vacío entre los dos tubos. El tubo de cristal suele llevar también un tratamiento antirreflexivo en sus dos caras, para aumentar su transmisividad a la radiación solar y, por consiguiente, el rendimiento óptico del colector. En el caso de que el fluido que circula por el tubo absorbedor solo se caliente hasta una temperatura máxima de 300 °C, no es necesario recurrir a recubrimientos selectivos, se puede utilizar cobalto, cromo o níquel negro, por lo que no es necesario utilizar tubos absorbentes con vacío entre el tubo interior metálico y el exterior de vidrio.

❖ Estructura metálica.

La misión de la estructura del colector es la que da rigidez al conjunto de elementos que lo componen.

❖ Sistema de seguimiento del sol.

El sistema seguidor más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro-parabólicos del colector alrededor de un eje. La rotación del colector requiere un mecanismo de accionamiento, eléctrico o hidráulico que mueva al colector de acuerdo con la posición del sol. Los mecanismos eléctricos son adecuados para colectores de tamaño pequeño o medio, mientras que para colectores grandes se requiere el uso de mecanismos hidráulicos.

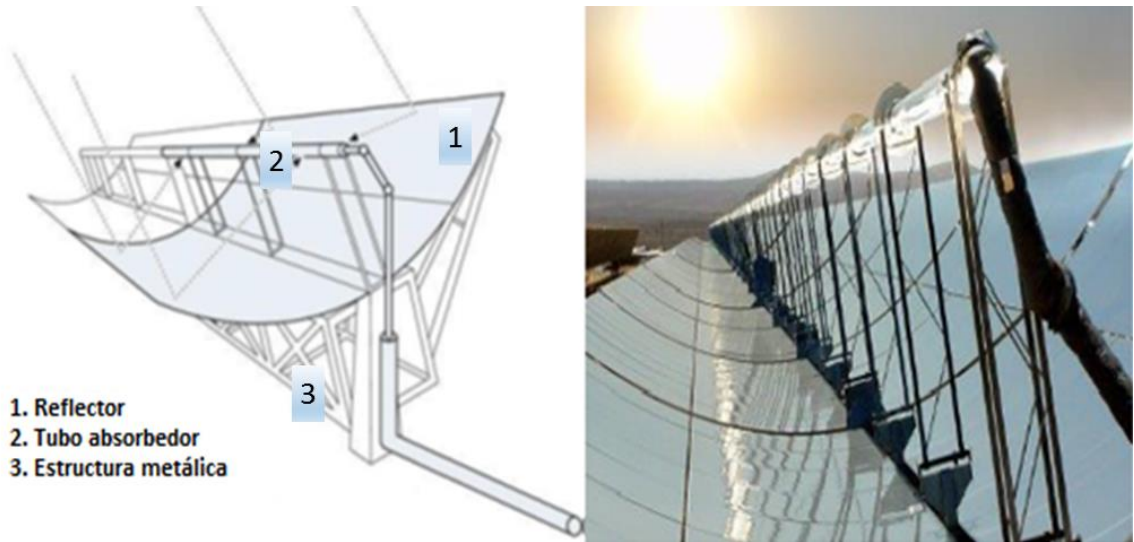


Figura 14. Partes de un colector cilindro-parabólico.

2.3.1.1.2 Configuración del campo de colectores

Dependiendo de la manera en que se alimente de fluido térmico al campo de colectores, existen tres tipos fundamentales de configuración (figura 15):

- ❖ de retorno directo,
- ❖ de retornos invertidos,
- ❖ y de alimentación central.

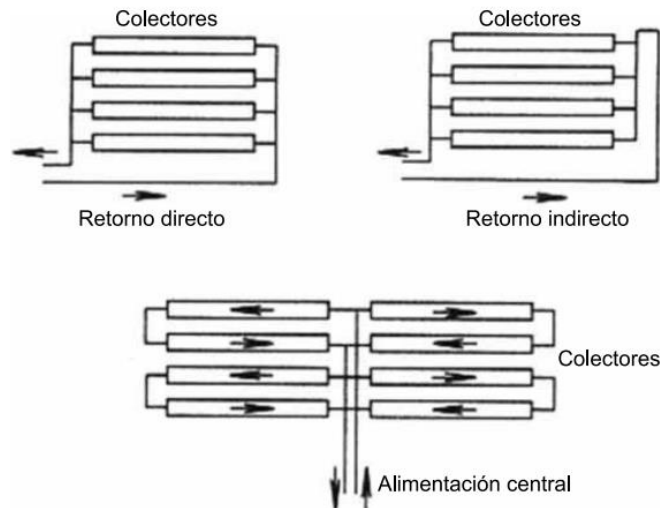


Figura 15. Posibles configuraciones en la alimentación del campo de colectores. [Carta et al, 2009]

La configuración de retorno directo es la más simple y la que más se ha utilizado. El principal inconveniente que tiene, es el desequilibrio entre las presiones a la entrada y a la salida de cada línea (distinta longitud de tuberías), y por lo tanto, en el flujo que circula por cada una de ellas, a no ser que se instalen válvulas que equiparen las diferencias de presión en todas las líneas con el consiguiente

aumento de la caída de presión total en el circuito y el consumo de la bomba (Carta et al, 2009).

Otra posibilidad de compensar el flujo es aumentar el tamaño de las tuberías de distribución y recogida del fluido transmisor del calor a las líneas, pero eso implica un costo superior (Carta et al, 2009).

Con la configuración de retorno invertido se consigue balancear el flujo con un menor consumo en la bomba, pero con un costo mayor y un aumento de las pérdidas térmicas debido al aumento de la longitud de las tuberías (Carta et al, 2009).

La configuración con alimentación centrada necesita válvulas de homogeneización del flujo en las líneas, pero reduce la cantidad de conducciones necesarias al eliminar una tubería que recorre la longitud total del campo de colectores, con lo que el balance total no es muy próximo al del retorno invertido. Dado que esta configuración es la que presenta más ventajas en la operación de la planta, al permitir el paso con vehículos al espacio entre las filas de colectores sin necesidad de enterrar las tuberías, es probablemente la mejor opción (Carta et al, 2009).

2.3.1.1.3 Balance energético en colectores cilindro-parabólicos

La razón de concentración y el ángulo de aceptación son dos parámetros básicos de un colector cilindro-parabólico (Carta et al, 2009). La razón de concentración geométrica, C , es el cociente entre el área de apertura del colector, A_c y el área total del tubo absorbedor, A_t :

$$C = \frac{A_c}{A_t} \quad (2.3)$$

El ángulo máximo que pueden formar dos rayos en un plano transversal de la apertura del colector de manera que, una vez reflejados, dichos rayos intercepten el tubo absorbente es el ángulo de aceptación, θ (figura 16).

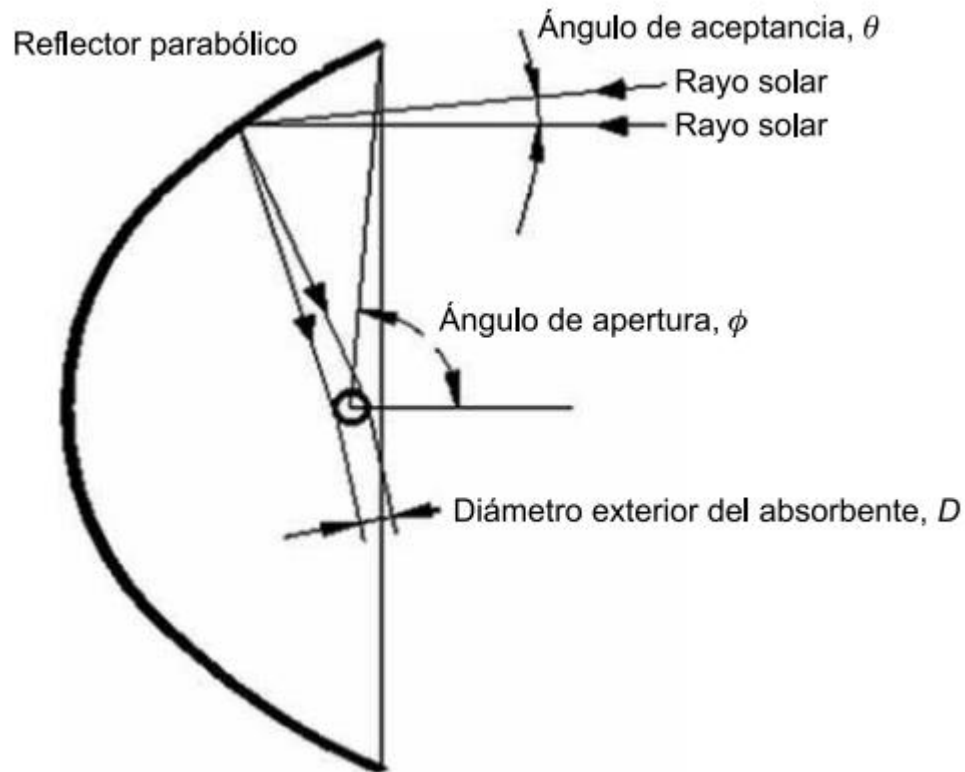


Figura 16. Ángulo de aceptación de un CCP. [Carta et al, 2009]

Los actuales CCP necesitan un sistema de seguimiento preciso y tienen un ángulo de aceptación inferior a 1° , de lo contrario solamente captarían una pequeña fracción de la radiación solar directa disponible en cada momento, ya que necesitan seguir al sol con un error de seguimiento inferior al ángulo de aceptación del colector. La precisión que tienen los sistemas de posicionamiento usados actualmente suele ser del orden de 0.25° (Carta et al, 2009).

2.3.1.1.4 Pérdidas en un CCP

Al alcanzar la radiación solar la superficie de un colector parabólico, se pierde una cantidad importante de ella debido a diferentes factores. El total de las pérdidas se puede dividir en tres grupos:

- Pérdidas geométricas.
- Pérdidas térmicas.
- Pérdidas ópticas.

❖ Pérdidas geométricas

Provocan una disminución del área efectiva de captación de los colectores. Las pérdidas geométricas en un CCP se dividen en:

- Pérdidas debidas a la posición relativa de los colectores entre sí

De acuerdo a la posición relativa de colectores se tienen pérdidas por sombras, causadas por la sombra parcial que algunos colectores pueden proyectar en los colectores adyacentes. Obviamente, cuanto mayor distancia exista entre las filas paralelas de colectores, menor es el sombreado que unos pueden provocar sobre otros (Carta et al, 2009).

- Pérdidas inherentes a cada colector

Las pérdidas inherentes a cada CCP están causadas por el hecho de que estos colectores están provistos de un sistema de seguimiento solar en un solo eje y, por lo tanto, solo pueden girar alrededor de este eje, lo que da lugar a la existencia del llamado ángulo de incidencia, ϕ , que es el ángulo formado por la radiación solar directa que incide sobre el plano de apertura del colector y la normal (es decir, la línea perpendicular a la superficie del medio). Este ángulo de incidencia depende de la hora y el día del año, ya que es función de las coordenadas del sol con respecto a un sistema cartesiano con origen en el colector, y provoca que en los extremos del colector haya una pérdida de superficie reflexiva útil (Carta et al, 2009).

La existencia de un ángulo de incidencia no solo reduce el área efectiva de captación que tiene el colector, sino que también afecta a los valores de la reflectividad, absorptividad y transmisividad, ya que estos parámetros presentan un valor máximo cuando el ángulo de incidencia es 0° (Carta et al, 2009).

❖ Pérdidas térmicas

Las pérdidas térmicas ocupan el segundo lugar en orden de importancia en un CCP, detrás de las pérdidas ópticas. Se producen principalmente en dos lugares: en el tubo absorbedor y en las tuberías de fluido térmico, siendo bastante más importantes las del tubo absorbente (Carta et al, 2009).

Asociadas al tubo absorbente, las pérdidas térmicas están formadas por: pérdidas de calor por conducción a través de los soportes de los tubos absorbentes, pérdidas por radiación, convección y conducción desde el tubo absorbente hacia la cubierta de cristal, y pérdidas por convección y radiación desde el tubo de cristal al ambiente. En aquellos tubos absorbentes en los que entre el tubo metálico y el de cristal hay vacío, las pérdidas térmicas por conducción y convección desde el tubo metálico hacia la cubierta de vidrio quedan eliminadas, y solo hay entre el tubo metálico y la cubierta de cristal pérdidas por radiación.

❖ Pérdidas ópticas

Las pérdidas ópticas son debidas a que la superficie reflexiva del concentrador no es un reflector perfecto, el vidrio que cubre al tubo absorbente metálico no es totalmente transparente, la superficie selectiva del tubo metálico no es un absorbente perfecto, la geometría del concentrador parabólico no es perfecta. Estas imperfecciones provocan que solo una parte de la radiación solar directa que incide sobre la superficie del concentrador parabólico llegue al fluido que circula por el interior del tubo absorbente (Carta et al, 2009).

Su valor viene dado por cuatro factores: reflectividad de los espejos, transmisividad del tubo de vidrio, factor de interceptación (que tiene en cuenta la parte de radiación reflejada que por cualquier causa no alcanza el absorbente) y absorptividad de la superficie selectiva que recubre el tubo metálico absorbente.

Las superficies reflexivas de los colectores no son perfectas, por lo que solo parte de la radiación incidente se refleja. Los valores típicos de la reflectividad están alrededor del 90%. Sin embargo, los valores de reflectividad disminuyen progresivamente conforme aumenta la suciedad en la superficie. Por ejemplo, la reflectividad de los colectores parabólicos instalados en la Plataforma Solar de Almería, es 92% cuando los colectores están limpios. Estos valores disminuyen a un razón de 0.26% por día, debido a la suciedad progresiva de los espejos (Carta et al, 2009).

El tubo absorbedor metálico está situado dentro de una cubierta de cristal para disminuir las pérdidas térmicas y proteger a la superficie selectiva. Una fracción de la radiación solar reflejada por los espejos y que alcanza la cubierta de cristal del tubo absorbedor no es capaz de atravesarlo. La razón entre la radiación que pasa a través de la cubierta de cristal y la radiación total incidente sobre ella da la transmisividad de dicha cubierta de vidrio. Un valor típico de este parámetro es 90% - 95 %, dependiendo de que el cristal haya sido objeto de un tratamiento antireflexivo o no (Carta et al, 2009).

2.3.1.2 Reflectores lineales de Fresnel

Los sistemas de reflector lineal de Fresnel (LFR) son similares a los sistemas de cilindros parabólicos en que los espejos (reflectores planos) concentran la luz solar en un receptor lineal invertido elevado haciendo que el fluido que fluye por los receptores incrementa su entalpía (figura 17).

Estos sistemas son capaces de concentrar la energía del sol a aproximadamente 30 veces su intensidad normal. A veces se agrega un pequeño espejo parabólico encima del receptor para enfocar la luz solar restante en tubo absorbedor lineal.

Los espejos se controlan por motores eléctricos que hacen un seguimiento de la posición del sol, la luz solar se centra en el tubo absorbedor de la manera más eficiente.

Los espejos paralelos enfocan la radiación incidente en un tubo, colocado a 8 metros por encima de los espejos. El agua fluye a través de este tubo de absorción, que se calienta a temperaturas de hasta 450°C. Esto produce vapor (como en una central térmica convencional), que se convierte en energía eléctrica en una turbina de vapor. Debido al pequeño tamaño de los espejos permite que sean menos sensibles al viento.



Figura 17. Planta termosolar con tecnología lineal de Fresnel en India. Fuente: Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico (reve)

En el sistema de canal, toda la estructura gira alrededor de un eje coincidente con el punto focal del canal. Esto significa que los espejos y el colector están conectados mecánicamente, lo que requiere rodamientos a través de los cuales debe pasar el tubo colector. En el sistema de Fresnel, los espejos individuales giran para rastrear el sol. No hay conexión mecánica entre los espejos y el colector.

Los reflectores se construyen con espejos de vidrio planos y por lo tanto su materia prima es muy barata. La forma curvada de los espejos cilindro-parabólicos hace que sean un 15% más eficientes que los espejos Fresnel, pero con el ahorro de costos

en materiales, junto con la simplicidad del funcionamiento hacen que la reducción de costos sea muy superior a la reducción de rendimiento.

En el caso de la tecnología de Fresnel, existen centrales en España, Francia, EE.UU. e India. En España en 2012, se instaló la planta denominada “Puerto Errado 2” (PE2) de 30 MW en Calasparra (Murcia). En India, se estima que hay 4 centrales entre ellas KGDS Narippaiyur Desalination CSP Plant y KGDS Linear Fresnel CSP Demonstration Plant.

2.3.2 Sistemas de concentración puntual

En este sistema los rayos solares se concentran en un solo punto, por lo que se alcanzan temperaturas mayores que en el caso de los sistemas de concentración lineal, a continuación se explican cada uno de estos sistemas.

2.3.2.1 Torres termosolares

Los sistemas de torre o sistemas de receptor central (SRC), consisten en un campo de heliostatos con seguimiento del sol, distribuidos de forma regular sobre un terreno, para que a lo largo del día reflejen la radiación solar directa que incide sobre ellos en un receptor situado en la parte más alta de una torre (ver figura 18) , con la finalidad de concentrar la radiación solar en el receptor de la torre, para posteriormente producir vapor de agua y generar energía eléctrica con un ciclo termodinámico.



Figura 18. Planta de torre termosolar, Gemasolar, España.

La alta radiación incidente, permite trabajar a altas temperaturas e integrarse en ciclos más eficientes, admiten fácilmente el funcionamiento híbrido en una gran variedad de opciones y tienen el potencial de generar electricidad con altos factores de capacidad mediante el uso de almacenamiento térmico, pudiéndose plantear

sistemas superando las 4500 horas anuales. Una parte importante del diseño del sistema de torre es tener el número óptimo de heliostatos y sistemas de almacenamiento del tamaño adecuado para mantener la energía.

Los sistemas de receptor central después de la fase de escalado y demostración del concepto, se encuentran hoy en día en explotación comercial. El ensayo de más de 10 pequeñas instalaciones experimentales de este tipo (0.5-10 MW), principalmente en los años 80 del pasado siglo, sirvió para demostrar la viabilidad técnica del concepto y su capacidad para operar con grandes sistemas de almacenamiento térmico. La experiencia más extensa ha tenido lugar en varios proyectos desarrollados en las plantas piloto Solar One y Solar Two en Barstow (California) y en la Plataforma Solar de Almería.

Solar One, con una potencia de 10 MW, usando 1,818 heliostatos de 40 m² (430 ft²) de superficie de reflexión, con un área total de 72,650 m² (782,000 ft²), se mantuvo operativa de 1982 a 1988 y utilizó vapor de agua como fluido caloportador. La ausencia de un sistema eficiente de almacenamiento térmico en Solar One condujo al desarrollo de la tecnología de sales fundidas. El proyecto Solar Two (1996) agregó un segundo anillo de 108 heliostatos más grandes de 95 m² (1,000 ft²) alrededor del Solar One existente, con un total de 1926 heliostatos con un área total de 82,750 m² (891,000 ft²), Solar Two tenía la capacidad suficiente para continuar funcionando hasta tres horas después de que no se tenga radiación solar térmica usando una sal fundida, una combinación de 60% de nitrato de sodio y 40% de nitrato de potasio, como medio de almacenamiento de energía en lugar de aceite o agua como con Solar One.

Los distintos proyectos de desarrollo tecnológico que han tenido lugar desde entonces han permitido ir mejorando componentes y procedimientos, de modo que hoy en día las predicciones establecen valores de eficiencia del sistema, conversión de energía solar a electricidad, del 23% en el diseño y del 20% anual.

Christopher Powers, un portavoz del Departamento de Energía, comentó que no cree que la tecnología de la granja solar se aplique en los EE. UU. donde otras fuentes de energía son más baratas, pero podría tener aplicaciones en el mundo real donde la electricidad es cara y hay mucha luz solar en lugares como el Medio Oriente. Es por esto que debido al éxito de Solar Two, Torresol Energy construyó en España una planta de energía comercial, llamada Gemasolar, utilizando la tecnología Solar One y Solar Two, es la primera planta solar comercial en la producción de energía eléctrica con una potencia de 17 MW, puede suministrar 80 GWh por año, suficiente para suministrar electricidad a 27,500 hogares. La planta está operando desde mayo de 2011. Gemasolar es tres veces más grande que Solar Two con 2,650 heliostatos, cada uno con una superficie reflectante de 120 m², el área total de reflexión es de 318,000 m² (3.45 millones de pies cuadrados, además esta diseñada con un almacenamiento que permite producir electricidad hasta 15 horas sin luz solar (días nublados o de noche).

Después del segundo año de operación, la planta ha superado las expectativas proyectadas. En el verano de 2013, la planta ha logrado una producción continua, que funciona las 24 horas del día durante 36 días consecutivos, un resultado que ninguna otra planta solar ha logrado hasta el momento. La operación total es de 6,450 horas a plena capacidad por año, desplazando alrededor de 30,000 toneladas de emisiones de CO₂ por año.

2.3.2.1.1 Componentes de una torre termosolar

Los principales componentes de una torre termosolar son:

❖ Helióstato

Su función es captar la radiación solar y redirigirla hacia el receptor, es junto con el receptor, uno de los componentes más importantes de una central de energía térmica solar de receptor central, y representa una fracción muy significativa (hasta el 60 %) del costo de la parte solar. Un helióstato está compuesto básicamente por una superficie reflectante, una estructura soporte, mecanismos de movimiento y un sistema de control.

Las superficies reflectantes más empleadas hasta hoy son a base de espejos de vidrio, de características similares a los descritos para los colectores cilindro-parabólicos. También se han empleado superficies reflectantes a base de películas poliméricas de alta reflectividad, el mayor inconveniente para la introducción de esta última tecnología es su menor durabilidad. Los avances más significativos en este campo se han dado con heliostatos de vidrio-metal, debido principalmente al abaratamiento de los espejos y a la optimización de componentes.

La superficie reflexiva por heliostato ha ido evolucionando respecto a su tamaño, partiendo desde los 40 m² llegando a medir hasta 150 m², sin embargo, se ha optado por heliostatos de un menor tamaño a los 150 m² por su potencial de aprovechamiento de economía de escala y, sobre todo, de simplificación y abaratamiento de los procesos de transporte, instalación y puesta en servicio.

El despliegue del campo de heliostatos en relación al receptor está condicionado en gran medida por las características del terreno disponible, por el tamaño de la planta y por la posición del receptor. Las dos opciones clásicas contemplan el despliegue del campo de heliostatos alrededor (campo circundante) o a un lado (campo norte) de una torre, sobre la cual se sitúa el receptor (figura 19).

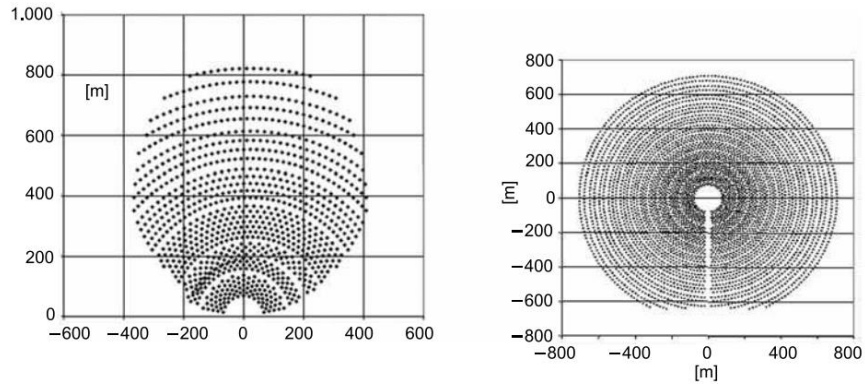


Figura 19. Despliegues típicos de un campo de helióstatos alrededor del receptor (situado en el origen de coordenadas): a la izquierda, campo Norte; a la derecha, campo circundante. [Carta et al, 2009]

Según la latitud del emplazamiento y el tamaño de la central, se elegirá una u otra configuración. En general, cuanto más lejos se encuentra la central del ecuador, mayor es la eficiencia de un campo norte respecto a uno circular. Sin embargo, el campo norte requiere de torres más altas para una misma potencia térmica en el receptor aumentando así el costo.

❖ La torre

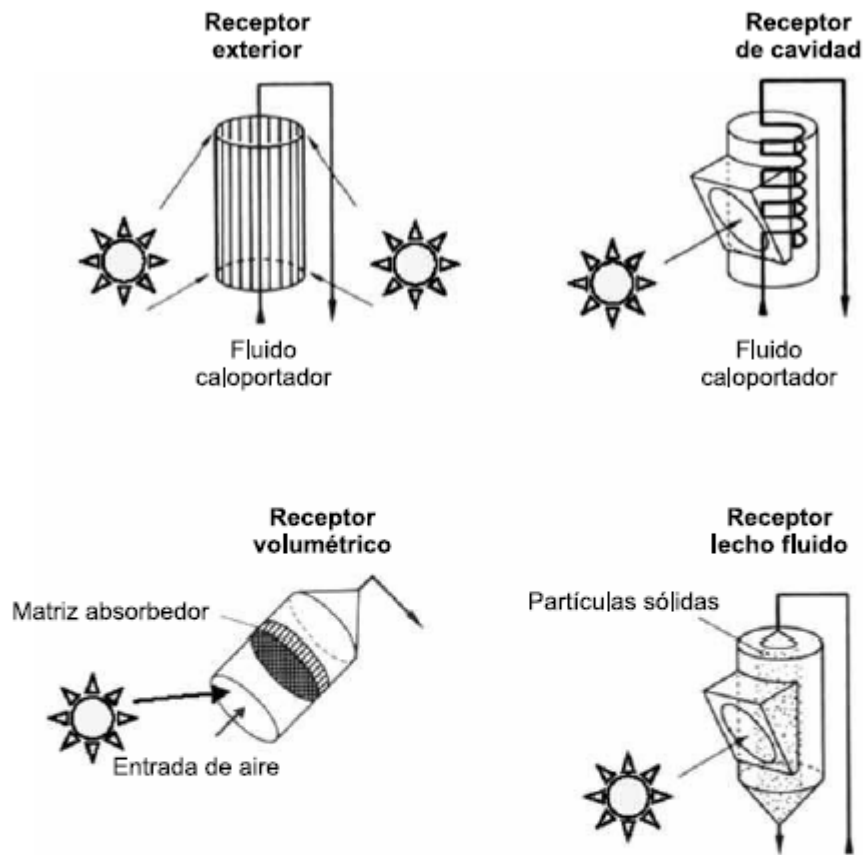
La torre tiene la función de servir de soporte al receptor, que normalmente debe situarse a una cierta altura sobre el nivel del campo de helióstatos para reducir las sombras y bloqueos entre éstos, y a diversos elementos auxiliares. Hasta hoy, las torres construidas han sido de estructuras metálicas o de hormigón.

❖ El receptor

Es el dispositivo donde se produce la conversión de la radiación solar concentrada en energía térmica (en la mayor parte de los casos, aumento de entalpía de un fluido) es el llamado receptor de una CSP de receptor central, además, sus dimensiones deben permitir un reparto homogéneo del flujo de radiación para que no se produzcan picos de flujo que perjudicarían a la vida útil del receptor y disminuyendo a su vez el “spillage”, que es el desbordamiento de radiación en los contornos del receptor. A lo largo de la breve historia de la tecnología de SRC, se han propuesto y probado un gran número de receptores de diversas características geométricas y operativas con distintos fluidos de trabajo.

Desde el punto de vista de la geometría del receptor podemos distinguir entre receptores de cavidad y externos. A su vez, éstos últimos pueden clasificarse en planos, cilíndricos y semicilíndricos.

Por el mecanismo de transferencia de calor, podemos distinguir entre receptores de absorción directa y de absorción indirecta, contando entre éstos con los tubulares, los de placa y los volumétricos, ya sean atmosféricos o presurizados (figura 20).



Tipo absorbente	Tubos		Absorción directa	Volumétrico	
	Agua/vapor	Sodio líquido		Metálico	Cerámico
Tipo de fluido—>	Agua/vapor	Sodio líquido	Sales fundidas	Aire	
Flujo (MW/m ²):					
Promedio:	0,1-0,3	0,4-0,5	0,4-0,5	0,5-0,6	0,5-0,8
Pico:	0,4-0,6	1,4-2,5	0,7-0,8	0,8-1,0	0,9-1,6
Temperatura salida fluido (°C)	490-525	540	540-565	700-800	800-1.200

Figura 20. Esquemas y condiciones de operación típicas de algunos tipos de receptores. [Carta et al, 2009]

En cuanto al fluido de trabajo, se han propuesto y ensayado receptores de agua-vapor, ya sea con evaporación y sobrecalentamiento o solo con evaporación, aire, sales fundidas, sodio fundido, partículas sólidas, etc.

En cualquier caso, los receptores buscan cumplir con una serie de puntos comunes:

- ❖ Tamaño óptimo para minimizar pérdidas térmicas.
- ❖ Alta radiación incidente.
- ❖ Diseño optimizado para trabajar a los límites máximos de temperatura de los componentes metálicos.
- ❖ Máxima eficiencia térmica.

Los espejos deben estar equipados con sistemas de seguimiento solar de dos ejes para poder dirigir la luz solar directa al colector solar en la torre, cuya posición es siempre fija.

El diseño de receptor solar centralizado permite que el fluido de trabajo alcance mayores temperaturas, lo que incrementa la eficiencia del sistema. Las torres solares que utilizan sal y pueden operar en un rango de temperaturas de entre 250 °C y 595 °C, dependiendo de las propiedades del fluido caloportador.

2.3.2.1.2 Balance energético

Los principales procesos que tienen lugar en un SRC son:

- ❖ Captación de la radiación solar por el campo de helióstatos.
- ❖ Transmisión de la radiación solar a través de la atmósfera hasta el receptor.
- ❖ Captación de la radiación solar concentrada por el receptor.
- ❖ Conversión fototérmica.
- ❖ Conversión de la energía térmica en energía mecánica.
- ❖ Generación de electricidad.
- ❖ Cada uno de estos procesos lleva unas pérdidas asociadas, que se describen a continuación; el balance de la parte convencional solo se aborda muy someramente.

2.3.2.1.2.1 Pérdidas de captación

De acuerdo a Carta (2009) las pérdidas que se producen en la captación pueden englobarse en dos grupos: pérdidas por reflectividad y pérdidas geométricas.

- ❖ Pérdidas por reflectividad

Los helióstatos no reflejan la totalidad de la radiación solar que incide sobre su superficie reflexiva, ya que parte de dicha radiación es absorbida por la misma. La razón entre radiación incidente y radiación reflejada se denomina reflectividad, y depende de la longitud de onda de la radiación incidente.

❖ Pérdidas geométricas

Las pérdidas geométricas son función exclusivamente de la geometría del campo solar, es decir, de las dimensiones y posiciones relativas de los elementos que la integran (helióstatos, torre, receptor) y de la posición del sol, por lo que dependen fuertemente del tiempo. Pueden distinguirse tres causas para estas pérdidas:

Pérdidas por sombras, que engloban tanto las producidas por unos heliostatos sobre otros como por la torre y cualesquiera otros elementos sobre los heliostatos. Causan también una reducción del área útil reflexiva.

Pérdidas por bloqueos, que cuantifican la fracción de radiación solar reflejada por los heliostatos que no alcanza el receptor al resultar bloqueada por heliostatos vecinos.

A la hora de cuantificar las pérdidas geométricas, debe tenerse en cuenta que pueden existir zonas de superficie reflexiva que están a la vez sombreados y bloqueados, por lo que las pérdidas por sombras y bloqueos deben cuantificarse en un solo factor (factor de sombras y bloqueos). La figura 21 ilustra estas pérdidas.

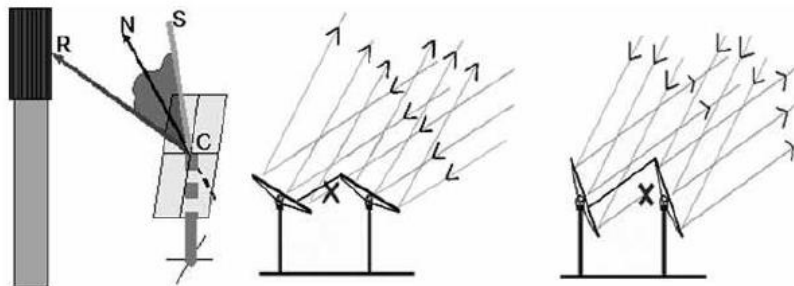


Figura 21. De izquierda a derecha: pérdidas por factor coseno, sombras y bloqueos. [Carta et al, 2009]

2.3.2.1.2.2 Pérdidas en la transmisión a través de la atmósfera

La radiación solar reflejada por el heliostato sufre una atenuación, debida a procesos de absorción y dispersión, en su camino entre la superficie reflexiva y el receptor. Esta atenuación, que depende de las condiciones atmosféricas al nivel de la superficie, será mayor cuanto mayor sea la distancia que recorre la radiación reflejada.

2.3.2.1.2.3 Pérdidas en la captación de la radiación solar concentrada por el receptor

Como consecuencia de las imperfecciones de las superficies reflexivas, errores de apunte de los heliostatos, agrupamiento de la longitud focal de las facetas por motivos de fabricación, etc, una parte de la radiación reflejada por el campo de heliostatos que llega a las inmediaciones del receptor no alcanza su superficie absorbidora. Este hecho se cuantifica mediante el llamado factor de desbordamiento o *spillage*.

2.3.2.2 Discos Stirling

El sistema disco/Stirling consiste en un concentrador con curvatura parabólica y un motor Stirling que es instalado en el punto focal (ver figura 22). El concentrador dispone de un sistema de seguimiento solar en dos ejes y concentra la radiación en un intercambiador de calor (receptor). Este receptor actúa de unión entre el concentrador y la unidad de conversión de potencia. La energía térmica absorbida por el receptor es convertida en energía mecánica por el motor Stirling y después en electricidad mediante un generador.



Figura 22. Disco Stirling.
Fuente: CSP Today

La radiación concentrada se absorbe en el receptor para calentar un fluido o gas a unos 750 °C.

El uso de motores Stirling se debe a que convierten directamente el calor a energía cinética a través de un ciclo termodinámico regenerativo con compresión y expansión cíclicas del fluido de trabajo, operando entre dos temperaturas, la del foco caliente y la del foco frío, o bien utiliza pequeñas turbinas de gas.

Los sistemas disco Stirling presentan una alta eficiencia en la conversión de la radiación solar en energía eléctrica, entre 25-30%, en condiciones nominales de operación. Además, se pueden conseguir relaciones de concentración superiores a 3.000, lo que permite alcanzar temperaturas entre 650 °C y 800 °C y eficiencias nominales en los motores Stirling entre 30-40% (Carta et al, 2009).

La primera generación de discos estuvo formada de vidrio/metal, que se caracterizaron por unas altas concentraciones y excelentes resultados, pero a precios muy elevados (estimaciones por encima de 300 €/m² para grandes producciones) y estructuras muy pesadas. El disco Vanguard fue operado en Rancho Mairage (California) en el desierto de Mojave durante un período de 18 meses (febrero 1984-julio 1985) y llevaba un motor/generador de 25 kW de United Stirling AB. El gas de trabajo era hidrógeno y la temperatura de 720 °C. Posteriormente, entre 1984-1988, McDonnell-Douglas desarrolló un disco con la misma tecnología pero con algunas mejoras (Carta et al, 2009).

En 2010, Stirling Energy Systems y Teressa Solar pusieron en funcionamiento la primera central solar de demostración de 1.5 MW (Maricopa Solar) usando la tecnología Stirling en Peoria, Arizona, sin embargo en otoño 2011 se dio en bancarrota Stirling Systems debido a la competencia de la tecnología fotovoltaica de bajo costo.

En Europa, los principales desarrollos se han llevado a cabo por empresas alemanas (Steinmüller; SBP y SOLO Kleinmotoren). Estas desarrollaron seis unidades de 9-10 kW, tres de ellas ensayadas en la Plataforma Solar de Almería (PSA), con más de 30.000 horas de operación. Se trata de sistemas que conllevan una significativa reducción de costos, aunque a cambio de menores rendimientos. El motor trabaja con helio a 630 °C y presenta rendimientos del 20%, inferior a los planteados por Boeing/SES.

El proyecto europeo EURODISH (1998-2001), con participación de empresas españolas (Inabensa, CIEMAT-PSA), mejoró los prototipos anteriores (rediseño del concentrador y motor, revisión y simplificación del sistema de seguimiento y control, utilización de hidrógeno como fluido caloportador, etc.). Se construyeron tres unidades EURODISH ensayadas en Vellore (India), Milán (Italia) y la Plataforma Solar de Almería. Posteriormente, el proyecto alemán ENVIRODISH (2002-2005), además de incorporar mejoras de los componentes del prototipo EURODISH, comenzó a preparar su introducción en el mercado. Así, en el año 2004 se construyeron tres unidades de referencia en Odeillo (Francia), Sevilla (España) y Würzburg (Alemania).

En Australia, en el año 1978, el Energy Research Center (ERC) de la Universidad de Camberra construyó en White Cliffs una de las primeras centrales termoeléctricas del mundo, constituida por 14 discos parabólicos de 20 m² que funcionaron durante varios años. Solar Systems convirtió la planta termoeléctrica en fotovoltaica. Posteriormente, ERC construyó y ensayó un disco parabólico de 400 m² y 50 kW. Solar Systems también ha construido desde entonces varios prototipos de discos parabólicos (Carta et al, 2009)

2.3.2.2.1 Componentes de un sistema de discos Stirling

Los componentes de un sistema de discos son:

❖ Concentrador

La forma de la superficie reflexiva en un sistema de este tipo es la de un paraboloide de revolución. El tamaño del concentrador dependerá tanto de la potencia nominal como de la energía a generar en un período de tiempo para unas determinadas condiciones de radiación solar y rendimientos asociados de los elementos que constituyen el sistema (Carta et al, 2009).

Existen distintos tipos de concentradores, sus diámetros de apertura oscilan entre los 7 m de los sistemas más antiguos y los 17 m de los desarrollos más recientes, aunque se han construido discos de tamaño mayor (Carta et al, 2009).

❖ Receptor

El receptor realiza dos funciones fundamentales, absorber la radiación solar reflejada por el concentrador y transferir la energía absorbida al fluido de trabajo de la máquina térmica asociada.

El receptor constituye la interfaz entre el concentrador y la máquina térmica.

❖ Sistema generador

El sistema generador está constituido por un ciclo termodinámico de potencia o máquina térmica y el generador propiamente dicho, que transforma la energía mecánica en electricidad (Carta et al, 2009).

❖ Estructura soporte y mecanismo

Los sistemas de disco parabólico deben disponer también de una estructura soporte y un mecanismo de seguimiento al sol en dos ejes, con objeto de seguir la posición del sol en todo momento. Los dos tipos de montaje empleados son:

- Seguimiento en acimut-elevación, en el que el movimiento se realiza según dos ejes, vertical y horizontal.
- Seguimiento polar, en el que el movimiento en un eje es muy lento, pues sólo debe seguir las variaciones estacionales del sol, y el movimiento en el otro eje es a velocidad constante.

El primer tipo de montaje es más simple desde el punto de vista constructivo mientras que el montaje polar es más fácil de controlar.

2.3.2.3 Centrales solares de chimeneas

Aunque no se trata propiamente de sistemas de concentración puntual, sí son una tecnología de torre. Estos sistemas se fundamentan en el diseño desarrollado por el alemán Hanns Gunther en 1931. En ellos, la radiación del sol calienta el aire que se encuentra debajo de una gran cubierta de cristal abierta en su contorno, esta cubierta y el terreno forma un gran colector de aire caliente. En el centro de la cubierta se sitúa una gran chimenea con amplias entradas de aire en su base, la junta entre la chimenea y la cubierta acristalada se estanca, de esta forma el aire caliente, que es más ligero que el frío, asciende por la chimenea (figura 23). La succión provoca que el aire caliente bajo la cubierta de cristal siga entrando a la chimenea, y el aire frío exterior entre por el perímetro de la cubierta. La energía contenida en el flujo de aire se transforma en energía mecánica mediante unas turbinas colocadas en la base de la chimenea y en eléctrica mediante generadores convencionales. Una sola chimenea con una superficie de colector de 7.000 metros de diámetro, construida y explotada en una zona con una radiación anual de 2.300 kWh/m², puede producir entre 700 y 800 GWh al año. De esta forma, con un pequeño número de «chimeneas solares» se puede reemplazar una central nuclear (Carta et al, 2009).

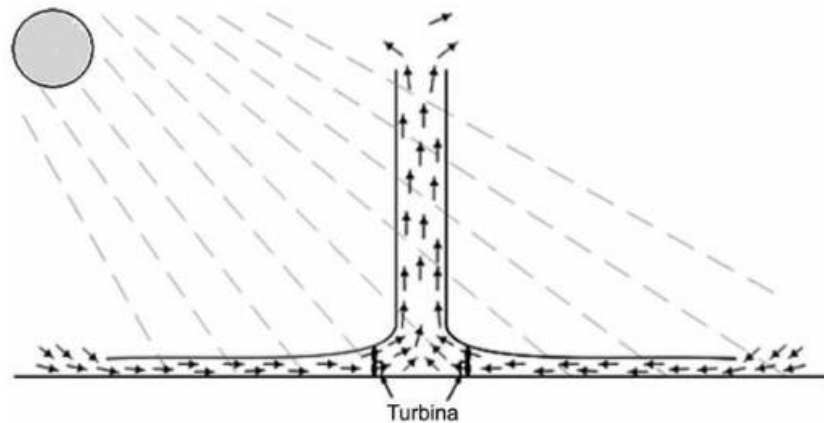


Figura 23. Central solar de chimenea. [Carta et al, 2009]

Estos sistemas se caracterizan por su sencillez constructiva y la ausencia de impacto ambiental, y con el apoyo de los relieves naturales de la superficie de la tierra, las montañas, podrían alcanzar incluso los 3.000 metros de altura, generándose mayores potencias.

2.4 HTF (Heat Thermal Fluid)

Un fluido caloportador o HTF tiene como objetivo principal almacenar y transferir la energía captada por el Sol para su posterior aprovechamiento en una turbina de vapor.

Actualmente se buscan alternativas para el almacenamiento y transferencia de la energía solar captada en plantas termosolares. Es importante entender por qué es necesario emplear un fluido caloportador distinto al agua, ya que debido a las condiciones que se deben mantener para el buen aprovechamiento de esta, aumenta los costos de instalación y de operación.

Las principales propiedades del fluido caloportador a tener en cuenta son las siguientes:

- ❖ Temperatura máxima de utilización. Esta propiedad es muy importante al utilizar una mezcla de dos hidrocarburos, las reacciones de degradación de los hidrocarburos por cracking térmico son muy rápidas, por lo tanto por encima de su temperatura máxima de utilización, las moléculas se rompen formando radicales libres que catalizan a su vez la reacción de cracking, aumentando aún más la velocidad de las diversas reacciones. Por ello, debe asegurarse que en ningún punto se alcanzan estas temperaturas, especialmente en el interior de los tubos absorbedores o en la caldera auxiliar.
- ❖ Temperatura de congelación. El fluido caloportador debe estar en fase líquida, por lo que es importante la temperatura de congelación para que este no solidifique.
- ❖ Densidad. La densidad es una propiedad importante a considerar, ya que a mayor temperatura menor densidad, provocando un aumento en el volumen del HTF. Por esta razón es necesario prever unos tanques de expansión capaces de absorber la variación de volumen del HTF con la temperatura.
- ❖ Temperatura de autoinflamación. Es la temperatura mínima, a presión atmosférica a la que una sustancia en contacto con el aire, arde espontáneamente sin necesidad de una fuente de calor exterior.
- ❖ Presión de vapor y temperatura de ebullición. La presión de vapor de un líquido aumenta con la temperatura. La temperatura para la cual la presión de vapor se iguala a la presión de operación se denomina punto de ebullición, por lo que estas propiedades nos indican a que presión en una temperatura determinada el fluido cambiará de fase y se convierte en vapor, un efecto no deseado. Por ello, la presión del sistema debe ser menor a la presión de vapor asegurando de esta forma que en todo momento el fluido permanezca líquido.
- ❖ Calor específico. El calor específico es útil para saber qué tanta energía está almacenando el HTF, porque el calor específico es la cantidad de calor que un kg necesita para que su temperatura eleve un grado centígrado.

- ❖ Entalpía. La entalpía es una medida de la energía interna del fluido en unas condiciones determinadas. Su variación es una medida de la cantidad de energía que el fluido ha intercambiado (absorbido o cedido) con su entorno.
- ❖ Viscosidad. La viscosidad del HTF cambia bruscamente en el proceso, por lo que es importante saber a qué condiciones se puede manipular el fluido y de esta forma circular sin ningún inconveniente.

Las propiedades descritas anteriormente se deben considerar al elegir el fluido caloportador puesto que este determina el rango de temperaturas de operación del campo solar y, consecuentemente, el rendimiento máximo que se puede obtener en el ciclo de potencia, a continuación se mencionan algunos fluidos utilizados como HTF.

2.4.1 Agua

La utilización de agua como fluido caloportador tiene como ventajas:

- ❖ Es barata y abundante.
- ❖ Es un excelente medio de transmisión de calor por su alto calor específico.
- ❖ No es tóxica.
- ❖ No es inflamable.

También presenta algunos inconvenientes:

- ❖ Es agresiva, muy oxidante y produce corrosión.
- ❖ Aumenta de volumen al solidificarse.
- ❖ La presión de vapor aumenta notablemente con la temperatura.

Por las características mencionadas anteriormente se investigan otro tipo de fluidos como alternativa para el máximo aprovechamiento de la energía solar captada.

2.4.2 Sales fundidas

Las sales de sodio o potasio en forma líquida se utilizan como fluidos de transferencia de calor en las plantas de CSP, ya que pueden operar a temperaturas muy por encima de los 500 °C, mejoran las eficiencias del ciclo de energía en un rango de alrededor del 40%. Las sales fundidas son más fáciles de usar y más benignas para el medio ambiente que los aceites térmicos, están fácilmente disponibles en la naturaleza y por lo tanto son menos costosas. Sin embargo, las sales tienen ciertas desventajas importantes porque tienen un alto punto de congelación de aproximadamente 250 °C, lo que requiere mucha energía auxiliar durante los períodos de apagado para mantenerlas en estado fundido y, es un gran desafío económico y de ingeniería de sistemas en términos de tuberías, bombas. Sin embargo, las sales ofrecen una ventaja adicional de ser utilizadas como medio de almacenamiento de energía térmica también.

2.4.3 Mezclas eutécticas

Las mezclas eutécticas se emplean para altas temperaturas, una de las mezclas más empleadas es la de nitrato de sodio/nitrato potásico, que puede emplearse hasta temperaturas superiores a 560 °C, esta mezcla presenta un grave inconveniente: al enfriarse por debajo de su punto de fusión se solidifica, este ronda los 220 °C, complicando su manejo en estado líquido, su empleo se restringe a sistemas de altas temperaturas, en régimen continuo y provisto de dispositivos de vaciado rápido en caso de parada.

El fluido que normalmente se emplea en las centrales termosolares actuales de tipo CCP es una mezcla eutéctica de dos hidrocarburos aromáticos derivados del benceno: 26.5% de bifenilo y 73.5% óxido de difenilo. Este fluido trabaja bien a 400 °C, aunque tiene el problema de que su punto de congelación es de 12 °C, lo que obliga a mantener todo sistema de aceite térmico de forma permanente a una temperatura superior a este valor. El HTF presenta el inconveniente de la temperatura límite (420 °C) por encima de la cual se degrada. En las primeras plantas SEGS esto no era un inconveniente, pues la superficie selectiva de los tubos no soportaba temperaturas más altas. Actualmente el tubo absorbedor puede trabajar a temperaturas superiores a 500 °C, lo que obliga a disponer de dos mecanismos de protección:

- ❖ Un sistema de control que asegure que la temperatura nunca supera el límite de degradación, y por lo tanto, debe asegurar que siempre existe un caudal mínimo de fluido que asegure que la temperatura que alcance el tubo nunca superará la temperatura de degradación. Hay que tener en cuenta además que se trata de un fluido con riesgo de explosividad, y los fallos en el control de la temperatura pueden tener consecuencias desastrosas.
- ❖ Los hidrocarburos generalmente sufren reacciones de degradación que dan origen a otros hidrocarburos que modifican las características del fluido caloportador, es necesario disponer de un sistema de eliminación de estos productos de degradación. Este sistema se denomina a veces Sistema de Depuración o Sistema Ullage.

Aunque se están desarrollando componentes para trabajar a más altas temperaturas, el intervalo de temperaturas ideal para trabajar con colectores cilindro-parabólicos es 150 °C – 400 °C. Para temperaturas superiores, las pérdidas térmicas en este tipo de colectores son altas y reducen su rendimiento.

2.4.4 Mercurio

A pesar de sus magníficas propiedades térmicas, se emplea muy poco por razones de toxicidad y precio.

Es un excelente fluido caloportador a temperaturas de hasta 540 °C en instalaciones pequeñas y con gran vigilancia en la detección de fugas de vapores. A partir de 360 °C requiere presión en la instalación haciendo que los costos sean muy altos.

2.4.5 Alquilbencenos

Son muy estables, soportan temperaturas de hasta 300 °C, siendo precisamente esa su principal limitación. No desprenden gases tóxicos ni corrosivos y tiene un bajo punto de congelación (-45 a -50 °C).

2.4.6 Sodio líquido

El uso de sodio líquido se ha desarrollado en la industria nuclear. Tiene unas excelentes propiedades de transferencia de calor, por su alto coeficiente de transferencia térmica. Su rango de operación va de los 540 °C a los 98 °C en que solidifica. El problema del sodio es su alta reactividad con agua y con aire, por lo que las medidas de seguridad necesarias encarecen en extremo los proyectos.

2.4.7 Productos de síntesis

Se utilizan fluidos orgánicos sintéticos en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas ($200\text{ °C} < T < 400\text{ °C}$). La explicación de este hecho estriba en que para temperaturas altas, si se utilizara agua como fluido caloportador, para evitar el cambio de estado de líquido a vapor serían necesarias presiones muy altas. Con un fluido térmico sintético, las presiones requeridas son mucho menores, puesto que su presión de vapor a una temperatura dada es mucho menor que la del agua. Trabajar a menores presiones posibilita usar materiales más económicos para las tuberías y simplifica la instalación y sus medidas de seguridad.

2.4.8 Aire

El aire es utilizado en torres termosolares y discos Stirling; las torres tienen un receptor metálico, el cual está perforado por una malla de poros, la radiación reflejada incide sobre la superficie exterior de esta malla y el aire circula por el interior de los poros.

2.5 Plantas termosolares beneficios y tendencias

La energía solar térmica es una fuente de energía limpia, inagotable y crecientemente competitiva. Se diferencia de los combustibles fósiles principalmente en su diversidad, abundancia y potencial de aprovechamiento en cualquier parte del planeta, pero sobre todo en que no producen gases de efecto invernadero causantes del cambio climático, ni emisiones contaminantes. Además, sus costos evolucionan bajando de forma sostenida, mientras que la tendencia general de costos de los combustibles fósiles es la opuesta. Contribuye al desarrollo sostenible y a la generación de empleo en las zonas en que se implanta.

Según la Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar (PROTERMOSOLAR), las plantas termosolares son las que más empleos generan desde el inicio de su construcción hasta su puesta en marcha. Cada planta de 50 MW brinda empleo durante todas sus fases (desde el diseño, fabricación de componentes e instalación). Además, en España cada planta de 50 MW construida

empleó aproximadamente 2,000 personas en el lugar de emplazamiento durante los dos años que duro su construcción. Una vez en operación requieren una plantilla indefinida de 50 empleos por planta. La industria termosolar ha sido gran impulsora de la generación de empleo y desarrollo económico y social.

La energía termosolar, a diferencia de otras tecnologías “fluyentes” cuya energía hay que consumirla en el momento de su generación, es una tecnología renovable con capacidad de almacenamiento, capaz de aportar a la red electricidad cuando es demandada incluso en horas sin luz solar.

Si bien es cierto que la energía solar como la eólica es intermitente, esto es, directamente dependiente de la meteorología o de los ciclos día-noche, el rápido avance experimentado por las tecnologías de almacenamiento eléctrico va a minimizar cada vez más esta circunstancia e incrementar la participación de este tipo de energías en el sistema energético.

La generación de energía eléctrica de origen termosolar, y de cualquier tipo de tecnología renovable en general, evita el consumo de combustibles fósiles reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero.

Con relación a la generación de electricidad mediante la energía termosolar, a la fecha en México sólo se encuentra en construcción la central termosolar Agua Prieta II de 14 MW, estará localizada en el estado de Sonora con tecnología CCP y estará integrada a una planta de ciclo combinado, siendo la primer planta híbrida solar-gas en México.

En el Reporte de Avance de Energías Limpias Primer Semestre 2018 elaborado por la SENER, indica que las tecnologías con mayor crecimiento en México fueron fotovoltaica, eólica y cogeneración eficiente, hace mención que se instalará 263 MW fotovoltaicos y 95.7 MW eólicos.

Tomando en consideración lo anterior no se tiene contemplado implementar la tecnología termosolar en México para la generación de electricidad.

A nivel mundial se encuentran en construcción plantas termosolares en los países de China, MENA (Israel, Arabia Saudita, Dubái y Marruecos) Chile, Australia, Sudáfrica con las tecnologías CCP, LFR y Torre termosolar, la mayoría contará con almacenamiento térmico.

2.6 Plantas termosolares en México y el mundo

En México, solo existe un proyecto de planta de ciclo combinado con esta tecnología como se mencionó anteriormente, la energía termosolar no se encuentra registrada para la generación de electricidad en México en el Sistema de Información Energética (SIE) de la SENER en 2017, en 2018 no se tiene ningún dato registrado.

PROTERMOSOLAR registro en 2018, 94 plantas termosolares en el mundo en las regiones de Europa, EE.UU., MENA, Sudáfrica, India, China y Centroamérica.

En Europa están en operación 52 plantas termosolares en los países de España, Italia y Francia, con una capacidad total instalada de 2,319 MW con tecnologías CCP, LFR y Torre Termosolar, cada una de estas plantas no rebasa 50 MW.

En España se encuentran 50 plantas termosolares, la primer planta en operación fue PS – 10 en el 2007 con una capacidad instalada de 11 MW con tecnología de torre y almacenamiento de 1 hora; Germasolar cuenta con un almacenamiento de energía por 15 horas con tecnología torre-sales fundidas.

La capacidad instalada en EE.UU. es de 1695 MW con 16 plantas; Nevada Solar One, Genesis Solar Energy Project y Mojave Solar Project son las tres centrales más grande del mundo con una capacidad instalada de 250 MW con tecnología CCP, este país también tiene la más grande con tecnología de torre Ivanpah I, II y III con 126 MW cada una.

El almacenamiento de energía máximo que tiene EE.UU. es de 10 horas en la central Crescent Dunes Solar Energy – Tonopah, la tecnología es torre termosolar.

En el Medio Oriente y el Norte de África (MENA) están en operación 10 centrales termosolares con una capacidad total instalada de 773 MW en los países de Marruecos, Irán, Argelia, Egipto, Abu Dabi, Dubái, Arabia Saudita y Kuwait.

La mitad de las plantas en operación en MENA son plantas de ciclo combinado, CCP – ISCC (Integrated Solar Combined Cycle). Marruecos tiene 4 centrales de las cuales 3 son las más grandes con 146, 200 y 150 MW con capacidad instalada, la tecnología es CCP para las dos primeras y torre termosolar para la última.

La capacidad total instalada en Sudáfrica es 500 MW con 6 centrales termosolares todas cuentan con almacenamiento de energía (hasta 9.3 horas), 5 plantas utilizan la tecnología CCP y solo una planta tecnología de torre termosolar, las plantas con mayor capacidad instalada son de 100 MW.

India tiene instaladas 2 centrales termosolares con tecnología CCP y 2 con tecnología LFR, la capacidad total instalada es de 325 MW, sin embargo no cuenta con almacenamiento de energía.

En China están en operación 5 plantas, la mayoría con tecnología de torre termosolar, la capacidad total instalada es de 220 MW. En 2016 instaló la segunda planta termosolar con mayor almacenamiento de energía (15 horas), SunCan Dunhuang 10 MW Phase I. La planta más reciente, Delingha de 50 MW, en China, fue conectada a la red el 10 de octubre del 2018.

La planta termosolar (Aguaprieta II) en Centroamérica estará en operación en México.

2.7 Legislación en materia de energía renovable en México

A nivel mundial se han hecho cambios en la perspectiva de la seguridad energética. Estos cambios están orientados a incluir temas como el cambio climático, la escasez del agua, y el manejo de los residuos, dentro de la planeación energética (SENER, 2016).

México ha creado una serie de leyes y reglamentos, derivados de la Reforma Energética, que fomentan el uso de los recursos provenientes del medio ambiente, y que permite que los inversionistas vean un potencial de beneficio económico a desarrollar, en proyectos de nueva generación limpia en un ambiente de certeza jurídica. El país está comprometido con el cumplimiento de las metas de mitigación establecidas en la Ley de Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) que señala que el sector eléctrico debe transformarse un máximo de 65% de la electricidad provenga de combustibles fósiles en 2024. Esta meta se ratifica en la Ley General de Cambio Climático que estipula que el 35% de la generación eléctrica provenga de energías limpias para ese mismo año. Hoy en día estas metas se fortalecen en las nuevas leyes que instan a una mejor planeación de la expansión de la generación de electricidad considerando una incorporación acelerada de energías limpias en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), como es el caso de la Ley de Transición Energética (SENER, 2016).

2.7.1 Marco legal de la participación de las energías renovables

En la Prospectiva de energías renovables 2016 – 2030 de la SENER se mencionan los siguientes ordenamientos legales de las energías renovables:

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

- ❖ Artículo 4.
- ❖ Artículo 25.
- ❖ Artículo 27.
- ❖ Artículo 28.

Leyes

- ❖ Ley de Transición Energética.
- ❖ Ley de la Industria Eléctrica.
- ❖ Ley de planeación.
- ❖ Ley de órganos reguladores coordinados en materia energética.
- ❖ Ley general de Cambio Climático.

Reglamentos

- ❖ Reglamento de la Ley de Transición Energética.
- ❖ Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica.
- ❖ Reglamento de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad.

A continuación se describen algunos ordenamientos legales.

2.7.1.1 Ley de Transición Energética

Como primer paso hacia la definición de un proceso específico de transición energética en México, el 20 de diciembre de 2013 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución, en materia de energía, en cuyo artículo décimo octavo transitorio se estableció que: “El Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría del ramo en materia de Energía y en un plazo no mayor a trescientos sesenta y cinco días naturales contados a partir de la entrada en vigor del presente Decreto, deberá incluir en el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE), una Estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios”. Dicha Estrategia fue elaborada por la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) y publicada por la SENER el 19 de diciembre de 2014 en el DOF.

Bajo este mandato, el 24 de diciembre de 2015 se publicó en el DOF la LTE con lo que se definen las bases legales para impulsar una transformación hacia un modelo energético y económico sustentable en el largo plazo, estableciendo metas específicas de generación de energía limpia para los años 2018, 2021 y 2024.

La LTE en su artículo 3° define como instrumentos de planeación a la Estrategia, al Programa Especial de la Transición Energética (PETE) y al PRONASE mismos que se convierten en políticas obligatorias en materia de energías limpias y eficiencia energética. En particular, se destaca el diseño de la Estrategia como el instrumento rector de la política nacional en el mediano y largo plazo en materia de Energías Limpias, aprovechamiento sustentable de la energía, mejora en la productividad energética y reducción económicamente viable de las emisiones contaminantes. Para ello, este instrumento debe establecer metas de energías limpias y eficiencia energética, así como su respectiva hoja de ruta para la implementación de dichas metas.

2.7.1.2 Ley de la industria eléctrica

La LIE, publicada el 11 de agosto de 2014 en el DOF, reglamenta parte de los cambios derivados de la Reforma Constitucional en materia energética de 2013. Con esta Ley se modifica el régimen del sector eléctrico para transitar a un nuevo modelo basado en la libre competencia en las actividades de generación y comercialización, con lo que se busca ofrecer a la ciudadanía servicios energéticos de manera más eficiente.

En este nuevo modelo del sector eléctrico el Estado conservó las funciones de planeación, regulación, control, transmisión y distribución, lo cual permitirá lograr un mercado competitivo y eficiente. Así, la LIE, en su artículo cuarto transitorio, mandata la estricta separación de las actividades de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), el artículo 6 establece a la Comisión reguladora de Energía (CRE) como instancia encargada de la Regulación y vigilancia, mientras que el artículo 107 establece al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como el encargado del control operativo del SEN.

La inclusión de los Certificados de Energías Limpias (CELs), como un instrumento para promover nuevas inversiones en energías limpias y que permitan transformar en obligaciones individuales las metas nacionales de generación limpia de electricidad, es fundamental para la transición energética. Para ello, la LIE establece en sus artículos 121 y 122 que la SENER emitirá las obligaciones para adquirir CEL, los cuales estarán en función de la proporción de energía eléctrica consumida. El artículo 125 de la LIE estableció la creación de un mercado de CELs, en el cual se negociarán los excedentes o faltantes de Certificados por parte de los sujetos obligados.

En este esquema, el artículo 126 de la LIE señala a la CRE como organismo encargado de otorgar los CEL, así como el responsable de emitir la regulación para validar la titularidad y verificar el cumplimiento de las obligaciones. Para ello, la CRE deberá emitir requerimientos de medición y reporte de generación de energías limpias, así como un Registro de Certificados a fin de evitar una doble contabilización.

Por su parte, la LIE establece que el CENACE deberá operar el Mercado Eléctrico Mayorista y determinará la asignación y el despacho de las Centrales Eléctricas, de la Demanda Controlable y de los programas de importación y exportación, a fin de satisfacer la demanda de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional. Además, recibirá las ofertas y calculará los precios de energía eléctrica y facturará, procesará o cobrará los pagos que correspondan a los integrantes de la industria eléctrica.

2.7.1.4 Ley de Planeación

Establece normas y principios básicos para orientar la Planeación Nacional del Desarrollo, así como las bases para el funcionamiento del Sistema Nacional de Planeación Democrática. De acuerdo al artículo 4° de la Ley corresponde al Ejecutivo Federal conducir la planeación del desarrollo nacional.

2.7.1.5 Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética

La Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética establece las bases para la organización y funcionamiento de los Órganos Reguladores Coordinados, que son la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la CRE. De esta manera, y con el propósito de promover un sector energético competitivo y eficiente, el Estado ejercerá sus funciones de regulación técnica y económica en materia de electricidad e hidrocarburos a través de estas entidades.

2.7.1.6 Ley General de Cambio Climático

El 6 de junio de 2012 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley General de Cambio Climático (LGCC), que tiene como objetivo garantizar el derecho a un medio ambiente sano, a desarrollo sustentable, así como a la preservación y restauración del equilibrio ecológico. Una de las principales características de la LGCC es el establecimiento de un conjunto de metas con el fin de orientar el desempeño de México hacia una economía baja en carbono. Respecto de las emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero (GEI), en el Artículo Segundo Transitorio de la LGCC se asume una meta aspiracional de reducir las un 30% al 2020 con respecto a la línea base; así como un 50% de reducción de emisiones al 2050 en relación con las emitidas en el año 2000. Mientras que el Artículo Tercero Transitorio de la LGCC establece el objetivo de lograr por lo menos 35% de generación de energía eléctrica a base de energías limpias para el año 2024.

2.7.1.7 Ley de la Comisión Federal de Electricidad

La Ley de la Comisión Federal de Electricidad es Reglamentaria del artículo 25, párrafo cuarto, de la Constitución y del Transitorio Vigésimo del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de Energía, publicado en el DOF el 20 de diciembre de 2013, es de interés público y tiene por objeto regular la organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas de la empresa productiva del Estado. Con ello CFE transita a un esquema de gobierno corporativo que permite la generación de valor económico y rentabilidad para el Estado. En 2015 hubo una transformación muy importante en la CFE, el 16 de febrero se publicó en el DOF la declaratoria de la Secretaría de Energía donde se refiere al Décimo Cuarto Transitorio de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, para efectos de la entrada en vigor del régimen especial previsto para la empresa en la Ley que regula en materia de empresas productivas subsidiarias y empresas filiales; remuneraciones; adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras; bienes; responsabilidades; dividendo estatal; presupuesto, y deuda. El 11 de enero de 2016, se publicó en el DOF como será la estructura y separación que la CFE deberá desarrollar con la finalidad de fomentar la operación eficiente del sector eléctrico, la CFE deberá crear el número de empresas de generación que defina la SENER en los acuerdos de asignación de activos correspondientes.

Capítulo 3. Propuesta para la implementación de una planta termosolar en México

En este capítulo se aborda la comparación de las diferentes tecnologías termosolares para seleccionar aquella con mayores ventajas, presentando un diseño básico para la implementación de una planta termosolar en México. Así mismo se estudian algunos de los parámetros más importantes de localización, proponiendo la ubicación de la planta.

3.1 Elección de tecnología termosolar

A continuación, se muestran algunos parámetros importantes a tomar en cuenta para la selección de la tecnología termosolar, un valor muy importante a considerar es el LCOE, (Levelized Cost Of Electricity), este representa el ingreso promedio por unidad de electricidad generada que se requeriría para recuperar los costos de construir y operar una planta generadora de electricidad durante un ciclo de vida y servicio financiero asumido. Cabe destacar que se toman en cuenta las tecnologías con mayor investigación.

Tabla 2. Comparación de las tecnologías termosolares.

	Cilindrico-parabólica	Torre termosolar	Disco Stirling	Sistema Fresnel
Razón de concentración	30-100	200-1500	1000-3000	20-40
Almacenamiento	Si	Si	No	Si
Eficiencia de conversión eléctrica (%)	15-25	14-25	25-40	15
Temperatura máxima de operación (°C)	400	565	800	400
LCOE (€/kWh)	0.171	0.1681	1.3	0.246
Utiliza agua	Si	Si	No	Si

Fuente: Elaboración propia con información recopilada.

En la tabla 2 se observa que la tecnología de disco Stirling a pesar de tener una alta eficiencia, tiene un LCOE alto comparado con las otras tecnologías (Rosales, 2011), puesto que su diseño es más complejo y debido a que solo existen modelos a escala planta piloto para su estudio, no hay una producción en masa para poder disminuir el costo, además, el fluido de trabajo de esta tecnología es un gas por lo que aún no cuenta con almacenamiento térmico. Por su parte la tecnología de Fresnel tiene una razón de concentración menor a todas las tecnologías, dado que el área receptora tiene una superficie considerablemente mayor a la del reflector, ocasionando mayores pérdidas térmicas por radiación, por lo que su eficiencia de conversión eléctrica es menor.

Con la comparación anterior se descarta tanto la tecnología fresnel como la de disco Stirling y se compara más a fondo las tecnologías de torre termosolar y sistema cilindro-parabólico como se muestra en la tabla 3.

Tabla 3. Comparación de torre termosolar y cilindro-parabólica.

	Torre termosolar	Cilindro-parabólica
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Mayores eficiencias. • Almacenamiento de energía térmica más barato. • Se pueden construir en laderas con una pendiente no mayor a 3. • Menor mantenimiento en tuberías de fluido HTF. • Uso de heliostatos ligeramente cóncavos, lo cual reduce costos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tecnología de concentración solar más madura. • Menor incertidumbre en cuanto a su rentabilidad. • Inversión inicial más barata.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Un eje de seguimiento solar por cada heliostato. • Requiere gran cantidad de agua para condensar vapor agotado. • Costo inicial más elevado que el de una cilindro parabólica. 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo de mantenimiento en tuberías alto. • Requiere gran cantidad de agua para condensar vapor agotado.

Fuente: Elaboración propia con información recopilada.

Durante los últimos 10 años los costos de mantenimiento de una planta termosolar CCP ha disminuido un 30%, para dar unos datos más concretos, podríamos decir que la reflectancia de un cilindro-parabólico limpio es del 92% y este valor disminuye un 0,26% (valores medios pero obviamente dependerá del emplazamiento, época del año, etc.) por día con el efecto de la suciedad, sin embargo, las plantas CCP presentan altas pérdidas térmicas en las conexiones con los lazos.

La tecnología de torre termosolar como aparece en la tabla 2, tiene una capacidad de temperatura en el HTF de hasta 565 °C probados, sin embargo tiene un potencial de llegar hasta los 1000 °C cuando se encuentre un HTF adecuado, además de que el fluido de proceso es el mismo que se utiliza para almacenar la energía térmica.

Con base en el análisis anterior se propone la implementación de una planta termosolar con tecnología de torre central, en virtud a sus ventajas económicas en mantenimiento, ya que la tecnología CCP requiere de mantenimiento a lo largo de los kilómetros de tubería de tubo absorbedor instalado para detección y erradicación de fugas, además de que los SRC tienen un mayor rendimiento en cuanto almacenamiento de energía térmica, lo cual promete un desarrollo de esta tecnología a futuro.

El HTF seleccionado para este tipo de tecnología, es una mezcla eutéctica de sales inorgánicas, la cual esta compuesta por Nitrato de Sodio (NaNO_3) y Nitrato de Potasio (KNO_3) en una proporción 60-40 % respectivamente, cuenta con una temperatura de operación en el rango de 290-565 °C y un punto de fusión de 220 °C, siendo la mezcla usada actualmente en SRC.

3.2 Identificación de los criterios y parámetros de localización

Para ver la factibilidad técnica de la implementación de la tecnología tipo torre termosolar en México, primero se analizan los criterios y parámetros, para su localización y los requerimientos mínimos para su funcionamiento.

3.2.1 Radiación

México está ubicado en el cinturón solar de la tierra. El país tiene una alta incidencia de energía solar en la gran mayoría de su territorio (figura 24); la zona norte es de las más soleadas del mundo. México tiene una irradiación anual de aproximadamente 5.5 kWh/m² por día, es uno de los países a nivel mundial que presenta condiciones ideales para el aprovechamiento masivo de este tipo de energía. Sin embargo, este potencial no se ha aprovechado ampliamente.

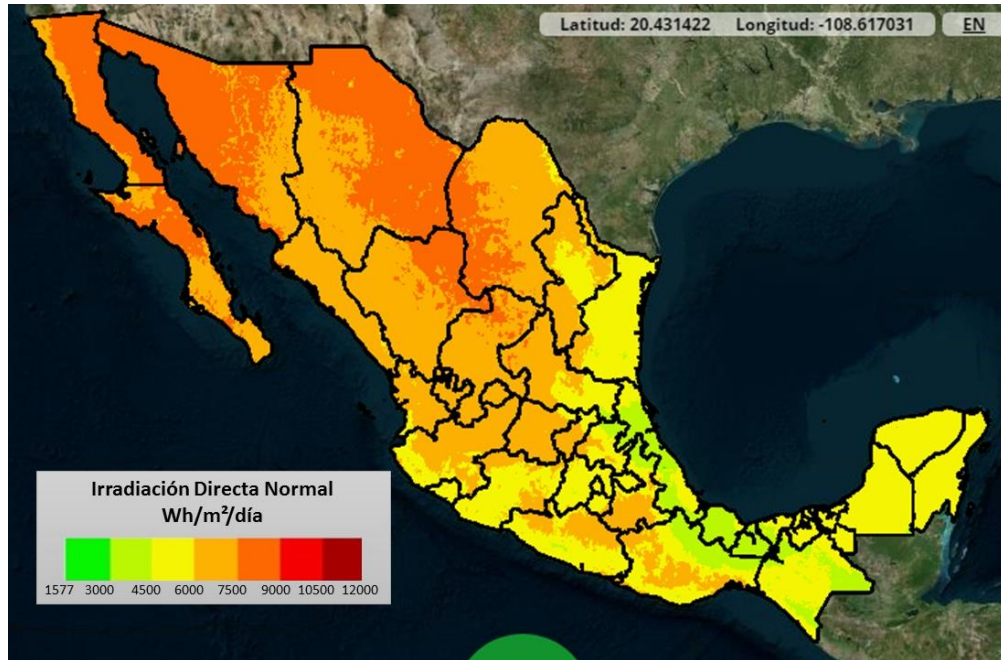


Figura 24. Irradiación solar directa normal anual en México. [INEL, 2016]

3.2.1.1 Irradiación directa normal en diferentes regiones de México

La irradiación directa normal más alta en México alcanza 7.5 a 9 kWh/m² por día anual, en los estados de Sonora, Baja California, norte de Baja California Sur, Chihuahua, oeste de Coahuila, norte de Durango, norte de Zacatecas y el oeste de San Luis Potosí.

Las regiones con irradiación directa normal entre 6 y 7.5 kWh/m² por día anual son: este de Coahuila, Nuevo León, Sinaloa, Durango, Zacatecas, San Luis Potosí, Nayarit, Aguascalientes, Jalisco, Guanajuato, Querétaro, Guerrero, Oaxaca y Puebla.

Según la UNAM en la Ciudad de México, la contaminación del automóvil y de la industria es tan alta que impide que pasen una parte de los rayos solares; la irradiación directa normal de la CDMX es sólo de 3.5 kWh/m² por día (Mendoza Rodríguez, 2012).

La energía solar térmica utiliza la radiación solar directa, por lo que se debe situar en regiones con alta radiación solar directa. Los lugares adecuados deben ofrecer al menos 2 kWh/m² por día de irradiación solar directa anual, aun pudiendo funcionar con umbrales inferiores, mientras que los mejores lugares ofrecerán más de 2.5 kWh/m² (García y Lacal, 2008).

3.2.2 Horas de luz solar

Para que la instalación de una planta termosolar sea factible, se necesita un área que reciba la mayor cantidad de radiación directa, es decir, que exista un alto porcentaje del año con días despejados (García y Lacal, 2008).

A diferencia de otras latitudes, México se localiza geográficamente entre los 14° y 33° de latitud septentrional, por lo tanto el promedio de horas de luz solar en México es de 11 horas en invierno y de casi 13 horas en verano.

Daniels (1977) menciona que las mejores zonas de aprovechamiento son las áreas con 3,000 horas de Sol al año, aunque este mismo autor dice que también son favorables las áreas que poseen alrededor de 2,300 horas.

3.2.3 Superficie y pendiente

Para la localización de plantas termosolares, se necesitan grandes áreas y es lo que se plantea en el estudio de emplazamientos de la planta de Almería, la cual excluye del estudio todas las zonas con una superficie menor a los 5 km² (Téllez, 2008).

La pendiente es un aspecto importante al localizar las plantas, se considera solo las áreas con pendiente menor a 3%. Esto con el fin de evitar las sombras que se puedan generar Téllez (2008).

Las especificaciones de la planta Solnova I recomiendan terrenos extremadamente llanos (Garmendia, 2008).

3.2.4 Recursos hídricos

Para la generación de energía, las plantas termosolares requieren de vapor de agua. Este se consigue con los intercambiadores de calor en un proceso llamado ciclo Rankine, en el cual el fluido calentado evapora una cantidad de agua y el vapor resultante mueve una turbina que genera energía (García 2001).

La disponibilidad de agua puede ser un factor significativo en las regiones áridas donde es más factible instalar las plantas solares, debido a que se requieren de 41 a 54 m³ /MWh (Mulás, 2005).

3.2.5 Accesibilidad

La accesibilidad resulta un factor muy importante para el funcionamiento de la planta, tanto a las redes eléctricas como a caminos, por el principio de localización de mínimo costo de Éntremont (1997). La red vial hace posible que los trabajadores e insumos lleguen al emplazamiento de la central, y la cercanía a la red de alta tensión abarata los costos de conexión. Por ello, la búsqueda de las rutas principales y las redes eléctricas de alta tensión, es uno de los desafíos para la localización. Téllez (2008) expone como uno de los criterios para la viabilidad de una planta que esta tenga una buena comunicación y accesibilidad.

3.3 Evaluación de la zona propuesta

En la figura 24 se observan los estados con mayor irradiación en México, entre estos se encuentra Sonora, una de las zonas con mayor potencial de energía solar en el mundo, considerando lo anterior, se analiza Sonora para elegir un municipio, para la implementación de una planta termosolar tipo torre.

En el artículo “Investigación y desarrollo de las energías renovables en Sonora y Baja California” del Instituto Tecnológico Superior Cajeme en 2016, menciona que Sonora y Baja California importan gas natural para la generación de energía eléctrica, debido a que la demanda presenta un déficit de 1093 MW.

En el Inventario de generación del Inventario Nacional de Energías Limpias (INEL) indica las localidades de Sonora que tienen sistemas fotovoltaicos en construcción o pendientes de aprobación. De acuerdo a los datos en este reporte y al mapa de irradiación solar se compara las zonas con mayor potencial solar y que no tienen instalaciones fotovoltaicas, considerando lo anterior se estudia la factibilidad técnica en Cajeme, Sonora.

3.3.1 Criterios y parámetros de Cajeme

Los datos que se obtuvieron de las condiciones de Cajeme son las siguientes:

3.3.1.1 Radiación

Cajeme se encuentra localizado, como se muestra en la figura 25, en la zona con irradiación directa normal anual de 7.5 a 9 kWh/m² por día (ver figura 26).



Figura 25. . Localización del municipio de Cajeme, Sonora. [INAFED]

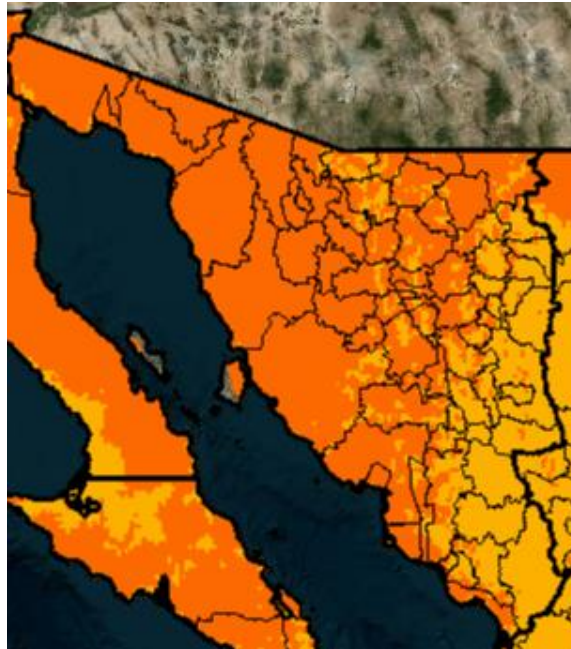


Figura 26. Irradiación directa normal anual en el estado de Sonora. La zona naranja y ambar tienen una irradiación de 7.5 a 9 kWh/m²/día. [INEL, 2016]

3.3.1.2 Horas de luz solar

Cajeme cuenta con un promedio de 12 horas de sol al día, aproximadamente 4380 horas de Sol al año, la mayor parte de los días el cielo está despejado.

3.3.1.3 Superficie y pendiente

Navarro Trujillo (2012) indica las áreas con potencial (color blanco) para la instalación de plantas termosolares tipo torre central en Sonora como se muestra en la figura 27, para la cual consideró datos de la Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas (CONANP) y el Departamento de Geología de la UNISON.

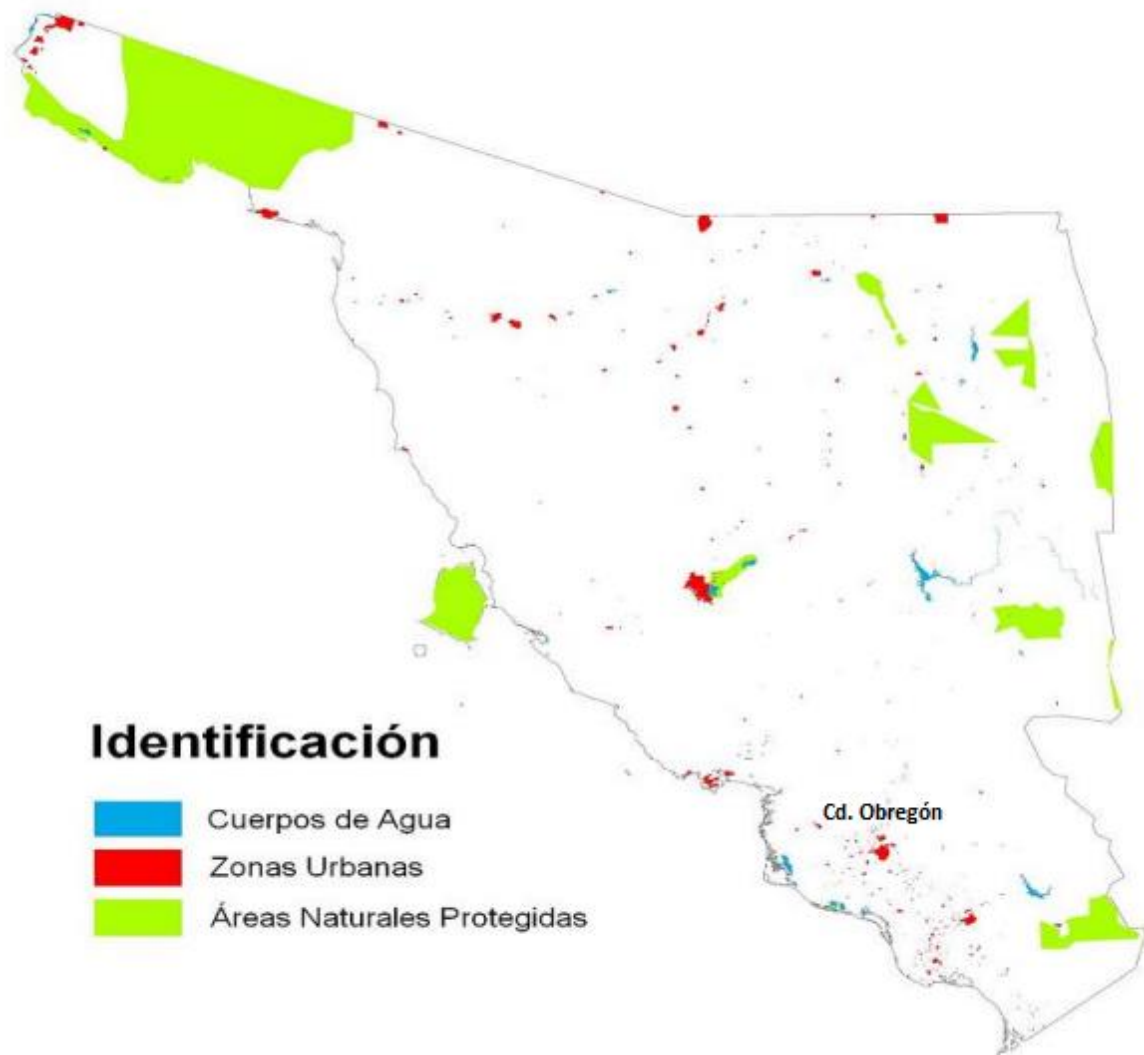


Figura 27. Usos de suelo en Sonora. [Navarro, 2012]

De acuerdo con la figura anterior, Cajeme no cuenta con áreas naturales protegidas y la zona urbana que se alcanza apreciar es Cd. Obregón.

En la siguiente figura 28 se puede identificar las áreas con más de 3% de pendiente del terreno (color verde) y menos de 3% de pendiente del terreno (color beige).

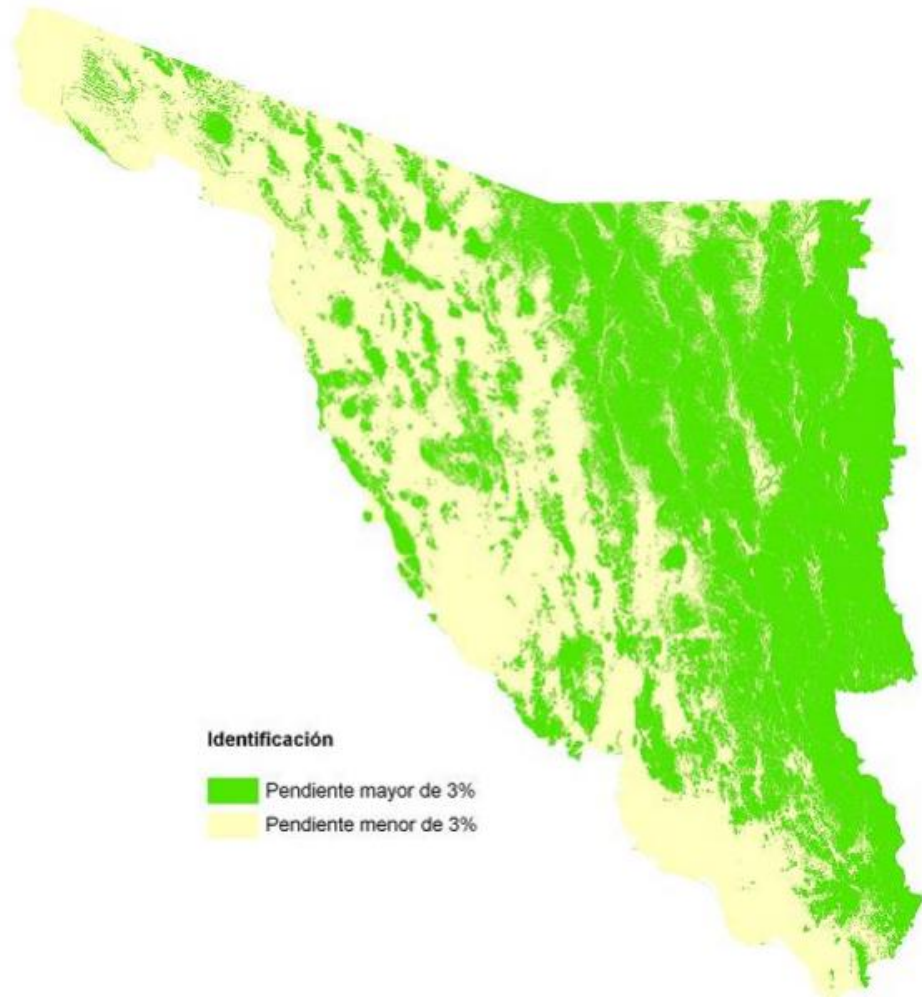


Figura 28. Pendiente del terreno de Sonora. [Navarro, 2012]

El municipio de Cajeme tiene superficie para la instalación de una planta termosolar tipo torre, y su pendiente es menor a 3% en la parte inferior del municipio, como se observó en las figuras anteriores.

3.3.1.4 Recurso hídrico

Para este criterio se considera los cuerpos y corrientes de agua (figura 29) en Sonora, se puede observar que el río Yaqui atraviesa por Cajeme.

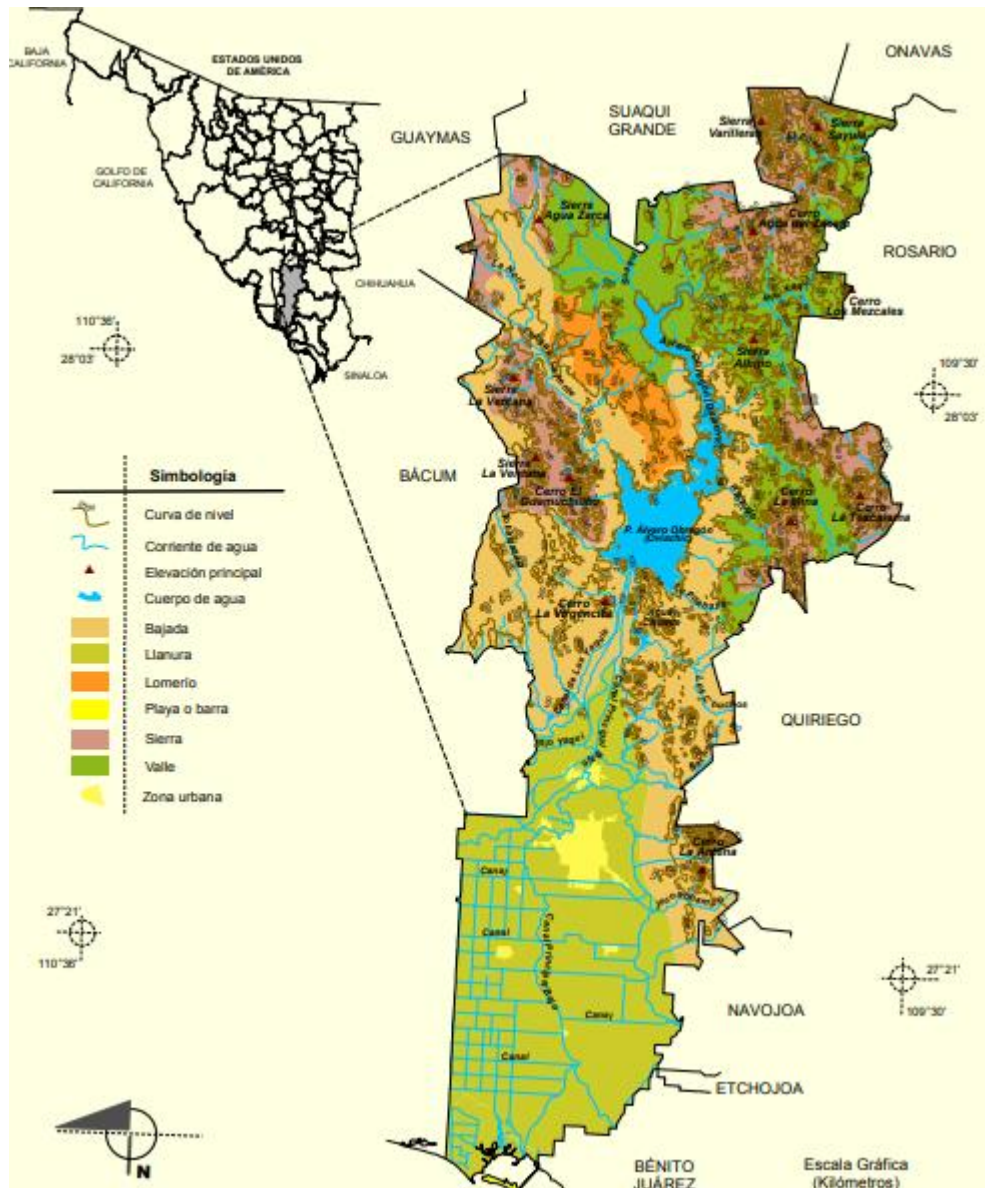


Figura 29. Cuerpos y corrientes de aguas. [INEGI, 2009]

En Cajeme se localiza la presa Álvaro Obregón que es abastecida por el río Yaqui; esta es la única que se encuentra en el municipio y su capacidad es de 2,989 millones de metros cúbicos.

3.3.1.5 Accesibilidad

Otro criterio importante a considerar es la red eléctrica, en el estado de Sonora se localizan 28 subestaciones eléctricas de las cuales 3 se encuentran en Cajeme (Bácum, Obregón III y Obregón IV), localizadas al sur de Cajeme, de acuerdo a lo analizado con respecto a la pendiente, la zona sur es dónde se podría implementar la central termosolar tipo torre.

En la figura 30, se puede observar que al sur de Cajeme se encuentran carreteras de dos carriles, brechas y veredas, teniendo en cuenta esto, en la parte inferior del municipio se propone implementar un planta termosolar tipo torre.

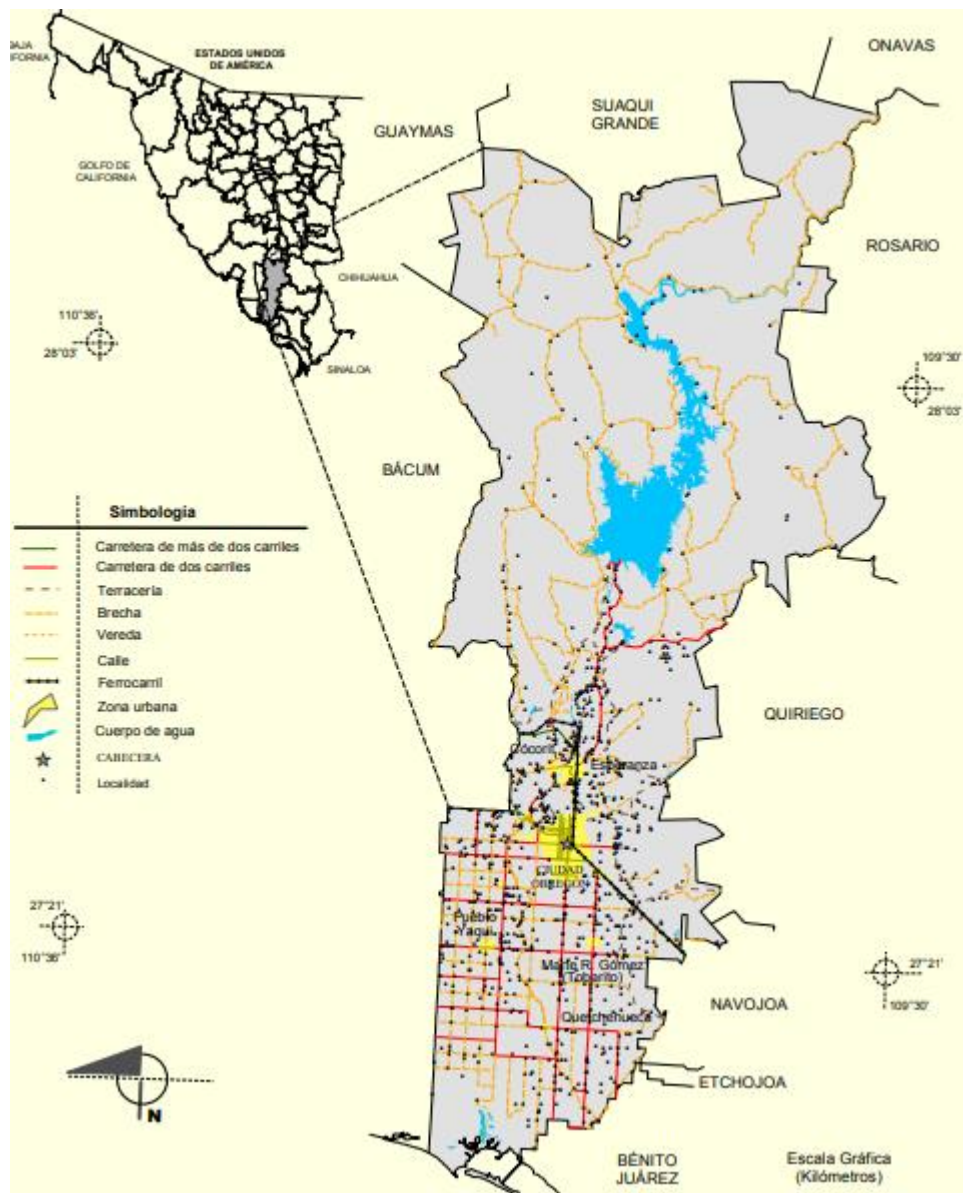


Figura 30. Red vial en Sonora. [INEGI, 2009]

3.4 Diseño de la planta

Para determinar la potencia nominal de la planta termosolar en MW, primero se delimita el uso que se le dará a la energía eléctrica generada, en este caso para uso doméstico, se estima el consumo eléctrico durante el día (tabla 4) de acuerdo a la potencia eléctrica de los aparatos electrodomésticos suponiendo las horas de uso de los mismos, y las 128490 viviendas reportadas por el INEGI en 2016 en el municipio de Cajeme.

En la tabla 4 se muestra el consumo eléctrico de Cajeme, en donde los números de cada aparato electrodoméstico representa el tiempo de uso, es importante mencionar que cuando el número es menor a 1 representa la fracción de hora que esta en uso el aparato y cuando es mayor a 1 indica el número de aparatos utilizados durante una hora completa.

Tabla 4. Consumo eléctrico diario en Cajeme.

Hora	AA	RE	FO	LI	ES	TV	LA	CO	HO	PL	BO	CE	CO	Wh por vivienda	MWh Cajeme
00:00 - 01:00		0.3												101.67	13.06
01:00 - 02:00		0.3												101.67	13.06
02:00 - 03:00		0.3												101.67	13.06
03:00 - 04:00		0.3												101.67	13.06
04:00 - 05:00		0.3												101.67	13.06
05:00 - 06:00		0.3												101.67	13.06
06:00 - 07:00		0.3	2		1					0.3				550.00	70.67
07:00 - 08:00		0.3	3	0.1		0.5			0.2		0.3			680.83	87.48
08:00 - 09:00		0.3	2			1								446.67	57.39
09:00 - 10:00		0.3		0.1	1		1							610.00	78.38
10:00 - 11:00		0.3			1		1							576.67	74.10
11:00 - 12:00	0.3	0.3			1		1							976.67	125.49
12:00 - 13:00	0.3	0.3				0.5								654.17	84.05
13:00 - 14:00	0.3	0.3				1		1						1106.67	142.20
14:00 - 15:00	0.3	0.3				1		1						1106.67	142.20
15:00 - 16:00	0.3	0.3				1		1						1106.67	142.20
16:00 - 15:00	0.3	0.3				1		1						1106.67	142.20
17:00 - 18:00	0.3	0.3				1		1						1106.67	142.20
18:00 - 19:00	0.3	0.3				1							1	806.67	133.20
19:00 - 20:00	0.3	0.3	2			1							1	846.67	138.34
20:00 - 21:00		0.3	4			1		1	0.2					986.67	126.78
21:00 - 22:00		0.3	4			1		1				4		806.67	103.65
22:00 - 23:00		0.3	3			1		1				4		786.67	101.08
23:00 - 00:00		0.3				1								406.67	52.25

Donde:

AA – aire acondicionado; 1200 W

RE – refrigerador; 305 W

FO – foco; 20 W

LI – licuadora; 400 W

ES – estéreo; 75 W

TV – televisión; 305 W

LA – lavadora; 400 W

CO – computadora; 300 W

HO – horno; 1200 W

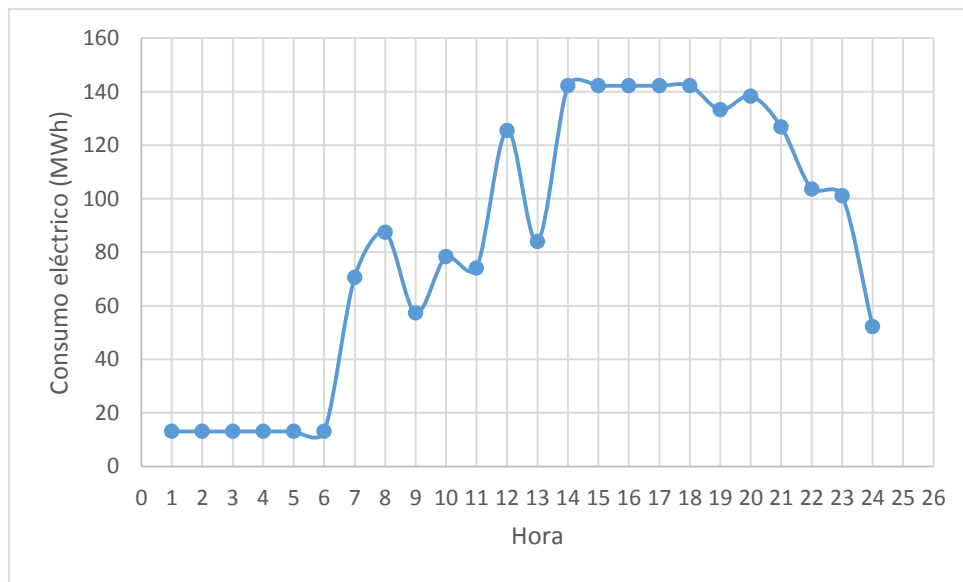
PL – plancha; 1000 W

BO – bomba; 400 W

CE – celular; 5 W

CO – consola; 230 W

Teniendo estos datos se gráfica el consumo eléctrico durante el día en el municipio de Cajeme (gráfica 5), con el fin de seleccionar potencia nominal de la planta.



Gráfica 5. Consumo eléctrico durante el día en Cajeme.

En la gráfica 5 se observa la variación del consumo eléctrico a lo largo del día con 3 máximos y 3 mínimos representativos, se observa que la demanda mínima es de 13.06 MWh a lo largo de 6 horas y la máxima de 142.2 MWh durante 5 horas, entre ellas una gran diferencia consumo, además de que si la potencia nominal es igual al consumo mínimo (13.06 MWh) no se puede abastecer el consumo de las demás horas, sin embargo tampoco se puede considerar como potencia nominal el mayor consumo (142.2 MWh) debido a que se tendría mucha energía eléctrica sin aprovechar, también se considera que la generación de energía eléctrica se puede reducir hasta un 60 %, considerando lo anterior se propone una potencia nominal de 80 MW y esta puede disminuir su generación hasta 48 MW, de 8:00 a 9:00 y de

23:00 a 00:00 horas se tiene un consumo de 57.39 y 52.25 MWh respectivamente, de modo que en estos horarios el abastecimiento no se ve afectado y se contribuye al abastecimiento en las horas pico.

Con datos de la página “Salida y puesta del sol” se considera 12 horas de luz solar (7 a.m. – 7 p.m.) en Cajeme Sonora, por lo tanto para generar energía eléctrica en ausencia del sol, se necesita almacenar energía térmica. En la tabla 4 se observa el consumo eléctrico por hora, con las condiciones mencionadas anteriormente la planta generaría 48 MW de 00:00 a 6:00 horas vendiendo el excedente a CFE, 80 MW durante el resto del día con excepción de 6:00 a 7:00, 8:00 a 9:00, 23:00 a 00:00.

Una central cuenta con sistemas separados y acoplados entre sí: el sistema de captación de radiación (campo de helióstatos y torre central), el sistema sales fundidas, el sistema de almacenamiento de energía (tanque frío y caliente), y el bloque de potencia. En la figura 31 se presenta el esquema de la planta termosolar.

La radiación captada en el campo de helióstatos se concentra en el receptor de la torre central situado en lo alto de la misma para evitar sombras entre los helióstatos, el receptor tiene una serie de tubos por el cual circulan las sales fundidas que entran a 290 °C y salen a 565 °C, el HTF es enviado al ciclo de potencia y al almacenamiento de energía, en el ciclo de potencia las sales fundidas ceden su energía térmica al agua para ser calentada, evaporada y sobrecalentada en el tren de intercambiadores, el vapor de alta presión ingresa a la primera turbina y el vapor agotado es nuevamente sobrecalentado por el HTF a presión constante para ingresar a la turbina de baja presión y el vapor que sale de esta última turbina es enviado a un condensador para repetir el ciclo.

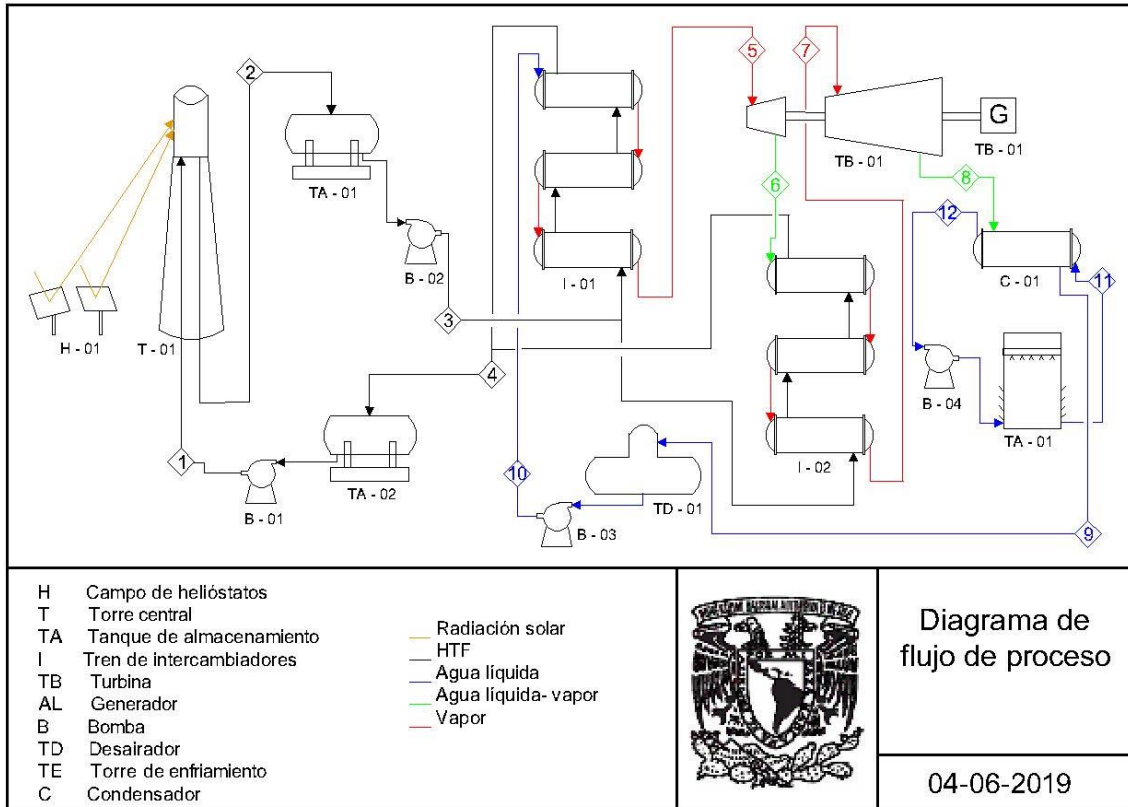


Figura 31. Diagrama de flujo de proceso.

Para un diseño básico de la planta, se calcula primero el ciclo de potencia, considerando un ciclo Rankine con recalentamiento para un mayor rendimiento térmico.

3.4.1 Ciclo de potencia

De acuerdo a la temperatura máxima que puede alcanzar el vapor de agua en la actualidad en una torre termosolar, se propone una temperatura de 520 °C a 100 bar para el vapor de alta presión, la turbina de alta presión expande el vapor a una presión 15 bar para su recalentamiento, y se eleva su temperatura de nuevo a 520 °C, posteriormente, la turbina de baja presión expande el vapor hasta una presión de 0.4 bar. A continuación se describen las etapas de dicho ciclo, se toma como punto de partida el estado 3 debido a que las condiciones del vapor aquí ya están definidas.

Estado 3. El agua proveniente de la bomba intercambia calor con el HTF hasta evaporar y sobrecalentar el agua, la temperatura del vapor sobrecalentado es de 520 °C a 100 bar, los valores de entalpía y entropía leídos en las tablas de vapor sobrecalentado (Cengel & Boles, 2012) son los siguientes:

$$h_3 = 3425.1 \frac{kJ}{kg}$$

$$s_3 = 6.6622 \frac{kJ}{kg K}$$

Estado 4. El proceso que se lleva a cabo en la turbina es isentrópico descendiendo hasta una presión de 15 bares, por lo tanto la entalpía se lee nuevamente en las tablas de vapor sobrecalentado:

$$h_4 = 2899.3 \frac{kJ}{kg}$$

$$s_3 = s_4 = 6.6622 \frac{kJ}{kg}$$

Estado 5. El vapor agotado de la turbina de alta presión es sobrecalentado nuevamente a una presión constante de 15 bar elevando su temperatura a 520 °C, teniendo una entropía y una entalpía de:

$$h_5 = 3517.82 \frac{kJ}{kg}$$

$$s_5 = 7.6187 \frac{kJ}{kg K}$$

Estado 6. Para calcular la entalpía (ecuación 3.2) del vapor húmedo proveniente de la expansión isentrópica en la turbina de baja presión, se debe considerar la calidad del vapor (ecuación 3.1), dicho cálculo se realizan con los valores de entalpías y entropías del líquido saturado (h_f), y la diferencia de entropías entre el líquido y vapor saturado (h_{fg}) leídos en las tablas de vapor saturado a 0.4 bar.

$$h_f = 317.58 \frac{kJ}{kg}$$

$$s_f = 1.0259 \frac{kJ}{kg K}$$

$$h_{fg} = 2319.2 \frac{kJ}{kg}$$

$$s_{fg} = 6.6441 \frac{kJ}{kg K}$$

$$x_6 = \frac{s_6 - s_f}{s_{fg}} = \frac{(7.6187 - 1.0259) \frac{kJ}{kg}}{6.6441 \frac{kJ}{kg}} = 0.9922 \quad (3.1)$$

$$h_6 = x_6 * h_{fg} + h_f = 0.9922 \left(2319.2 \frac{kJ}{kg} \right) + 317.58 \frac{kJ}{kg} = 2618.8731 \frac{kJ}{kg} \quad (3.2)$$

Estado 1. El agua proveniente del condensador a 0.4 bar es un líquido saturado, su entalpía y entropía son las siguientes:

$$h_1 = 317.58 \frac{kJ}{kg}$$

$$s_1 = 1.0259 \frac{kJ}{kg K}$$

Estado 2. El agua es bombeada desde la salida del condensador y elevada a una presión de 100 bar, para calcular su entalpía (ecuación.3.3) es necesario calcular el trabajo que realiza la bomba.

$$h_2 = h_1 + W_{bomba, entrada 1}$$

$$h_2 = h_1 + v_1(P_2 - P_1) \quad (3.3)$$

$$v_1 = 0.0010265 \frac{m^3}{kg}$$

$$\begin{aligned} h_2 &= 317.58 \frac{kJ}{kg} + 0.0010265 \frac{m^3}{kg} (100 - 0.4) \text{ bar} \left(\frac{1 \text{ kPa}}{0.01 \text{ bar}} \right) \left(\frac{1 \text{ kJ}}{1 \text{ kPa m}^3} \right) \\ &= 327.8039 \frac{kJ}{kg} \end{aligned}$$

Por lo tanto, el calor de entrada (ecuación 3.4) en el ciclo es la suma de las entalpías recibidas por el agua en el intercambiador principal y el de recalentamiento, y el calor de salida (ecuación 3.5) es la entalpía retirada por el condensador.

$$q_{entrada} = (h_3 - h_2) + (h_5 - h_4) \quad (3.4)$$

$$q_{entrada} = (3425.1 - 327.8039) \frac{kJ}{kg} + (3517.82 - 2899.3) \frac{kJ}{kg} = 3715.8160 \frac{kJ}{kg}$$

$$q_{salida} = (h_6 - h_1) \quad (3.5)$$

$$q_{salida} = (2618.8731 - 317.58) \frac{kJ}{kg} = 2301.2931 \frac{kJ}{kg}$$

Se considera que la eficiencia isentrópica de la turbina y la bomba son de 87 % y 60 %, respectivamente, obteniendo de este modo el trabajo real de la bomba (ecuación 3.6) y de la turbina (ecuación 3.7), los cuales definen el trabajo neto del ciclo rankine (ecuación 3.8).

$$W_{bomba,entrada} = \frac{W_{bomba,entrada 1}}{n_p} \quad (3.6)$$

$$W_{bomba,entrada} = \frac{0.0010265 \frac{m^3}{kg} (100 - 0.4) \text{ bar} \left(\frac{1 \text{ kPa}}{0.01 \text{ bar}} \right) \left(\frac{1 \text{ kJ}}{1 \text{ kPa m}^3} \right)}{0.6} = 17.04 \frac{kJ}{kg}$$

$$W_{turbina,salida} = n_p((h_3 - h_4) + (h_5 - h_6)) \quad (3.7)$$

$$\begin{aligned} W_{turbina,salida} &= 0.87 \left((3425.1 - 2899.3) + (3517.82 - 2618.8731) \right) \frac{kJ}{kg} \\ &= 1239.5297 \frac{kJ}{kg} \end{aligned}$$

$$w_{neto} = W_{turbina,salida} - W_{bomba,entrada} \quad (3.8)$$

$$w_{neto} = (1239.5297 - 17.04) \frac{kJ}{kg} = 1222.4898 \frac{kJ}{kg}$$

La eficiencia térmica del ciclo esta dado por la ecuación 3.9,

$$n_{térmica} = \frac{w_{neto}}{Q_{entrada}} * 100 \% \quad (3.9)$$

$$n_{térmica} = \left(\frac{1222.6489 \frac{kJ}{kg}}{3715.8164 \frac{kJ}{kg}} \right) * 100 \% = 32.9 \%$$

La potencia del ciclo se calcula con la siguiente ecuación,

$$P_{neto} = m_a w_{neto} \quad (3.10)$$

Despejando la ecuación 3.10, se calcula el flujo másico de vapor de agua necesario.

$$m_a = \frac{P_{neto}}{w_{neto}} \quad (3.11)$$

$$m_a = \frac{80 \text{ MW} \left(\frac{1000 \frac{\text{kJ}}{\text{s}}}{1 \text{ MW}} \right)}{1222.6489 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}} = 65.4402 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

Para poder calcular el flujo másico de las sales fundidas (m_{htf}) en el ciclo (ecuación 3.15), se necesita conocer la carga térmica cedida en los dos intercambiadores para generar vapor a las condiciones requeridas (ecuación 3.13), el primero produce vapor de alta presión y el segundo recalienta el vapor proveniente de la expansión en la turbina de alta presión.

$$Q_{absorbido} = Q_{cedido} \quad (3.12)$$

$$Q_{absorbido} = q_{entrada} * m_a \quad (3.13)$$

$$Q_{absorbido} = 3715.8160 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} * 65.4402 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 243163.8027 \frac{\text{kJ}}{\text{s}} = 243.1638 \text{ MWt}$$

Por lo tanto,

$$Q_{cedido} = m_{htf} * cp_{htf} * \Delta T \quad (3.14)$$

$$m_{htf} = \frac{Q_{cedido}}{cp_{htf} * (T_1 - T_2)} \quad (3.15)$$

$$cp_{htf} \left(\frac{\text{J}}{\text{kg K}} \right) = 1443 + 0.172 T(^{\circ}\text{C})$$

$$T_1 = 565^{\circ}\text{C}$$

$$T_2 = 290^{\circ}\text{C}$$

$$m_{htf} = \frac{243163.8027 \frac{\text{kJ}}{\text{s}}}{\int_{290}^{565} (1443 + 0.172 * T) dT * \left(\frac{1 \text{ kJ}}{1000 \text{ J}} \right)} = 583.0626 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

El flujo másico de agua (m_{ae}) de enfriamiento se calcula similar al flujo másico de sales, sin embargo en este caso se utiliza el calor de salida cedido en el condensador, por lo tanto,

$$Q_{cedido} = Q_{absorbido} \quad (3.16)$$

$$Q_{cedido} = q_{salida} * m_a \quad (3.17)$$

$$Q_{cedido} = 2301.2931 \frac{kJ}{kg} * 65.4402 \frac{kg}{s} = 150597.1184 \frac{kJ}{s}$$

Entonces,

$$Q_{absorbido} = m_{ae} * cp_{ae} * \Delta T \quad (3.18)$$

$$m_{ae} = \frac{Q_{absorbido}}{cp_{ae} * (T_2 - T_1)} \quad (3.19)$$

$$cp_{ae} = 4.179 \text{ kJ/kg K}$$

$$T_1 = 27 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_2 = 42 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta T = 15 \text{ K}$$

$$m_{ae} = \frac{150597.1184 \frac{kJ}{s}}{4.179 \frac{kJ}{kg K} (15 \text{ K})} = 2402.4427 \frac{kg}{s}$$

3.4.2 Almacenamiento térmico

Para calcular el flujo másico total de sales para el almacenamiento térmico (ecuación 3.20), se considera que durante 4 horas (7 p.m. – 11 p.m.) se produce 80 MW de energía eléctrica, 53 MW de 11 p.m. a 12 a.m., durante 6 horas (12 p.m. – 6 a.m.) se genera 48 MW y de 6 a 7 a.m. 71 MW de energía eléctrica.

De acuerdo a la ecuación 3.15, la generación de 80 MW de energía eléctrica requiere un flujo de sales fundidas de 583.0626 kg/s, por lo tanto para producir 53, 48 y 71 MW se requieren 386.279, 349.8376 y 517.4681 kg/s de sales fundidas, respectivamente, en la ecuación 3.20 se obtienen los kg de sales requeridos para el almacenamiento de energía térmica.

$$m_{htf-al} = 583.0626 \frac{kg}{s} \left(\frac{3600 s}{1 hora} \right) (4 horas) + 386.279 \frac{kg}{s} \left(\frac{3600 s}{1 hora} \right) + 349.8376 \frac{kg}{s} \left(\frac{3600 s}{1 hora} \right) (6 horas) + 517.4681 \frac{kg}{s} \left(\frac{3600 s}{1 hora} \right) = 19206083.84 \text{ kg} \quad (3.20)$$

$$m_{htf-al} = 19206083.84 \text{ kg} \left(\frac{1 \text{ ton}}{1000 \text{ kg}} \right) = 19206.08 \text{ ton}$$

La energía almacenada se calcula con la siguiente ecuación:

$$Q_{alm} = \frac{\text{Energía eléctrica}}{n_{t\acute{e}rmica}} \quad (3.21)$$

$$Q_{alm} = \frac{80 \text{ MW}(4 \text{ horas}) + 53 \text{ MW}(1 \text{ hora}) + 48 \text{ MW}(6 \text{ horas}) + 71 \text{ MW}(1 \text{ hora})}{\frac{32.9}{100}} = 2224.9488 \text{ MWt}$$

Se calcula el flujo másico de sales que debe almacenarse por segundo durante las 12 horas de radiación solar,

$$m_{htf-al} = 19206.08 \text{ ton} \left(\frac{1000 \text{ kg}}{1 \text{ ton}} \right) \left(\frac{1}{12 \text{ hora}} \right) \left(\frac{3600 \text{ s}}{1 \text{ hora}} \right) = 444.5852 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \quad (3.22)$$

Es importante considerar las pérdidas térmica de almacenamiento, el almacenamiento térmico es un sistema indispensable de nuestra planta termosolar, ya que es la fuente que nos proporciona energía eléctrica durante las horas de ausencia de sol, considerando lo anterior se diseña el tanque de almacenamiento, tanto para reducir la superficie del tanque que implica menores costos como para estimar la perdida de calor en el tanque de almacenamiento, obteniendo así una eficiencia del mismo.

El primer paso es calcular el volumen requerido para el HTF con ayuda de la ecuación 3.23 de Joga (2012) que estima la densidad del HTF en función de la temperatura.

$$\rho_{HTF} = 2090 - 0.636 * T(^{\circ}\text{C}) \quad (3.23)$$

Donde ρ es la densidad expresada en kg/m^3 , conociendo la temperatura a la que se encuentra el HTF al momento de almacenarse (565°C) se sustituye en 3.23 obteniendo un valor de $1730.66 \text{ kg}/\text{m}^3$.

De los cálculos realizados anteriormente sabemos que los kg de HTF almacenados son 19206083.84 y dividiendo este valor entre la densidad nos da el valor de 11097.54 m^3 que es el volumen requerido para almacenar las sales, sin embargo de acuerdo al código ASME se sabe que se requiere un sobredimensionamiento del 15 % para tanques como se muestra en la siguiente ecuación.

$$V_{tanque} = \frac{15\% * 11097.54 \text{ m}^3}{100\%} + 11097.54 \text{ m}^3 = 12762.17 \text{ m}^3 \quad (3.24)$$

Contando con el volumen requerido para almacenar las sales se procede a determinar la forma del tanque de almacenamiento, lo ideal sería que tuviera una forma esférica, pero debido a que esta forma resulta económicamente más cara por

la complejidad de su construcción, debido a esto se elige un tanque de almacenamiento térmico cilíndrico vertical con la base plana pero el domo semiesférico, esto es lo más parecido a una esfera. Una vez definida la forma del tanque de almacenamiento, se procede a calcular las dimensiones del tanque, considerando que se debe ocupar el menor material posible (menores pérdidas térmicas y menor costo) para la construcción del mismo, para lograrlo es necesario conocer la ecuación de volumen del tanque.

$$V_{cilindro} = \pi r^2 H + \frac{4}{6} \pi r^3 \quad (3.25)$$

En donde primer término corresponde al volumen del cilindro y el segundo corresponde al volumen del domo del tanque. Ahora se requiere la ecuación que define el área del tanque.

$$A_{tanque} = 2\pi r H + \pi r^2 + 2\pi r^2 \quad (3.26)$$

En donde el primer término es el área del cilindro, el segundo es el área de la base del tanque y el tercer término es el área del domo del tanque. De la ecuación 3.25 despejamos la altura para sustituir este valor en la ecuación 3.26 y tenerla solo en función del radio.

$$H_{tanque} = \frac{V - \frac{4}{6} \pi r^3}{\pi r^2} \quad (3.27)$$

$$A_{tanque} = 2\pi r^2 + \left(\frac{2V}{r} - \frac{8}{6} \pi r^2 \right) + \pi r^2 \quad (3.28)$$

Para obtener el mínimo de la función, es decir el radio mínimo que puede tener el tanque de almacenamiento, derivamos la ecuación 3.28 obteniendo la ecuación 3.29 y la igualamos a cero para obtener dicho valor.

$$A'_{tanque} = 4\pi r - 2 \frac{V}{r^2} - \frac{16}{6} \pi r + 2\pi r \quad (3.29)$$

$$r = 13.4578 \text{ m}^2$$

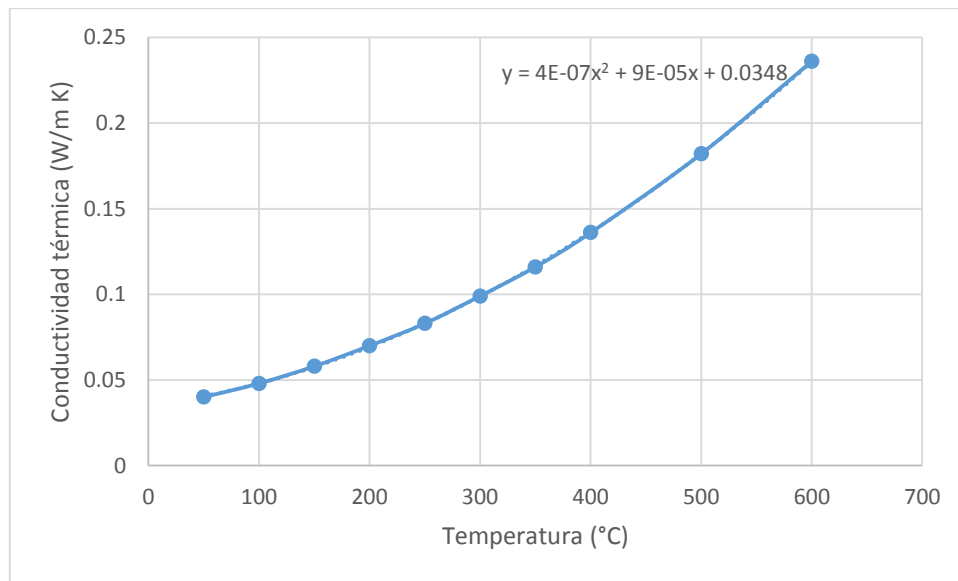
El radio se redondea a 13.5 m² por cuestiones prácticas de diseño y sustituyendo el mismo en la ecuación 3.27 obtenemos 13.4577 m de altura del tanque, de igual manera se redondea a 13.5 m, obteniendo un volumen total de 12882.5 m³ y un área total de 2862.77 m².

Para el aislamiento térmico del tanque se elige PROROX WM 940 que es una manta armada de lana de roca volcánica cosida por una cara a una malla de acero galvanizado con hilos también de acero galvanizado. También puede solicitarse con hilo y malla de acero inoxidable. Su temperatura máxima de operación es 600 °C. Las ventajas que presenta son el buen rendimiento térmico y gran resistencia a la humedad.

Tabla 5. Características técnicas de manta PROROX 940.

Temperatura (°C)	50	100	150	200	250	300	350	400	500	600
Conductividad térmica (W/m K)	0.040	0.048	0.058	0.070	0.083	0.099	0.116	0.136	0.182	0.236

De las características técnicas de la tabla 5 se gráfica (gráfica 6) temperatura contra conductividad térmica para poder obtener una ecuación por regresión lineal en Excel que nos permita estimar la conductividad térmica a 565 °C obteniendo como conductividad térmica a esa temperatura 0.21334 W/m K.



Gráfica 6. Temperatura vs Conductividad térmica.

Adicional a esto se obtiene costos del proveedor ROCKWOOL de la manta PROROX 940 como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 6. Precios de Manta PROROX 940.

Espesor (cm)	Precio MXN por m ²
4	191.4
5	236.28
6	260.26
7	299.86
8	332.42
10	388.52

Las pérdidas térmicas en el tanque de almacenamiento se clasifican en pérdidas por radiación-convección y pérdidas por conducción, pero hay que considerar que se divide en las pérdidas de la parte cilíndrica y pérdidas de la parte semiesférica, por lo tanto se obtienen dos ecuaciones:

$$qR_{cilindricas} = \frac{2\pi(T_{fl-int} - T_{fl-ext})}{\frac{\ln\left(\frac{r_1}{r_0}\right)}{K} + \frac{1}{r_1(h_{conv} + h_{rad})}} \quad (3.30)$$

En donde:

$qr_{cilindricas}$: Perdidas térmicas en la parte cilíndrica (BTU/hr)

T_{fl-int} : Temperatura del fluido en el interior del tanque (°F)

T_{fl-ext} : Temperatura del fluido exterior del tanque (°F)

r_1 : Radio al exterior del aislante (ft)

r_0 : Radio al interior del aislante (ft)

k : Conductividad térmica (BTU/hr ft °F)

h_{conv} : Coeficiente de transferencia de calor por convección (BTU/hr ft² °F)

h_{rad} : Coeficiente de transferencia de calor por radiación (BTU/hr ft² °F)

$$qr_{semiesferica} = \left(\frac{4\pi(T_{fl-int}-T_{fl-ext})}{\frac{1}{r_0} - \frac{1}{r_1} + \frac{1}{k} + \frac{1}{r_1^2(h_{conv}+h_{rad})}} \right) \left(\frac{1}{2} \right) \quad (3.31)$$

En donde:

$qr_{semiesferica}$: Perdidas térmicas en la parte semiesferica (BTU/hr)

$$h_{conv} = 0.4 * \left(\frac{T_{fl-int}-T_{fl-ext}}{d_0} \right)^{0.25} * w \quad (3.32)$$

En donde:

d_0 : Diámetro exterior del aislante (ft)

$$w = (0.87586 * v'' + 1)^{\frac{1}{2}} \quad (3.33)$$

Donde:

v'' : Velocidad del viento (ft/s)

$$h_{rad} = \frac{0.1713*10^{-8} \varepsilon ((T_{fl-int}+459.67)^4 - (T_{fl-ext}+459.67)^4)}{T_{fl-int}-T_{fl-ext}} \quad (3.34)$$

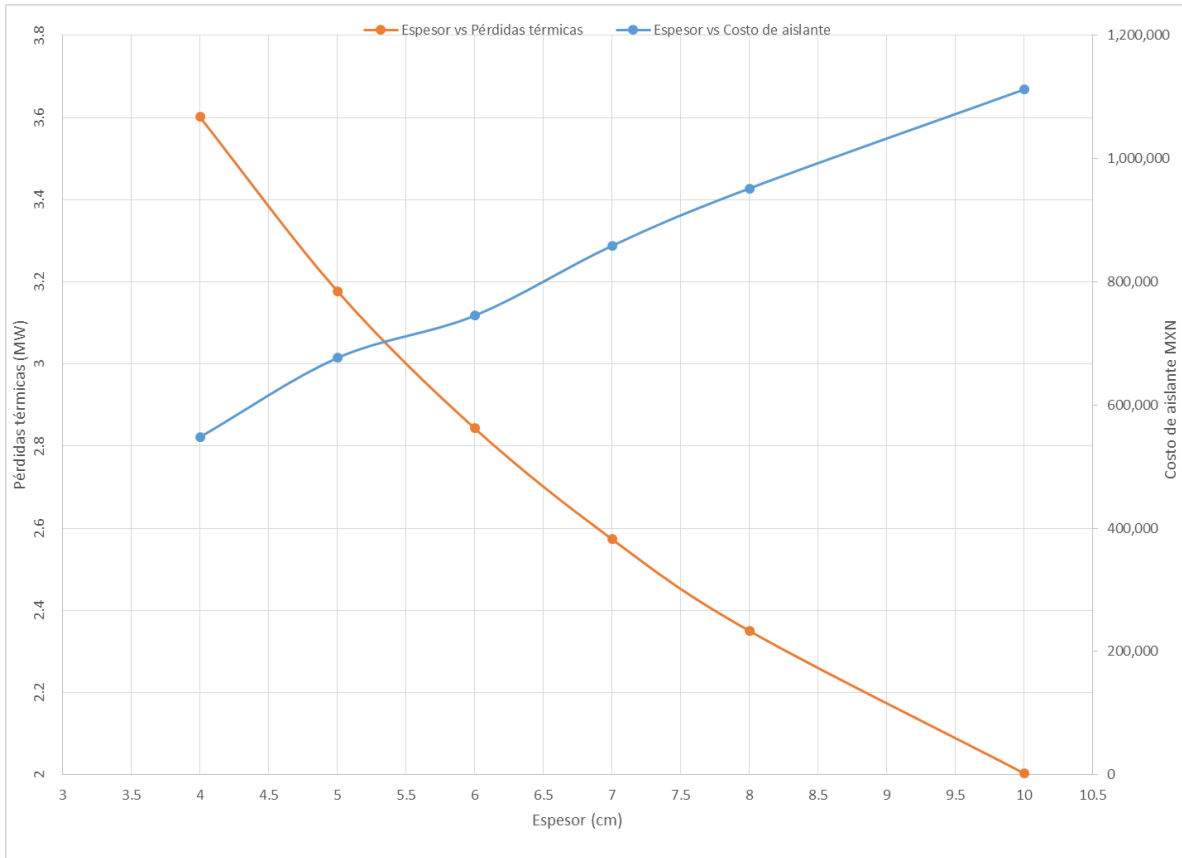
Donde:

ε : Emisividad del aislante

Conociendo el área del tanque y suponiendo la velocidad del viento y emisividad a 0.1 ft/s y 0.3 respectivamente, se utilizan las ecuaciones 3.30 y 3.31 para obtener la tabla 7 que muestra las perdidas térmicas transformadas en MW en el tanque y el costo del aislamiento que posteriormente se grafica (gráfica 7) para obtener el espesor de aislamiento de 5 cm, ya que este es el más óptimo.

Tabla 7. Costo de aislamiento térmico y pérdidas térmicas en el tanque de almacenamiento.

Espesor (cm)	Costo MXN por m ² PROROX 940	Costo Total de aislamiento MXN	Pérdidas térmicas en tanque de almacenamiento (MW)
4	191.4	547978.2	3.6
5	236.28	676469.64	3.17
6	260.26	745124.38	2.84
7	299.86	858499.18	2.57
8	332.42	951718.46	2.35
10	388.52	1112232.76	2



Gráfica 7. Aislamiento óptimo del tanque.

Ahora que se conoce el espesor del aislante, también conocemos las pérdidas térmicas que son 3.17 MWt, hay que recordar que el almacenamiento se lleva a cabo durante doce horas idealmente, por lo que multiplicando las pérdidas térmicas por estas 12 horas tenemos un total de pérdidas de 38 MW y teniendo en cuenta que la energía térmica almacenada es 2224.95 MW se calcula la eficiencia de nuestro sistema de almacenamiento.

$$100 - \frac{38 \text{ MW} * 100\%}{2224.95 \text{ MW}} = 98.3\%$$

3.4.2 Campo solar

Para simplificar el cálculo del campo solar para el dimensionamiento se toma como referencia la altura de la torre y el área de un heliostato de la planta Gemasolar que son 140 m y 120 m², respectivamente.

El campo de los heliostatos se dimensiona de acuerdo a Joga (2012), este autor desarrolló ecuaciones para el dimensionamiento de un campo solar circundante considerando las especificaciones de la planta Gemasolar.

- ❖ El primero anillo de espejos se encuentra a la mitad de la distancia de la torre.
- ❖ Los anillos siguientes van incrementando de manera gradual su separación con los anteriores para evitar los problemas de apantallamiento. Esta separación radial (ΔR) está dada por la ecuación 3.35.

$$\Delta R = \sqrt{A} * \left(1.25 + \frac{i}{20}\right) = \sqrt{120} * \left(1.25 + \frac{i}{20}\right) \quad (3.35)$$

donde A es el área de un heliostato e i es el número del anillo donde se requiere realizar el cálculo.

- ❖ En el cálculo de número de heliostatos (NH) se considera una separación acimutal de 1.5 veces su longitud (\sqrt{A}) y está dado por la siguiente ecuación:

$$NH(i) = \frac{2 * \pi * r(i)}{\sqrt{A} * \left(1.5 + \frac{i}{20}\right)} \quad (3.36)$$

- ❖ La separación acimutal (ΔL) entre los espejos también va incrementando según la distancia de la torre, tratando de evitar de esta manera los problemas de sombras entre heliostatos contiguos. Esta separación se calcula de la siguiente manera:

$$\Delta L(i) = \sqrt{A} * \left(1.5 + \frac{i}{20}\right) \quad (3.37)$$

Considerando lo anterior, se construye la siguiente tabla:

Tabla 8. Datos para el campo solar.

Numero de anillo	ΔR	Radio	ΔL	NH por anillo	NH totales	Area cubierta (m ²)
1	70.00	70.00	16.98	26	26	15393.8
2	14.79	84.79	17.53	30	56	22585.2
3	15.34	100.12	18.07	35	91	31494.35
4	15.88	116.01	18.62	39	130	42279.61
5	16.43	132.44	19.17	43	174	55104.96
6	16.98	149.42	19.72	48	221	70140.04
7	17.53	166.95	20.27	52	273	87560.16
8	18.07	185.02	20.81	56	329	107546.3
9	18.62	203.64	21.36	60	389	130285
10	19.17	222.81	21.91	64	453	155968.6
11	19.72	242.53	22.46	68	521	184795
12	20.27	262.80	23.00	72	592	216967.7
13	20.81	283.61	23.55	76	668	252696.1
14	21.36	304.97	24.10	80	747	292194.9
15	21.91	326.88	24.65	83	831	335684.7
16	22.46	349.34	25.20	87	918	383391.8
17	23.00	372.34	25.74	91	1009	435547.9
18	23.55	395.89	26.29	95	1103	492390.6
19	24.10	419.99	26.84	98	1202	554163
20	24.65	444.64	27.39	102	1304	621114
21	25.20	469.84	27.93	106	1409	693497.9
22	25.74	495.58	28.48	109	1519	771575
23	26.29	521.87	29.03	113	1632	855611
24	26.84	548.71	29.58	117	1748	945877.4
25	27.39	576.10	30.12	120	1868	1042651
26	27.93	604.03	30.67	124	1992	1146215
27	28.48	632.51	31.22	127	2119	1256858
28	29.03	661.54	31.77	131	2250	1374873
29	29.58	691.12	32.32	134	2385	1500560
30	30.12	721.24	32.86	138	2523	1634226
31	30.67	751.91	33.41	141	2664	1776180
32	31.22	783.13	33.96	145	2809	1926739
33	31.77	814.90	34.51	148	2957	2086226
34	32.32	847.22	35.05	152	3109	2254969
35	32.86	880.08	35.60	155	3264	2433301
36	33.41	913.49	36.15	159	3423	2621562
37	33.96	947.45	36.70	162	3585	2820096
38	34.51	981.96	37.25	166	3751	3029254
39	35.05	1017.01	37.79	169	3920	3249393
40	35.60	1052.61	38.34	173	4093	3480875
41	36.15	1088.76	38.89	176	4269	3724066
42	36.70	1125.46	39.44	179	4448	3979340
43	37.25	1162.71	39.98	183	4631	4247076
44	37.79	1200.50	40.53	186	4817	4527659
45	38.34	1238.84	41.08	189	5006	4821479
46	38.89	1277.73	41.63	193	5199	5128931
47	39.44	1317.16	42.17	196	5395	5450417
48	39.98	1357.15	42.72	200	5595	5786345

Numero de anillo	ΔR	Radio	ΔL	NH por anillo	NH totales	Area cubierta (m ²)
49	40.53	1397.68	43.27	203	5798	6137126
50	41.08	1438.76	43.82	206	6004	6503180
51	41.63	1480.39	44.37	210	6214	6884931
52	42.17	1522.56	44.91	213	6427	7282808
53	42.72	1565.28	45.46	216	6643	7697246
54	43.27	1608.55	46.01	220	6863	8128688
55	43.82	1652.37	46.56	223	7086	8577579
56	44.37	1696.74	47.10	226	7312	9044372
57	44.91	1741.65	47.65	230	7542	9529525
58	45.46	1787.11	48.20	233	7775	10033502
59	46.01	1833.12	48.75	236	8011	10556772
60	46.56	1879.68	49.30	240	8251	11099810

Fuente: Elaboración propia con fórmulas de Joga (2012).

Para empezar el cálculo del campo del solar, primero se debe calcular la energía que requieren las sales que circulan en el proceso, ya que estas definirán la energía que debe llegar al receptor.

El flujo másico de sales que debe circular en el receptor, es la suma del flujo que se utiliza para el ciclo y el flujo que debe almacenarse ($m_{htf-rec}$) teniendo:

$$m_{htf-rec} = 583.0626 \frac{kg}{s} + 444.5852 \frac{kg}{s} = 1027.648 \frac{kg}{s}$$

La energía necesaria en las sales (Q_{sales}) para poder cumplir las condiciones del proceso, se define como:

$$Q_{sales} = m_{htf-rec} \int_{290}^{565} (1443 + 0.172 * T) dT * \left(\frac{1 kJ}{1000 J} \right) \quad (3.38)$$

$$Q_{sales} = 1027.648 \frac{kg}{s} \int_{290}^{565} (1443 + 0.172 * T) dT * \left(\frac{1 J}{1000 kJ} \right) = 428576.1952 \frac{kJ}{s} = 428.5762 MWt$$

Para calcular la energía necesaria en el receptor y en el campo solar, se suponen eficiencias de acuerdo a los datos observados en otros proyectos de torre termosolar, las cuales son:

- ❖ Eficiencia del receptor (n_{rec}) = 0.9
- ❖ Eficiencia por desbordamiento (n_{des}) = 0.9
- ❖ Eficiencia reflectiva (n_{ref}) = 0.9
- ❖ Eficiencia por sombras o bloqueos (n_{som}) = 0.95

El receptor recibe la energía reflejada por los heliostatos (R_{rec}) pero el receptor también refleja parte de esta radiación y presenta un desbordamiento, con estas consideraciones la energía reflejada necesaria en el receptor es:

$$R_{rec} = \frac{Q_{sales}}{n_{rec}n_{des}} \quad (3.39)$$

$$R_{rec} = \frac{428.5762 \text{ MW}}{0.9 * 0.9} = 529.1064 \text{ MW}$$

El campo solar está conformado por los heliostatos, estos heliostatos no reflejan toda la radiación y presentan sombras y bloqueos entre ellos, por lo tanto la energía que necesita recibir el campo (R_{campo}) es:

$$R_{campo} = \frac{Q_{rec}}{n_{ref}n_{som}} \quad (3.40)$$

$$R_{campo} = \frac{529.1064 \text{ MW}}{0.9 * 0.95} = 618.838 \text{ MW}$$

La eficiencia global (n_{global}) de la planta, se calcula de la siguiente forma:

$$n_{global} = n_{t\acute{e}rmica} * n_{rec} * n_{des} * n_{fec} * n_{som} \quad (3.41)$$

$$n_{global} = 0.329 * 0.9 * 0.9 * 0.9 * 0.95 = 0.2278$$

La energía solar necesaria incidente en el campo es 618.838 MW, teniendo este dato y la radiación directa normal de 0.0008 MW/m² del mes con mayor radiación (mayo), se calcula el área (A_{req}) requerida de heliostatos,

$$A_{req} = \frac{Q_{camp}}{R_0}$$

$$A_{req} = \frac{618.838 \text{ MW}}{0.0008 \text{ MW/m}^2} = 773547 \text{ m}^2$$

El número de heliostatos requeridos, se determina con la ecuación 3.42.

$$NH = \frac{A_{req}}{A_{hel}} \quad (3.42)$$

$$NH = \frac{773547 \text{ m}^2}{120 \text{ m}^2} = 6446.23$$

En la tabla 8 se localiza el valor superior más cercano a 6643 heliostatos, esto debido a que el número de heliostatos está en función del número de anillos, obteniendo los siguientes datos:

- ❖ Numero de anillos = 53
- ❖ Numero de heliostatos = 6643
- ❖ Diámetro del campo solar = 3.1305 km
- ❖ Área de la planta = 7.6972 km²
- ❖ Área de heliostatos = 797,160 m²

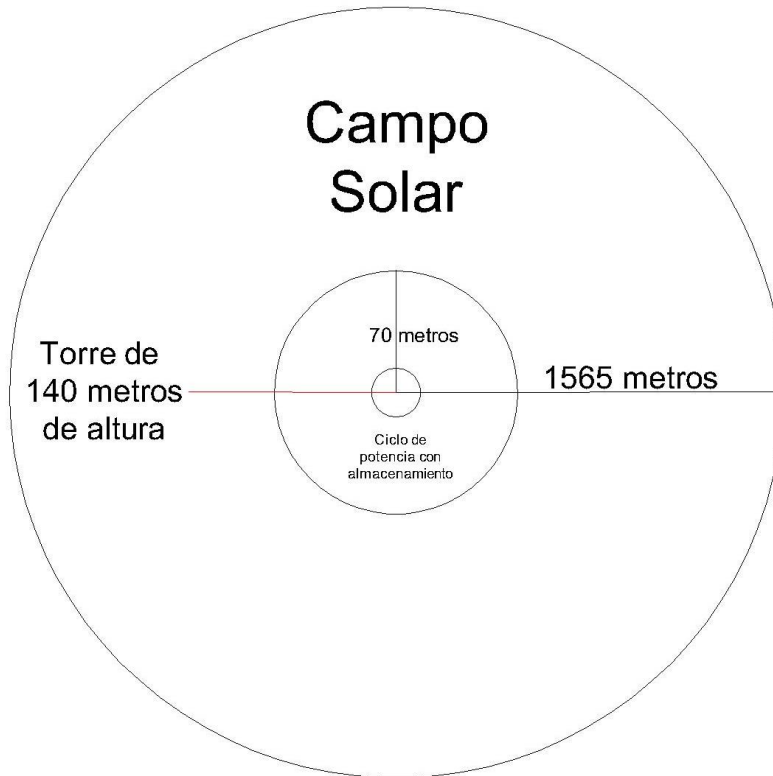


Figura 32. Esquema de la planta termosolar.

En la figura 33 se presenta el esquema de la planta termosolar, el campo solar (círculo exterior) tiene 6643 heliostatos distribuidos en 53 anillos y el ciclo de potencia, el almacenamiento térmico, y la torre están situados en el círculo interior, el radio de la planta 1565.28 m con un área de 8.133 m².

Los datos anteriores definen el tamaño del campo solar y por consiguiente la energía solar recibida en el campo, por lo cual es necesario recalcular los siguientes parámetros:

- ❖ Energía en el campo por hora = 637.73 MWt
- ❖ Energía en el receptor por hora = 545.2574 MWt
- ❖ Energía en las sales por hora = 441.6585 MWt
- ❖ Energía almacenada = 2381.9366 MWt
- ❖ Sales almacenadas = 20,561.2263 TON
- ❖ Flujo másico almacenado por segundo = 475.9543 kg/s
- ❖ Flujo másico en el receptor = 1059.017 kg/s
- ❖ Eficiencia de almacenamiento térmico = 98.46%
- ❖ Radio de tanque de almacenamiento = 14 m
- ❖ Altura de tanque de almacenamiento = 14 m
- ❖ Espesor de aislante térmico = 6 cm

Al aumentar la energía en las sales por hora de 428.5762 a 441.6585 MWt y considerando que las horas de sol son 12, se tiene un excedente de 156.96 MWt en las sales, esta energía se manda a almacenamiento y tomando en cuenta la eficiencia del ciclo Rankine con recalentamiento se tiene un excedente de 51.6241 MWe por día sin pérdidas de transmisión y distribución de la energía eléctrica.

De acuerdo a la gráfica 5, el consumo energético de 8 a 11 a.m. es menor a 80 MWh, por lo tanto el excedente de energía captado es almacenado para su uso en horas sin sol, almacenando 91.59 MWt adicionales durante el día.

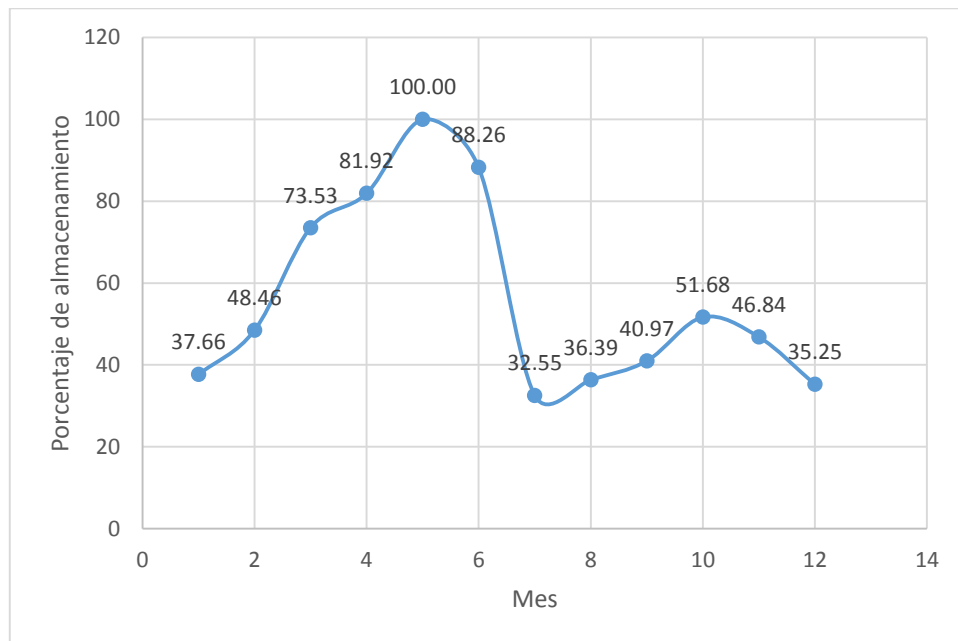
Considerando la radiación solar durante el año, se realiza la estimación del comportamiento anual de la planta, se tiene como prioridad abastecer de energía eléctrica el municipio de Cajeme de 7.00 am a 11.00 pm, horarios en donde se tiene mayor demanda de energía eléctrica como se puede ver en la gráfica 5, de este modo solo se vería afectado el almacenamiento térmico destinado para la producción de energía eléctrica de 11.00 pm a 7.00 am. Tomando en cuenta lo anterior en la tabla 9 se presentan los datos calculados, en donde el mes con mayor radiación (mayo) almacena 2473.53 MWt y puede producir 813.78 MWe durante la ausencia del sol con 14.3 horas de almacenamiento, generando 80 MW de 7 a 11 p.m., de 11 p.m. a 12 a.m. 53 MW, de 12 a 6 a.m. 48 MW y de 6 a 7 a.m. 71 MW, así mismo se observa que los meses de enero, julio, agosto y septiembre no puede abastecer completamente la demanda de 7 a 11 p.m. de 80 MW.

En la siguiente tabla se detalla los siguientes datos con respecto a cada mes: la radiación, el almacenamiento por hora de sales fundidas en MWt, el almacenamiento total de sales fundidas durante las horas de sol en MWt, los MWe que se pueden generar durante la ausencia del sol (almacenamiento total en MWe), los MWe que se pueden generar durante el horario de 11 p.m. a 7 a.m. puesto que de 7 a 11 p.m. lo ideal es generar 320 MW (en los meses de enero, julio, agosto y diciembre da un número negativo porque no se alcanza a satisfacer la demanda de 7 a 11 p.m.) y las horas de almacenamiento de la planta.

Tabla 9. Comportamiento anual.

Mes	Radiación (kWh/m ² /día)	Almacenamiento por hora (MWt)	Almacenamiento total (MWt)	Almacenamiento (Mwe)	MWe generados de 11 pm a 7 am	Horas de almacenamiento
Enero	6.81	70.00	931.59	306.49	-13.51	4.57
Febrero	7.29	92.27	1198.79	394.40	74.40	5.95
Marzo	8.41	143.93	1818.77	598.37	278.37	9.15
Abril	8.79	161.23	2026.35	666.66	346.66	10.22
Mayo	9.60	198.49	2473.53	813.78	493.78	12.53
Junio	9.07	174.30	2183.14	718.24	398.24	11.03
Julio	6.58	59.46	805.16	264.90	-55.10	3.92
Agosto	6.75	67.38	900.12	296.14	-23.86	4.41
Septiembre	6.96	76.81	1013.29	333.37	13.37	4.99
Octubre	7.44	98.89	1278.29	420.55	100.55	6.36
Noviembre	7.22	88.91	1158.49	381.14	61.14	5.74
Diciembre	6.70	65.03	871.96	286.87	-33.13	4.26

En la gráfica 8 se observa el porcentaje almacenado con respecto al mes con mayor radiación (mayo).



Gráfica 8. Porcentaje de almacenamiento anual con respecto al mes de mayo.

Con los datos obtenidos de las horas de almacenamiento y considerando un mantenimiento de 10 días al año, este se realiza generalmente en el mes de diciembre, la planta termosolar opera 6638 horas al año.

Por último, considerando las pérdidas de transmisión y distribución de energía eléctrica en México (13.706 %) de acuerdo al banco mundial se tiene los MWe cedidos en cada mes en la siguiente tabla.

Tabla 10. Generación eléctrica cedida a red por mes.

Mes	Generación eléctrica cedida a red (MWh/mes)
Enero	32832.96
Febrero	31997.30
Marzo	40882.03
Abril	41592.92
Mayo	44456.83
Junio	43022.74
Julio	30978.51
Agosto	32371.37
Septiembre	32702.93
Octubre	36125.25
Noviembre	33939.57
Diciembre	31958.37

Con base en los datos anteriores se estima la energía eléctrica cedida a la red durante un año es de 432.86 GWh/año.

Capítulo 4. Análisis de la propuesta

En este capítulo se analiza la propuesta del apartado anterior, tomando en cuenta la elección de la tecnología termosolar, la zona propuesta y el diseño básico de la planta.

La nueva política energética impulsa el desarrollo de generación de energía eléctrica a partir de fuentes limpias, así como alcanzar las metas de la agenda 2030.

Las plantas termosolares de torre presentan una mayor eficiencia térmica, debido a que el fluido caloportador (sales fundidas) llega a una temperatura máxima de 565 °C a comparación de la tecnología cilindro-parabólica, con este mismo fluido llega a 395 °C, además de requerir kilómetros de tuberías. A pesar de que la tecnología cilindro-parabólica presenta un menor costo de instalación y mayor madurez en el mercado, la tecnología de torre ofrece mayores ventajas y de acuerdo a datos reportados en PROTERMOSOLAR (2018), los SRC cuentan con más horas de almacenamiento térmico, por ejemplo, en el desierto de Atacama de Chile se encuentra en construcción la planta termosolar con mayor tiempo de almacenamiento (17.5 horas) a nivel mundial, utilizando tecnología de torre.

También se realiza una comparación en donde se observa la diferencia entre insumos para una planta CCP y una SRC, simulando el ciclo Rankine con recalentamiento para ambas tecnologías y estimando el uso de combustible para el arranque de la cada planta, obteniendo los datos de la tabla 10.

Tabla 11. Comparación de insumos de la tecnología de torre y CCP.

Tecnología	Agua para vapor (kg/s)	Sales fundidas para almacenamiento (TON)	Agua de enfriamiento (kg/s)	Gas natural requerido para el arranque de la planta (TON)	Eficiencia del ciclo de vapor (%)
Torre central	65.44	20561.22	2402.44	221.34	32.90
CCP	80.96	65493.56	2555.84	639.46	31.63

La irradiación directa normal mínima anual que debe tener la zona propuesta es de 2 kWh/m² por día, el municipio de Cajeme muestra un gran potencial de recurso solar con una irradiación directa normal anual de 7.5 a 9 kWh/m² por día, otro parámetro es la pendiente del terreno (menor al 3 %), que se cumple en la parte inferior del municipio, en el recurso hídrico no se tiene ningún inconveniente, puesto que el municipio cuenta con la presa Álvaro Obregón que tiene 2989 millones de metros cúbicos para el abastecimiento de agua en la planta, además el río Yaqui atraviesa por el municipio, asimismo se requieren al menos 2300 horas de sol anuales, Cajeme presenta aproximadamente 4380 al año.

La localización de la planta debe omitir zonas protegidas y urbanas, lo recomendable son áreas extremadamente llanas, Cajeme no cuenta con áreas protegidas, solo con zonas urbanas, y como se muestra en la figura 29, la parte inferior del territorio es llano, también se considera la accesibilidad en relación a la red vial y eléctrica, en la figura 30 se observa que al sur del municipio posee mayor red vial que en el resto del mismo, las subestaciones eléctricas se encuentran en el

centro de la localidad, por lo tanto la zona inferior de Cajeme cumple con los criterios de localización.

En la siguiente tabla se muestran los parámetros del diseño básico de la planta más importantes.

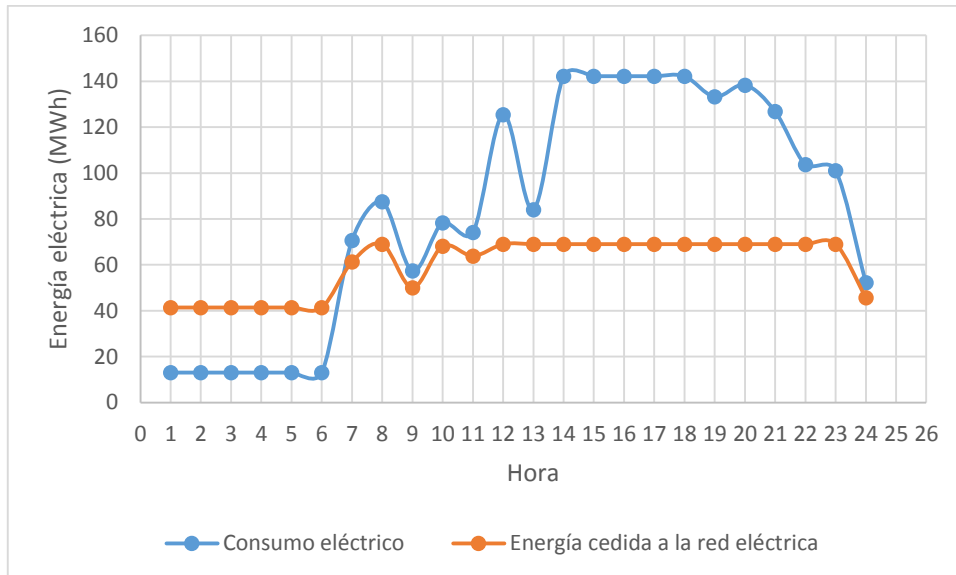
Tabla 12. Parámetros del diseño básico.

Parámetro	Valor
Potencia nominal de la planta	80 MW
Generación eléctrica neta típicamente cedida a red	432.86 GWh/año
Horas de operación al año	6638
Altura de la torre	140 m
Eficiencia térmica de almacenamiento	98.46 %
Área de la planta	7.6972 km ²
Numero de anillos de heliostatos	53
Numero de heliostatos	6638
Horas de generación de energía eléctrica con almacenamiento	12 h
HTF	KNO ₃ 40% NaNO ₃ 60%
HTF (sales fundidas) totales en planta	22660.25 TON
Agua de enfriamiento	8675 m ³ por cada 80 MW
Agua de proceso	236.3 m ³ por cada 80 MW
Eficiencia del ciclo	32.9 %
Eficiencia de la planta	22.78 %

El excedente energía eléctrica considerando las pérdidas por transmisión y distribución en el mes de mayo (14 MWe por día) se distribuye en las horas de generación de energía eléctrica de 11:00 pm a 06:00 am, dando libre uso de esta energía a CFE.

Analizando el comportamiento anual de la planta, se observa que solo en el mes de mayo se abastece completamente la demanda eléctrica, esto se debe a que el diseño de la planta se basa únicamente en el mes con la mayor radiación solar en este municipio, sin embargo en los demás meses no se cumple con la misma energía eléctrica cedida a la red debido a la variación de radiación directa normal a lo largo del año teniendo como resultado un déficit en la generación de energía eléctrica, no obstante es importante considerar que esta tecnología no abastece totalmente a la población de Cajeme, ya que existen otras fuentes de generación eléctrica que también contribuyen con este abastecimiento, considerando lo anterior, se tiene como opción operar la planta termosolar a su mínima potencia permitida (48 MW) durante las horas de menor demanda de energía eléctrica y de esta forma almacenar la energía térmica restante en el HTF para poder apoyar

perfectamente en los picos de demanda energética durante la ausencia del sol (7 a 11 p.m.).



Gráfica 9. Comparación de energía eléctrica cedida a la red respecto a la demanda de energía.

En la gráfica 9 se observa que la energía cedida a la red no siempre satisface el consumo eléctrico de uso doméstico de Cajeme, sobre todo de 14 a 23 horas, de ahí se toma la opción de que en las horas no pico la turbina trabaje al 60% de su capacidad nominal, almacenando la energía térmica que no usa para aprovecharla en las horas pico con ausencia de sol.

De acuerdo a la CRE el factor de emisión de CO₂ del sistema eléctrico nacional reportado para el año 2018 es de 0.527 toneladas de CO₂ por MWh, de acuerdo a estos datos con esta planta se dejarían de emitir aproximadamente 264,349.4 toneladas de CO₂ anuales.

Conclusiones

Basado en los resultados obtenidos, la propuesta de implementación de una planta termosolar de torre en el municipio de Cajeme, Sonora es factible técnicamente presentando los siguientes beneficios:

- ❖ Teniendo en cuenta el mayor contaminante de gases de efecto invernadero, se estima dejar de emitir 264,349.4 toneladas de CO₂ anuales al medio ambiente.
- ❖ El almacenamiento de energía térmica para la generación de energía eléctrica durante la ausencia del sol.
- ❖ El apoyo al desarrollo de generación de energía eléctrica a partir de fuentes limpias, así como alcanzar la meta del 35 % en el 2024 y en la agenda 2030.

La implementación de esta tecnología en México abre no solamente la posibilidad de la instalación de una planta termosolar en Cajeme, Sonora, sino también en las regiones del norte en los estados de Sonora, Baja California, Baja California Sur, Coahuila, Zacatecas, Durango y San Luis Potosí que cumplen con la radiación directa normal para el desarrollo de estos proyectos.

Con la implementación de esta planta termosolar de 80 MW de potencia se puede generar 432.86 GWh/año apoyando el abastecimiento de energía eléctrica de uso doméstico en el municipio de Cajeme.

No obstante, con base en el comportamiento anual, se tiene la necesidad de reforzar el funcionamiento de esta planta sin el uso de combustibles fósiles, se plantea la opción de plantas híbridas a partir de fuentes limpias, por ejemplo la fotovoltaica que cuenta con mayor desarrollo en México pero que carece de un almacenamiento debido a los grandes costos que implican las baterías para este fin, trabajando con la tecnología fotovoltaica durante el día, apoyada por la tecnología de torre termosolar en la demanda eléctrica durante las horas pico y en ausencia de las horas del sol, teniendo la posibilidad de prescindir de tecnología convencional sin dejar de generar energía eléctrica las 24 horas del día.

Referencias bibliográficas

Almagro Cabrera, D. (2012). Almacenamiento térmico en aplicaciones solares de concentración de alta temperatura. Tesis de licenciatura. Universidad de Sevilla,

Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar (PROTERMOSOLAR). (2018). Qué es, tipos de plantas, beneficios. [en línea]. Disponible en: <https://www.protermosolar.com/la-energia-termosolar/que-es-tipos-de-plantas-beneficios/>

Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar (PROTERMOSOLAR). (2018). Proyectos en el exterior: Centrales en operación, construcción y en fase de desarrollo [en línea]. Disponible en: <https://www.protermosolar.com/proyectos-termosolares/proyectos-en-el-exterior/>

Aynat Piquer, A. (2012). Determinación del ciclo de vapor de una central solar termoeléctrica CCP de 50 MW. Tesis de licenciatura. Universidad Carlos III.

BP (2017). BP Statistical Review of World Energy 2017. [en línea] Disponible en: https://www.bp.com/content/dam/bp-country/es_es/spain/documents/downloads/PDF/ULTIMA_INFOGRAFIA_INFORME_BP_SR17.pdf

Carrión Carrión, E. & Palou Navarro, J. (2010). Termoquímica 1. España: Universidad de Valencia.

Carta González, J. A. & Calero Pérez, R. & Colmenar Santos, A & Castro Gil, M.A. (2009). Centrales de energías renovables: generación eléctrica con energías renovables. Madrid: Pearson Educación.

Castro, A. (2012). Factibilidad de la implementación de una planta termosolar para la generación de energía eléctrica de Torreón, Coahuila, México. XVI Congreso Internacional de Ingeniería de Proyectos, 1247 – 1259. Disponible en: https://www.aepro.com/files/congresos/2012valencia/CIIP12_1247_1259.3798.pdf

Celador Lera, M. (2016). Diseño y análisis de una central termosolar de torre central operando con sodio fundido. Tesis de licenciatura. Universidad Carlos III de Madrid.

Cengel, Y. A. & Boles, M. A. (2012). Termodinámica Séptima Edición. México: mcgraw-Hill Interamericana.

Cengel, Y. A. (2007). Transferencia de calor y masa. México: mcgraw-Hill Interamericana.

Centrales Termosolares. Centrales de concentrador cilíndrico-parabólico. [en línea] Disponible en: <http://www.centralestermosolares.com/centrales-de-c-cilindro-parabolico>

Centrales Termosolares. Centrales de concentrador de espejos fresnel. [en línea] Disponible en: <http://www.centralestermosolares.com/centrales-termosolares-fresnel>

Centrales Termosolares. El fluido térmico HTF. [en línea] Disponible en: <http://www.centralestermosolares.com/el-fluido-termico-htf>

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). (2016). Diagramas unifilares del sistema eléctrico nacional 2016 – 2021. [en línea]. Disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/ModGralPlaneacion/Mod%20Gral%20Planeaci%C3%B3n%202016-2021%20Diagramas%20Unifilares%20RNT%20y%20RGD%20del%20MEM.pdf>

Coco Enriquez, L. (2017). Nueva generación de centrales termosolares con colectores solares lineales acoplados a ciclos supercríticos de potencia. Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Madrid.

Comision Reguladora de Energía (CRE). (2019). Aviso de factor de emisiones del sistema eléctrico nacional. [en línea]. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/442910/Aviso_Factor_de_Emisiones_2018.pdf

Daniels, Farrington. (1977). Uso directo de la energía solar. Madrid: H Blume Ediciones.

Donald Q. Kern (1999). Procesos de transferencia de calor. México: Compañía Editorial Continental.

Entremont, A. (1997). Geografía económica. Madrid: Cátedra.

Frank P. Incropera & David P. De Witt (1999). Fundamentos de transferencia de calor y masa Cuarta Edición. México: Prentice Hall.

Fernández Díaz-Carralero, A. G. (2013). Estudios físico-químicos y de corrosión a elevada temperatura para el diseño de nuevos fluidos almacenadores de energía en centrales solares de concentración. Tesis doctoral. Universidad Complutense de Madrid.

García, Cruz y Lacal, Roberto. Energía solar termoeléctrica. [en línea] Disponible en: <http://archivo-es.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/other/solar-termoelectrica-2020-pas.pdf>

Garmendia, A. (2008). Centrales eléctricas termosolares Genera 08, parte de Abengoa Solar, Solar power for a sustainable World. [en línea]. Disponible en: http://www.madrimasd.org/informacionidi/agenda/forosmimasd/2008/documentos/energia/A_Esteban_Abengoa_solar_26_02_08.pdf

Haim, A. (2013). Estudio para definir áreas geográficas adecuadas para la implementación de plantas solares termoeléctricas de torre de Argentina. Proyecciones, 55 – 66. [en línea]. Disponible en: https://www.conicet.gov.ar/new_scp/detalle.php?keywords=&id=50554&articulos=yes&detalles=yes&art_id=3156945

HC Energía & Cajastur & IDEA. (2009). Energía y consumo. Fundación Asturiana de la Energía (FAEN), Agencia de Sanidad Ambiental y Consumo. Disponible en: <http://www.cfc-asturias.es/UserFiles/1/File/Libros/Energia/Libro%20Energia%20y%20Consumo.pdf>

Hinojosa Palafox, J. F. Sistema termosolar de torre. [en línea]. Disponible en: https://www2.ineel.mx/taller_almacenamientoenergia/documentos/pdf/mesa2_contexto_presentacion1.pdf

Instituto de Energías Renovables (IER). Concentrador parabólico compuesto. [en línea]. Disponible en: <http://www.fordecyt.ier.unam.mx/html/concentradorParab%C3%B3licoCompuesto1.html>

Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). (2009). Prontuario de información geográfica municipal. [en línea]. Disponible en: http://www.beta.inegi.org.mx/contenidos/app/mexicocifras/datos_geograficos/26/26018.pdf?fbclid=IwAR3S61Q1JSYlr2cg96aou8r9z3q3XhcVnArS4VO4khkNdKDORfXlp8VG_ek

Inventario Nacional de Energías Limpias (INEL). (2016). Potencial del recurso e inventario de generación. [en línea]. Disponible en: <https://dgel.energia.gob.mx/qa/INEL/INELV5/mapa.html?lang=es>

J. P. Holman (1999). Transferencia de calor. México: Compañía Editorial Continental.

Joga López, H. (2012). Diseño de una planta termosolar de receptor central con sales fundidas como fluido de trabajo y sistema de almacenamiento. Tesis de licenciatura. Universidad Carlos III de Madrid.

La energía del cambio. Almacenamiento de energía en sales fundidas. [en línea]. Disponible en: <http://www.laenergíadelcambio.com/almacenamiento-de-energia-en-sales-fundidas/>

Mendoza Rodríguez, C. A. (2012). Viabilidad técnica-económica de una central solar termoeléctrica de colectores cilíndricos parabólicos para su implementación de México. Tesis de licenciatura. Universidad Autónoma de México.

Navarro Trujillo, R. F. (2012). Localizaciones con mayor factibilidad en el Estado de Sonora para la instalación de plantas termosolares tipo torre central. Tesis de maestría. Universidad de Sonora.

- Polo Encinas, M. (1984). Turbomaquinas de fluido compresible. Editorial Limusa
- ProMéxico. (2017). La industria solar fotovoltaica y fototérmica en México. [en línea]. Disponible en: <https://www.promexico.mx/documentos/biblioteca/industria-solar.pdf>
- ROCKWOOL, Technical Insulation. PROROX WM 940 ES ficha técnica. [en línea]. Disponible en: <http://www.rockwoolrti.es/productos+y+aplicaciones/u/2011.product/21497/prorox>
- Rogel Ramirez, A. (2019). Sistema de concentración solar de canal parabólico. México: Facultad de Estudios Superiores Zaragoza.
- Rosales, M. (2011). Comparativa de tecnologías de producción de energía solar termoeléctrica. Tesis de maestría.
- Ruelas, J. & Lucero, B. & Ríos, N. & García-Puch, B. (2016). Investigación y desarrollo de las energías renovables en Sonora y Baja California. Revista de investigación y desarrollo, 1 – 10. Disponible en: http://www.ecorfan.org/spain/researchjournals/Investigacion_y_Desarrollo/vol2num5/Revista_de_Investigaci%C3%B3n_y_Desarrollo_V2_N5.pdf
- Santiago Garcia Garrido. El sistema htf en centrales termosolares. [en línea]. Disponible en: <http://santiagogarciagarrido.com/index.php/77-libro-sistema-htf-en-centrales-termsolares>
- Sastre Alfaro Antonio. (2016). Análisis de colectores solares de media temperatura. Tesis de licenciatura. Universidad Carlos III de Madrid.
- Secretaría de energía (SENER). (2015). Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional 2018 – 2032. [en línea]. Disponible en: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>
- Secretaría de energía (SENER). (2016). Prospectiva de energías renovables 2016 – 2030. [en línea]. Disponible en: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177622/Prospectiva de Energias Renovables_2016-2030.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177622/Prospectiva_de_Energias_Renovables_2016-2030.pdf)
- Secretaría de energía (SENER). (2018). Balance Nacional de Energía 2017. [en línea]. Disponible en: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/414843/Balance Nacional de Energia_2017.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/414843/Balance_Nacional_de_Energia_2017.pdf)
- Secretaría de energía (SENER). (2018). Reporte de avance de energías limpias primer semestre 2018. [en línea]. Disponible en: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418391/RAEL Primer Semestre_2018.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418391/RAEL_Primer_Semestre_2018.pdf)

Sistema de Información Energética (2017). Generación bruta de energía por tecnología. [en línea] Disponible en: <http://sie.energia.gob.mx/bdicontroller.do?Action=cuadro&cvecua=IE11C01>

Sistema htf. El fluido térmico sintético (HTF). [en línea]. Disponible en: <http://www.sistemahtf.com/index.php/el-fluido-termico-sintetico-htf>

Sistema htf. El sistema HTF en centrales termosolares. [en línea]. Disponible en: <http://www.sistemahtf.com/index.php/121-articulos-avanzados>

Sistemas de Generación de Energía Solar (SEGS). (2018). [en línea]. Disponible en: <https://www.protenders.com/companies/the-carlyle-group/projects/solar-energy-generating-systems-segs>

Taddei Bringas, J. L. (2014). Estimación del potencial de energías renovables en el estado de Sonora. EPISTEMUS, 88 – 94. Disponible en: http://www.epistemus.uson.mx/revistas/articulos/17-13ENERGIAS_RENOVABLES_EN_SONORA.pdf

Téllez, F. (2008). Energía solar termoeléctrica: tipologías y primeros pasos del surgimiento comercial. [en línea]. Disponible en: <http://www.upcomillas.es/catedras/crm/descargas/2007-2008/aula%2016.04.2008.pdf>