

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**DISEÑO DE UN PROTOTIPO DE PLANTA DE GENERACIÓN
TERMO ELÉCTRICA MEDIANTE CONCENTRADORES
CILÍNDRICO-PARABÓLICOS EN EL SALVADOR**

PRESENTADO POR:

**JOSÉ LUIS HERRERA HERRERA
MOISÉS ROBERTO ROMERO MARTÍNEZ**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, FEBRERO DE 2019

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSc. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

MSc. CRISTÓBAL HERNÁN RÍOS BENÍTEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**DISEÑO DE UN PROTOTIPO DE PLANTA DE GENERACIÓN
TERMO ELÉCTRICA MEDIANTE CONCENTRADORES
CILÍNDRICO-PARABÓLICOS EN EL SALVADOR**

Presentado por:

**JOSÉ LUIS HERRERA HERRERA
MOISÉS ROBERTO ROMERO MARTÍNEZ**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. JOSÉ MIGUEL HERNÁNDEZ

SAN SALVADOR, FEBRERO DE 2019

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. JOSÉ MIGUEL HERNÁNDEZ

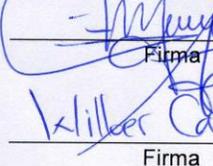
ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, martes 5 de febrero de 2019, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 10:00 a.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director


Firma

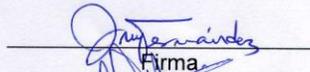
2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario


Firma



Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- ING. JOSE MIGUEL HERNANDEZ
(Docente Asesor)


Firma

- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS


Firma

- ING. GERARDO MARVIN JORGE HERNANDEZ


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

DISEÑO DE UN PROTOTIPO DE PLANTA DE GENERACIÓN TERMO ELÉCTRICA
MEDIANTE CONCENTRADORES CILÍNDRICO-PARABÓLICOS EN EL SALVADOR

A cargo de los Bachilleres:

-HERRERA HERRERA JOSE LUIS

-ROMERO MARTINEZ MOISES ROBERTO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.0

(OCHO PUNTO CERO)

Agradecimientos.

Primero quiero agradecer a Dios por haber permitido culminar mi carrera de manera exitosa y salir adelante con la carga académica a pesar de los altos y bajos que siempre existen a un así el me hizo salir adelante.

Le agradezco a mi familia en especial a mi mamá que sin el apoyo que ella me brindo no hubiera logrado salir adelante y culminar mi carrera, fue un pilar donde me pude apoyar, donde no solo fue de una manera económica sino también me escucha algunos de los problemas y me ayudaba a tomar la mejor decisión; agradezco a mi hermano que me ayudo cuando yo necesito algún consejo me ayudo para estudiar. Le agradezco a mi padre ya que el a pesar que no estuvo todo el tiempo conmigo me ayudaba y cuando lo necesitaba lo podía buscar y siempre me daba buenos consejos.

Le agradezco mucho a mi abuela ella me ayudo de tantas maneras que no termino ni en mil páginas de describir cada ayuda que ella me dio a pesar que no se encuentra ya con nosotros este logro es mas de ella que mío siempre me apoya y me decía que tenía que salir adelante este título se lo debo ella que desde muy temprano en mi formación académica ella siempre estuvo para mí cuando la necesite.

Le agradezco a mi novia ya que ella me motivaba a salir adelante con mis materias que yo a veces quería dejar porque pensaba que no podía y ella me motiva para salir adelante con todo siempre.

Moises Romero

Un agradecimiento a mi madre Gloria Mirian Herrera quien es y ha sido la principal motivadora de nuestra educación, por sus enseñanzas de valores mediante el ejemplo, por su determinación y su esfuerzo para sacar adelante nuestra familia; a mis hermanos: Orlando Herrera y Rafael Herrera, a mi padre Rafael Vásquez y a mis amigos desde la infancia que sin duda han contribuido indirectamente en mis logros.

Gracias a quienes han contribuido académicamente.

A el Ing. José Miguel Hernández, asesor de este trabajo de graduación por su paciencia e instrucción, a mis amigos de la UES quienes han compartido sus conocimientos, a los catedráticos que impartieron las materias cursadas, con su habilidad y esfuerzo en la enseñanza, a mis profesores y amigos del INDEL, a mis profesores del C.E.G.V.V, profesores y amigos del C.E.A.A.

José Luis Herrera Herrera

ÍNDICE

RESÚMEN	7
OBJETIVOS GENERALES:	8
OBJETIVOS ESPECÍFICOS:	8
ALCANCES.....	9
ANTECEDENTES.....	10
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	11
JUSTIFICACIÓN.....	12
1.1 Introducción.....	14
1.2 La energía.....	14
1.3 La energía electromagnética.....	16
1.3.1 Energía de campos variables.....	16
1.4 La energía solar.....	16
1.5 Incidencia de los rayos solares	17
1.6 Irradiancia.....	18
1.6.1 Tipos de Irradiancia.....	19
1.6.2 Irradiancia en El Salvador.....	20
1.7 Uso y aplicaciones de la energía solar.....	21
1.7.1 Energía solar activa	21
1.7.2 Energía solar pasiva	21
1.7.3 Energía solar térmica.....	22
1.7.4 Energía solar fotovoltaica.....	23
1.7.5 Energía termo solar de concentración.....	23
1.7.6 Energía solar híbrida.....	24
1.7.7 Energía eólico solar.....	25
1.8 La turbina de vapor.....	25
1.9 El principio del generador.....	26
1.10 El concentrador.....	27
1.11 Energía termo solar.....	27
1.11.1 Concentrador Solar Stirling.....	28
1.11.2 Concentradores Cilíndrico-Parabólicos.....	30

1.11. 3 Reflectores Lineales Fresnel.....	33
1.11.4. Concentrador Central de Torre.	36
1.11.5 Chimenea solar.	41
1.12 Comparación de tecnologías.....	44
2.1 CONCENTRADORES CILÍNDRICO-PARABÓLICOS.....	46
2.2 Tubo receptor.	49
2.3 Rendimientos del CCP.	51
2.3.1 Pérdidas ópticas.....	51
2.3.2 Pérdidas geométricas.	52
2.3.3 Pérdidas térmicas.	54
2.4 Fluido de transferencia de calor (HTF).....	56
2.5 Generación de vapor con CCP.....	58
2.5.1 La generación directa de vapor.....	59
2.6 Bloque de potencia (BOP).....	62
2.6.1 Ciclo de Carnot	62
2.6.2 Ciclo Rankine.....	63
2.7 Parámetros para el diseño del campo solar con CCP.....	66
2.7.1 Coordenadas solares	67
2.7.2 Ángulo de incidencia	68
2.7.3 Irradiancia solar directa y temperatura ambiente	68
2.7.4 Potencia térmica del campo de captadores	69
2.7.5 Campo solar.....	69
3.1 LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA.....	71
3.1.1 Irradiancia.	71
3.1.2 Tipo de suelo.....	72
3.1.3 Accesibilidad a agua.	76
3.1.4 Accesibilidad a red eléctrica de transmisión o subtransmisión.....	79
3.1.5 Accesibilidad en vehículos.	81
3.1.6 Área disponible del terreno.	83
4.1 Diseño de la planta solar térmica	88
4.2 Funcionamiento básico del sistema a implementar.....	88
4.3 Método de diseño.....	88

4.4 Elementos empleados	89
4.4.1 Colectores CCP.	89
4.4.1.1 Orientación	89
4.4.2 El tipo de tubo absorbedor	91
4.4.3 Fluido térmico.....	92
4.4.4 BOP	94
4.4.4.1 El funcionamiento del bloque de potencia.	94
4.4.4.2 Generador de vapor.....	95
4.4.4.3 Turbina de vapor.....	96
4.4.4.4 Condensador.	96
4.4.4.5 Des aireador.	97
4.4.4.6 Tratamiento del fluido de trabajo.....	97
4.4.4.7 Bomba de agua de alimentación.....	98
4.4.4.8 Colectores de agua de alimentación.....	98
4.4.4.9 Generador eléctrico.	98
4.4.4.10 Transformador eléctrico.	99
4.5 Ciclo Rankine	100
4.6 Cálculos.....	106
4.6.1 Transformador eléctrico	106
4.6.2 Generador de electricidad.....	106
4.6.3 Bloque de potencia	106
4.6.4 El intercambiador de calor	112
4.6.5 Colectores CCP.	114
4.6.6 Ángulo de incidencia.	115
4.6.7 Número de colectores.	116
4.6.8 Configuración del campo solar.....	117
4.6.9 Relaciones de potencia eléctrica y área.....	118
4.6.10 Producción de energía eléctrica estimada.	118
4.7 Distribución del campo de colectores.....	122
Conclusiones:.....	123
Referencias.	125

Índice de ilustraciones.

Ilustración 1: Representación de los tipos de irradiancia (Fuente http://calculationsolar.com).	19
Ilustración 2: Mapa de irradiancia directa en El Salvador (Fuente Global solar atlas).	20
Ilustración 3: Proceso general del funcionamiento de la generación de la energía termo solar (Fuente: tecnoblogsanmartin.wordpress.com).	28
Ilustración 4 Concentradores Stirling (Fuente: http://www.jcmontejo.es).	29
Ilustración 5: Esquema simple de los concentradores solares (Fuente: Universidad de Chile).	30
Ilustración 6: Concentradores solares instalados en España (Fuente masqueingenieria.com).	31
Ilustración 7: Diferencia entre lente convencional y lente Fresnel (Fuente: http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu).	33
Ilustración 8: Colector lineal Fresnel (Fuente: Universidad de Chile).	34
Ilustración 9: Reflectores lineales Compactos Fresnel (Fuente: www.nrel.gov).	35
Ilustración 10: Central Gemasolar (España) (Fuente: www.eldiario.es).	37
Ilustración 11: Sistema de receptores centrales distribuidos (Fuente: Universidad de Chile).	39
Ilustración 12: Disposición espacial de un sistema de receptores centrales distribuidos (Fuente: www.physics.usyd.edu.au).	40
Ilustración 13: Funcionamiento de una chimenea solar (Fuente: www.stirlingengines.org.uk).	41
Ilustración 14: Chimenea Solar, Manzanares (España) (Fuente: www.stirlingengines.org.uk).	42
Ilustración 15: Funcionamiento de una torre de corriente descendente (Fuente: VOGEL Wegner, KALB Henry, "Large-Scale Solar Thermal Power").	43
Ilustración 16: Seguimiento este-oeste de un CCP.	47
Ilustración 17: Reflector CCP.	49
Ilustración 18 tubo receptor (Fuente HITECO).	50
Ilustración 19: Esquema típico concentradores cilíndrico parabólicos.	50
Ilustración 20: Pérdidas ópticas (Fuente: bibing.us.es).	51
Ilustración 21: Pérdidas geométricas (Fuente: bibing.us.es).	53
Ilustración 22 pérdidas por sombra.	54
Ilustración 23: Esquema de pérdidas globales en el colector.	55
Ilustración 24Ciclo de Carnot.....	62
Ilustración 25: Ciclo Rankine ideal.....	63
Ilustración 26: Presión de extracción (Fuente: Análisis termodinámico de los ciclos de Rankine, Sergi Fusté Paredes.)	65
Ilustración 27: Coordenadas solares.....	67
Ilustración 28: Mapa de irradiancia directa en El Salvador (Fuente Global solar atlas).	68
Ilustración 29: Mapa de Irradiancia normal de El Salvador (Fuente: globalsolaratlas.info).	72
Ilustración 30: Mapa de los tipos de suelos de El Salvador (Fuente: Ministerio de Agricultura y Ganadería).	75
Ilustración 31: Mapa hidrogeológico zona Santa Ana (Fuente: ANDA).	76

Ilustración 32: Mapa hidrogeológico zona Chalatenango (Fuente: ANDA).....	77
Ilustración 33: Mapa hidrogeológico zona Carolina (Fuente: ANDA).	77
Ilustración 34: Mapa hidrogeológico zona Sonsonate (Fuente: ANDA).	78
Ilustración 35: Mapa hidrogeológico zona San Salvador (Fuente: ANDA).	78
Ilustración 36: Mapa hidrogeológico zona San Miguel (Fuente: ANDA).	79
Ilustración 37: Red eléctrica 115 kV y 230 kV en El Salvador.	80
Ilustración 38: Diagrama unifilar sistema de transmisión 115 kV en El Salvador.	80
Ilustración 39: Mapa de red vial de El Salvador (Fuente: Fovial).	82
Ilustración 40: Ubicación del primer lugar seleccionado (Fuente: Google Earth)	83
Ilustración 41: Área del primer lugar seleccionado (Fuente: Google Earth)	84
Ilustración 42: Ubicación del segundo lugar seleccionado (Fuente: Google Earth)	84
Ilustración 43: Área del segundo lugar seleccionado (Fuente: Google Earth)	85
Ilustración 44: Ubicación del tercer lugar seleccionado (Fuente: Google Earth)	85
Ilustración 45: Área del tercer lugar seleccionado (Fuente: Google Earth)	86
Ilustración 46: Coordenadas solares [9].	92
Ilustración 47: esquema base de diseño [23]	108
Ilustración 48: Diagrama T-s base de diseño [23].....	109
Ilustración 49: Eficiencia [18].....	112
Ilustración 50: Coeficiente global de transferencia. [19].....	113
Ilustración 51: Eficiencia térmica global CCP. [10]	114
Ilustración 52: Plano del diseño realizado de la planta termo solar con concentradores cilíndrico parabólico.	122

Índice de tablas.

Tabla 1: Concentradores cilíndrico parabólico en funcionamiento.....	32
Tabla 2: Reflectores lineales Fresnel en funcionamiento.	36
Tabla 3: Opciones de tecnología para cada componente.	38
Tabla 4: Concentrador central de torre en funcionamiento.	40
Tabla 5: Comparación de tecnologías.	44
Tabla 6: Comparación de los tres lugares seleccionados.	86
Tabla 7: Datos del colector CCP.....	89
Tabla 8: Datos del fluido térmico [22].....	93
Tabla 9: Parámetros básicos del intercambiador de calor.....	95
Tabla 10: Parámetros básicos del generador.....	99
Tabla 11: Parámetros básicos del transformador.	100
Tabla 12: Datos térmicos del agua.....	101
Tabla 13: Datos termodinámicos a presión de extracción y condensación de vapor.	102
Tabla 14: Estados termodinámicos ideales.	102
Tabla 15: Propiedades termodinámicas del diseño empleado.	108
Tabla 16: Variaciones en la entalpía.....	111
Tabla 17: Datos térmicos obtenidos.....	111
Tabla 18: Diferentes tipos de estructuras utilizables.	115
Tabla 19: Insolación diaria promedio por mes.[17]	119
Tabla 20: Radiación mensual.....	119
Tabla 21: Energía mensual disponible.....	120
Tabla 22: Costos estimados.[9].....	121

RESÚMEN

En este trabajo de graduación se tiene como objetivo principal el diseño básico de una planta de generación eléctrica a partir de energía solar térmica de concentración para tal fin se utilizan espejos con forma o distribución geométrica que permita relaciones de concentración significantes para una buena transferencia de calor hacia el fluido térmico que debe poseer las capacidades necesarias para operar bajo las condiciones térmicas definidas por la tecnología empleada, el aprovechamiento del recurso solar requiere el uso de uno de las cinco diferentes tecnologías para la obtención de energía térmica. Estas tecnologías son: captación mediante torre, concentradores lineales Fresnel, concentradores CCP, disco Stirling y chimenea solar, siendo esta última la única tecnología de las antes mencionadas, que no concentra la irradiancia del sol; posteriormente se cuenta con la etapa de generación eléctrica a partir de energía térmica esta etapa es convencionalmente una central térmica común para los ciclos de potencia de vapor, la tecnología seleccionada para el diseño es la de concentradores cilíndrico-parabólicos(CCP) por su madurez comercial, se seleccionan además tres posibles ubicaciones de plantas solares térmicas en el territorio salvadoreño en base al recurso solar existente a lo largo del año, la cercanía a líneas de transmisión, y accesibilidad al agua. Para todo el sistema de generación se obtiene la eficiencia global de la planta tomando en cuenta las posibles pérdidas en cada etapa del sistema, se divide el sistema en tres grandes etapas; la primera la etapa de captación de energía solar esta cuenta con el campo de colectores solares, la segunda etapa el sistema de transferencia de calor esta cuenta con las tuberías del campo solar y el intercambiador de calor, y como tercera etapa el bloque de potencia en este se encuentra la turbina, el condensador de vapor, el equipo de bombeo del fluido de trabajo, y el generador eléctrico, los valores de eficiencia obtenidos en cada etapa demuestran que es la tercera etapa en la que hay menor eficiencia de conversión de energía, seguida por la primera etapa y son éstas las que definen en gran medida la eficiencia global del sistema; conocida la eficiencia global se procede a dimensionar el campos solar para obtener una potencia eléctrica de 10 MW.

OBJETIVOS GENERALES:

- Proporcionar una nueva alternativa viable para la generación de energía eléctrica en El Salvador para la satisfacción de la creciente demanda de energía eléctrica en el país, contribuyendo así al desarrollo en general del país.
- Aprovechar los recursos energéticos renovables para reducir la dependencia de combustibles fósiles reduciendo así las emisiones de dióxido de carbono.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Elaborar un diseño para una planta de generación con concentradores cilíndrico-parabólicos.
- Brindar tres alternativas de ubicación de la generadora.
- Proponer la distribución de los colectores en los terrenos seleccionados.

ALCANCES.

Este proyecto comprende el diseño de una planta de generación eléctrica a partir de energía termo-solar, éste abarca exclusivamente la producción de energía y los requerimientos básicos necesarios para ello, centrándose en la cantidad y tipo de componentes necesarios para la generación de energía eléctrica, así como su dimensionamiento.

ANTECEDENTES.

En la Escuela de Ingeniería Eléctrica, mediante una investigación sobre el tema, solo se encontraron 2 Trabajos de Graduación que fueron desarrollados años atrás pero no fueron enfocadas al tema de generación eléctrica los cuales son:

- Diseño, construcción y pruebas de un sistema experimental de generación de vapor de agua a baja presión, utilizando energía solar.(1994)
- Diseño y construcción de un colector solar de concentración, de canal parabólico para usos experimentales. (1983)

Estos trabajos tratan más que todo sobre energía térmica y no sobre la producción de energía eléctrica.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

El uso de tecnologías de generación eléctrica por medio de concentradores cilíndrico-parabólicos en El Salvador es inexistente, o casi insignificante en la actualidad, únicamente usado a pequeña escala, básicamente en aplicaciones domésticas para el calentamiento directo del agua. Además se tiene la presente necesidad de reducir la dependencia del país con relación a energías no renovables y contaminantes como las dependientes del petróleo que ya han tenido variaciones en precio muy significantes en esta década, afectando a la producción de energía eléctrica en el país. Se requieren otras formas de generación de energía eléctrica para satisfacer el creciente consumo de energía en El Salvador.

Con este trabajo de graduación se busca ampliar los tipos de producción de energía eléctrica mediante energías renovables y limpias, dando otra alternativa de producción de energía eléctrica.

JUSTIFICACIÓN.

El uso de la energía solar térmica por concentración cilíndrico-parabólico para la generación de energía eléctrica en El Salvador ha sido nulo, desaprovechando las características del país en relación a su ubicación geográfica que le permite disponer de luz solar y una gran cantidad de irradiancia durante casi todos los días del año además de la alta cantidad de energía irradiada por el sol en la región.

Capítulo 1:
Conceptos y
Generalidades.

1.1 Introducción.

Desde la hace muchos siglos la energía ha sido símbolo del desarrollo de las civilizaciones, y de gran importancia en el desarrollo de éstas, incluso venerada en épocas antiguas (por la mayoría de civilizaciones) como el sol por los egipcios, lo que indica el reconocimiento de la gran importancia que esta tiene en la vida y desarrollo de las personas; el sol es la fuente de energía principal que hacia crecer los alimentos, proporcionaba calor necesario en los lugares fríos, eran estas unas pocas formas de utilizar la energía del sol, sin hacer un cambio físico para obtener el provecho de esta energía; cuando surgen las grandes construcciones arquitectónicas, también surgen el problema de como iluminarlas además de usar el fuego, ya los egipcios habían encontrado esa forma de desviar la luz hacia zonas que eran imposible de ser accedidas de forma natural por la luz, principio muy importante en las tecnologías de concentración solar actual; luego se aprendería a usar la energía del viento y la de flujo de agua, con el uso de molinos de viento y ruedas hidráulicas, es hasta épocas recientes que se comprende que es la energía solar y el proceso de como la energía del sol llega hasta nuestro planeta y se convierte en otro tipos de energías y con ello se producen dispositivos capaces de convertir la energía del sol en otros tipos de energía como en el año 1865, un inventor francés, Auguste Mouchout creó una máquina capaz de convertir las energía solar en energía mecánica; ya en el año 1880 se creaban las primeras celdas fotovoltaicas capaces de convertir la energía solar en energía eléctrica años posteriores se mejoraron todos estos dispositivos logrando mayores eficiencias y reduciendo costos.

1.2 La energía.

En física clásica, la ley universal de conservación de la energía que es el fundamento del primer principio de la termodinámica, indica que la energía ligada a un sistema aislado permanece constante en el tiempo. Eso significa que para multitud de sistemas físicos clásicos la suma de la energía mecánica, la energía calorífica, la energía electromagnética, y otros tipos de energía potencial es un número constante. Por ejemplo, la energía cinética se cuantifica en función del movimiento de la materia, la energía potencial según propiedades como el estado de deformación o a la posición de la materia en relación con las fuerzas que actúan sobre ella, la energía térmica según su capacidad calorífica, y la energía química según la composición química

En la teoría de la relatividad el principio de conservación de la energía se cumple, aunque debe redefinirse la medida de la energía para incorporar la energía asociada a la masa, ya que, en mecánica relativista, si se considerara la energía definida al modo de la mecánica clásica entonces resultaría una cantidad que no se conserva constante. Así pues, la teoría de la relatividad especial establece una equivalencia

entre masa y energía por la cual todos los cuerpos, por el hecho de estar formados de materia, poseen una energía adicional, y si se considera el principio de conservación de la energía esta energía debe ser tomada en cuenta para obtener una ley de conservación (naturalmente en contrapartida la masa no se conserva en relatividad, sino que la única posibilidad para una ley de conservación es contabilizar juntas la energía asociada a la masa y el resto de formas de energía).

La energía es una propiedad de los sistemas físicos, no es un estado físico real, ni una sustancia intangible. No obstante, hay quienes, como Wilhelm Ostwald, han considerado a la energía como lo auténticamente real, ya que, según la ecuación de la equivalencia la masa que es la medida de la cantidad de materia puede transformarse en energía y viceversa. Por tanto, no es una abstracción, sino una realidad invariable a diferencia de la materia. En mecánica clásica se representa como una magnitud escalar. La energía es una abstracción matemática de una propiedad de los sistemas físicos. Por ejemplo, se puede decir que un sistema con energía cinética nula está en reposo. En problemas relativistas la energía de una partícula no puede ser representada por un escalar invariante, sino por la componente temporal de un cuadrivector energía-momento (cuadrimomento), ya que diferentes observadores no miden la misma energía si no se mueven a la misma velocidad con respecto a la partícula. Si se consideran distribuciones de materia continuas, la descripción resulta todavía más complicada y la correcta descripción de la cantidad de movimiento y la energía requiere el uso del tensor de energía-impulso.

Se utiliza como una abstracción de los sistemas físicos por la facilidad para trabajar con cantidades escalares, en comparación con las magnitudes vectoriales como la velocidad o la aceleración. Por ejemplo, en mecánica, se puede describir completamente la dinámica de un sistema en función de las energías cinética, potencial, que componen la energía mecánica, que en la mecánica newtoniana tiene la propiedad de conservarse, es decir, ser invariante en el tiempo.

Matemáticamente, la conservación de la energía para un sistema es una consecuencia directa de que las ecuaciones de evolución de ese sistema sean independientes del instante de tiempo considerado, de acuerdo con el teorema de Noether. La energía también es una magnitud física que se presenta bajo diversas formas, está involucrada en todos los procesos de cambio de estado físico, se transforma y se transmite, depende del sistema de referencia y fijado este se conserva. Por lo tanto, todo cuerpo es capaz de poseer energía en función de su movimiento, posición, temperatura, masa, composición química, y otras propiedades. En las diversas disciplinas de la física y la ciencia, se dan varias definiciones de energía, todas coherentes y complementarias entre sí, y todas ellas siempre relacionadas con el concepto de trabajo.

La termodinámica es la ciencia que se encarga del estudio de la energía, aunque es difícil tener una definición precisa de energía esta puede considerarse como la capacidad de causar cambios.

El término termodinámica proviene de las palabras griegas *therme* (calor) y *dynamis* (fuerza), lo cual indica esa estrecha relación entre el calor y la energía. Uno de las más importantes y fundamentales leyes de la naturaleza es el llamado “principio de conservación de la energía”. Éste expresa que durante una interacción, la energía puede cambiar de una tipo a otro pero su cantidad total permanece constante. Es decir la energía no se crea ni destruye únicamente se transforma en otro tipo de energía. La primera ley de la termodinámica es simplemente una expresión del principio de conservación de la energía, y sostiene que la energía es una propiedad termodinámica. La segunda ley de la termodinámica afirma que la energía tiene calidad así como cantidad, y los procesos reales ocurren hacia donde disminuye la calidad de la energía.

1.3 La energía electromagnética.

La energía electromagnética es la cantidad de energía almacenada en una región del espacio o tiempo que podemos atribuir a la presencia de un campo electromagnético, y que se expresará en función de las intensidades del campo magnético y campo eléctrico. En un punto del espacio la densidad de energía electromagnética depende de una suma de dos términos proporcionales al cuadrado de las intensidades del campo.

1.3.1 Energía de campos variables.

Cuando un campo magnético es variable en el tiempo en una región del espacio desprovista de partículas cargadas, ésta toma la forma de onda electromagnética. En ese caso la energía electromagnética puede calcularse a partir del cuadrado de la amplitud de esa onda electromagnética.

Este tipo de fenómeno es el que se da en las llamadas ondas electromagnéticas, como la luz, las ondas de radio y TV, las microondas, los rayos infrarrojos, los rayos ultravioletas, los rayos X o los rayos gamma de la radiactividad (estos son parte de la energía radiante).

1.4 La energía solar.

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. El Sol es una estrella que se encuentra a una temperatura media de 6000 K (5727 °C) en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones de fusión nuclear

que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada del Sol se transmite al exterior mediante la radiación solar. El Sol se comporta prácticamente como un cuerpo negro, el cual emite energía siguiendo la ley de Planck a la temperatura ya citada. La radiación solar se distribuye desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la Tierra, porque las ondas ultravioletas más cortas son absorbidas por los gases de la atmósfera. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia, que mide la potencia que por unidad de superficie alcanza a la Tierra. Sus unidades son W/m^2 [6].

La energía recibida del sol, después de atravesar la atmósfera de la Tierra casi sin calentarla por el efecto de la diatermancia (propiedad de un material de ser atravesados por los rayos solares sin calentarse) de la atmósfera, es reflejada por la superficie terrestre y calienta el aire en unas zonas de la atmósfera más que otras, provocando alteraciones en la densidad de los gases y, por consiguiente, desequilibrios que causan la circulación atmosférica. Esta energía produce la temperatura en la superficie terrestre, y el efecto de la atmósfera es mitigar la diferencia de temperaturas entre el día y la noche y entre las distintas zonas geográficas de nuestro planeta.

Casi la totalidad de la energía utilizada por los seres vivos procede del Sol. Las plantas la absorben directamente y realizan la fotosíntesis, los herbívoros absorben indirectamente una pequeña cantidad de esta energía comiendo las plantas, y los carnívoros absorben indirectamente una cantidad más pequeña comiendo a los herbívoros.

Así pues, la mayoría de las fuentes de energía usadas por la humanidad derivan indirectamente del Sol. Los combustibles fósiles preservan energía solar capturada hace millones de años mediante la fotosíntesis. La energía hidroeléctrica usa la energía potencial del agua que, a través del ciclo hidrológico, pasa por los tres estados físicos de la materia (evaporación del agua oceánica, condensación, precipitación y escurrimiento o escorrentía), con lo que se puede aprovechar dicha fuente de energía mediante represas y saltos de agua. La energía eólica es otra forma de aprovechamiento de la radiación solar, ya que ésta, al calentar con diferente intensidad distintas zonas de la superficie terrestre, da origen a los vientos, que pueden ser utilizados para generar electricidad, mover embarcaciones, bombear las aguas subterráneas y otros muchos usos.

1.5 Incidencia de los rayos solares

El estudio de la dirección con la cual incide la irradiancia solar sobre los cuerpos situados en la superficie terrestre es de especial importancia cuando se desea

conocer su comportamiento al ser reflejada. La dirección en que el rayo salga reflejado dependerá de la dirección incidente.

Con tal fin se establece un modelo que distingue entre dos componentes de la irradiación incidente sobre un punto: la irradiación solar directa y la irradiación solar difusa.

Irradiancia solar directa: es aquella cuyos rayos solares inciden directamente sobre la superficie colectora.

Irradiación solar difusa: es aquella cuya dirección ha sido modificada por diversas circunstancias (densidad atmosférica, partículas u objetos con los que choca, reemisiones de cuerpos, etc.). Por sus características, esta luz se considera que incide de todas direcciones. En un día nublado, por ejemplo, sólo tenemos radiación difusa.

La suma de ambas es la irradiación total (o global) incidente. La superficie del planeta está expuesta a la radiación proveniente del Sol. La tasa de irradiación depende en cada instante del ángulo que forman la normal a la superficie en el punto considerado y la dirección de incidencia de los rayos solares. Por supuesto, dada la lejanía del Sol respecto de nuestro planeta podemos suponer, con muy buena aproximación, que los rayos inciden esencialmente paralelos sobre el planeta. No obstante, en cada punto del mismo, localmente considerado, la inclinación de la superficie respecto a dichos rayos depende de la latitud y de la hora del día para una cierta localización en longitud. Dicha inclinación puede definirse a través del ángulo que forman el vector normal a la superficie en dicho punto y el vector paralelo a la dirección de incidencia de la radiación solar.

1.6 Irradiancia.

Para una aplicación de una de estas tecnologías sobre la generación termo solar se tiene que hacer un análisis de irradiancia en el país para saber la viabilidad que habría sobre la aplicación de estas.

Se empezará por hacer una breve introducción sobre las definiciones de irradiancia.

Irradiancia: Magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética. Es la potencia incidente. Es el área de la superficie en que incide la onda. En unidades del sistema internacional se mide en W/m^2 .

La irradiación también conocida como insolación se refiere a la cantidad de energía solar recibida durante un determinado periodo de tiempo. A la Insolación se le conoce como a la acumulación de energía promedio durante un período de tiempo. Es la misma irradiancia pero considerando un tiempo promedio de permanencia sobre una superficie. Las unidades que se emplean para este concepto son las

unidades de energía por unidades de área. Unidades de Insolación: Langley (cal/cm^2), MJ/m^2 , BTU/ft^2 , kWh/m^2 .

1.6.1 Tipos de Irradiancia.

Existen tres tipos de irradiancia solares las cuales están relacionadas al objeto que recibe radiación entre la posición del objeto en la superficie terrestre.

Directa: Llega directamente del sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.

Difusa: Parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por éstas. Esta radiación se denomina difusa, va en todas las direcciones, como consecuencia de las reflexiones y absorciones, no solo de las nubes sino de las partículas de polvo atmosférico, montañas, etc. Este tipo de radiación se caracteriza por no producir sombra alguna respecto a los objetos opacos interpuestos.

Reflejada: Es aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie. Las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben.

Global: Es la radiación total. Es la suma de las tres radiaciones.

$$\text{Irradiancia Global} = \text{Directa} + \text{Difusa} + \text{Reflejada}$$

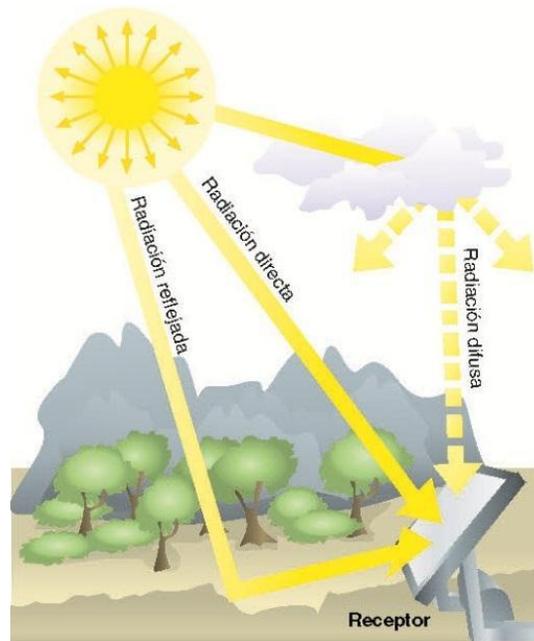


Ilustración 1: Representación de los tipos de irradiancia (Fuente <http://calculationsolar.com>).

1.6.2 Irradiancia en El Salvador.

En El Salvador solo existen 2 épocas del año las cuales son: época lluviosa y época seca que comprenden:

Época Seca: Noviembre – Abril

Época Lluviosa: Mayo – Octubre

Donde en la época de verano es cuando más irradiancia se puede obtener y las plantas podrían generar con más facilidad, pero al ser concentradores solares parabólicos aun en invierno pueden generar ya que al ser concentradores la poca radiación solar se concentran en una sola tubería que pasa al centro de los espejos parabólicos.

España es uno de los países que tienen más capacidad instalada en cuanto a energía termo solar en donde la irradiancia que recibe es menor a la que El Salvador recibe.

España tiene instalada plantas termo solares ya que las plantas de generación no requieren que haya mucha irradiancia.

Por lo que en El Salvador no habría problema en época de lluvia ya que este tipo de plantas eléctricas no requieren mucho y pueden hasta almacenar el calor para luego generar energía solar aun durante la noche.

El comportamiento de la irradiancia que hay en El Salvador se puede tomar de una página web Solar atlas para ver el comportamiento que tiene en todo el territorio.

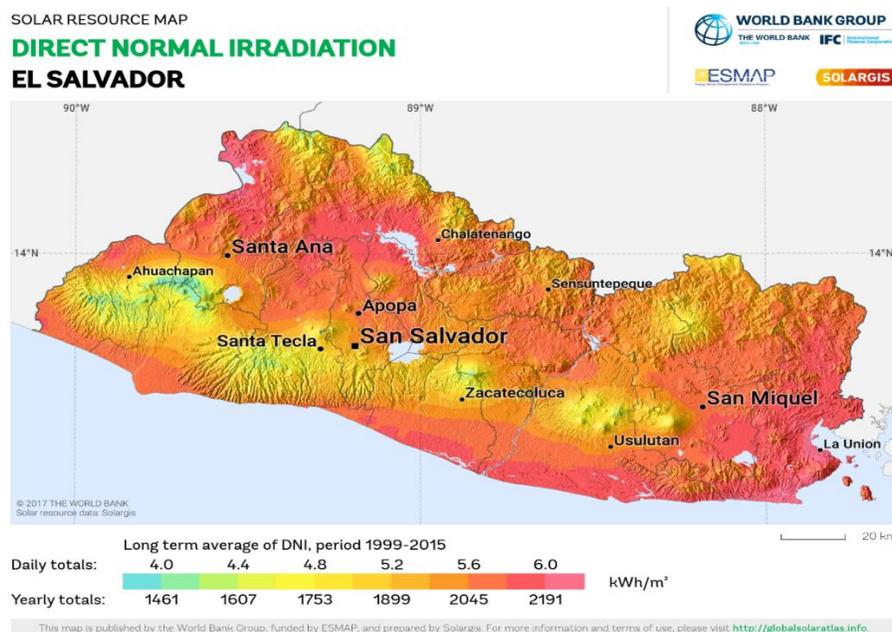


Ilustración 2: Mapa de irradiancia directa en El Salvador (Fuente Global solar atlas).

Según el mapa de irradiación directa El Salvador cuenta con una irradiación muy buena hay sectores del país que se encuentra una irradiación directa muy alta que se puede aprovechar para la aplicación de la tecnología termo solar para la generación eléctrica.

Los lugares donde se puede observar mayor irradiación son en el departamento de la Unión donde puede ser uno de los lugares donde se pueda instalar una de las plantas, luego se hará el análisis para decidir los lugares óptimos para instalar una planta termo solar.

1.7 Uso y aplicaciones de la energía solar

Clasificación por tecnologías y uso común:

1.7.1 Energía solar activa

Para uso de baja temperatura (entre 35 °C y 60 °C), se utiliza en casas; de media temperatura, alcanza los 300 °C; y de alta temperatura, llega a alcanzar los 2000 °C. Esta última, se consigue al incidir los rayos solares en espejos, que van dirigidos a un reflector que lleva a los rayos a un punto concreto. También puede ser por centrales de torre y por espejos parabólicos.

1.7.2 Energía solar pasiva

Aprovecha la energía radiada del sol sin necesidad de mecanismos o sistemas mecánicos.

La tecnología solar pasiva es el conjunto de técnicas dirigidas al aprovechamiento de la energía solar de forma directa, sin transformarla en otro tipo de energía, para su utilización inmediata o para su almacenamiento sin la necesidad de sistemas mecánicos ni aporte externo de energía, aunque puede ser complementada por ellos, por ejemplo para su regulación.

La tecnología solar pasiva incluye sistemas con ganancia directa e indirecta para el calentamiento de espacios, sistemas de calentamiento de agua basados en termosifón, el uso de masa térmica y de materiales con cambio de fase para suavizar las oscilaciones de la temperatura del aire, cocinas solares, chimeneas solares para mejorar la ventilación natural y el propio abrigo de la tierra.

La arquitectura bioclimática es la aplicación de este principio al diseño de edificaciones. La energía no se aprovecha por medio de captadores industrializados, sino que son los propios elementos constructivos los que absorben la energía de día y la redistribuyen por la noche.

1.7.3 Energía solar térmica.

Es usada para producir agua caliente de baja temperatura para uso sanitario y calefacción.

La energía solar térmica (o energía termosolar) consiste en el aprovechamiento de la energía del Sol para producir calor que puede aprovecharse para cocinar alimentos o para la producción de agua caliente destinada al consumo de agua doméstico, ya sea agua caliente sanitaria, calefacción, o para producción de energía mecánica y, a partir de ella, de energía eléctrica. Adicionalmente puede emplearse para alimentar una máquina de refrigeración por absorción, que emplea calor en lugar de electricidad para realizar trabajo mecánico con el que se puede acondicionar el aire de los locales.

Los colectores de energía solar térmica están clasificados como colectores de baja, media y alta temperatura:

- Colectores de baja temperatura. Proveen calor útil a temperaturas menores de 65 °C mediante absorbedores metálicos o no metálicos para aplicaciones tales como calentamiento de piscinas, calentamiento doméstico de agua para baño y, en general, para todas aquellas actividades industriales en las que el calor de proceso no es mayor de 60 °C, por ejemplo la pasteurización, el lavado textil, etc.
- Colectores de temperatura media. Son los dispositivos que concentran la radiación solar para entregar calor útil a mayor temperatura, usualmente entre los 100 °C y 300 °C. En esta categoría se tiene a los concentradores estacionarios y a los canales parabólicos, todos ellos efectúan la concentración mediante espejos dirigidos hacia un receptor de menor tamaño. Tienen el inconveniente de trabajar solamente con la componente directa de la radiación solar por lo que su utilización queda restringida a zonas de alta insolación.
- Colectores de alta temperatura. Fueron inventadas por Frank Shuman y hoy día existen en tres tipos diferentes: los colectores de plato parabólico, la nueva generación de canal parabólico y los sistemas de torre central. Operan a temperaturas superiores a los 500 °C y se usan para generar electricidad (electricidad termosolar) y transmitirla a la red eléctrica; en algunos países estos sistemas son operados por productores independientes y se instalan en regiones donde las posibilidades de días nublados son remotas o escasas.

1.7.4 Energía solar fotovoltaica

Es usada para producir electricidad mediante placas de semiconductores que se alteran con la radiación solar.

La energía solar fotovoltaica consiste en la obtención de electricidad obtenida directamente a partir de la radiación solar mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o bien mediante una deposición de metales sobre un sustrato denominada célula solar de película fina.

Un panel fotovoltaico consiste en una asociación de células, encapsulada en dos capas de EVA (etileno-vinilo-acetato), entre una lámina frontal de vidrio y una capa posterior de un polímero termoplástico (normalmente tedlar). Este conjunto es enmarcado en una estructura de aluminio con el objetivo de aumentar la resistencia mecánica del conjunto y facilitar el anclaje del módulo a las estructuras de soporte.

Las células más comúnmente empleadas en los paneles fotovoltaicos son de silicio, y se puede dividir en tres subcategorías:

Las células de silicio monocristalino están constituidas por un único cristal de silicio, normalmente manufacturado mediante el proceso Czochralski. Este tipo de células presenta un color azul oscuro uniforme.

Las células de silicio policristalino (también llamado multicristalino) están constituidas por un conjunto de cristales de silicio, lo que explica que su rendimiento sea algo inferior al de las células monocristalinas que se caracterizan por un color azul más intenso.

Las células de silicio amorfo las que son menos eficientes que las células de silicio cristalino pero también menos costoso. Este tipo de células es, por ejemplo, el que se emplea en aplicaciones solares como relojes o calculadoras.

Los paneles solares fotovoltaicos no producen calor que se pueda reaprovechar aunque hay líneas de investigación sobre paneles híbridos que permiten generar energía eléctrica y térmica simultáneamente. Sin embargo, son muy apropiados para proyectos de electrificación rural en zonas que no cuentan con red eléctrica, instalaciones sencillas en azoteas y de autoconsumo fotovoltaico.

1.7.5 Energía termo solar de concentración.

Es usada para producir electricidad con un ciclo termodinámico convencional a partir de un fluido calentado a alta temperatura (aceite térmico).

La energía termosolar de concentración también conocida como CSP, del inglés: Concentrated Solar Power es un tipo de energía solar térmica que utiliza espejos o

lentes para concentrar una gran cantidad de luz solar sobre una superficie pequeña. La energía eléctrica es producida cuando la luz concentrada es convertida en calor, que impulsa un motor térmico (usualmente una turbina de vapor) conectado a un generador de electricidad.

El mercado de CSP ha aumentado de forma notable su comercialización y capacidad de generación desde el año 2007, situándose la potencia total instalada en el mundo en 4940 MW a finales de 2015, cuando se añadieron más de 400 MW de potencia. Aun así, este crecimiento se encuentra muy por debajo del protagonizado por la energía solar fotovoltaica, que en las mismas fechas contaba ya con más de 230 GW instalados a nivel global.

Se espera no obstante que el crecimiento de la CSP continúe a paso rápido durante los próximos años. España tiene una capacidad instalada de 2362 MW a comienzos de 2016, convirtiendo a este país en líder mundial en CSP. Actualmente existe un interés notable por la CSP en el Norte de África y el Medio Oriente, así como en India y China. El mercado global ha sido dominado por las centrales cilíndrico-parabólicas, que constituyen el 90 % de las centrales termosolares que se construyen actualmente.

La CSP no debe ser confundida con la electricidad fotovoltaica de concentración también conocida como CPV, del inglés: Concentrated Photovoltaics. En la CSP, la luz solar concentrada es convertida en calor y luego el calor es convertido en electricidad. En cambio en la CPV la luz solar concentrada es convertida directamente en electricidad mediante el efecto fotoeléctrico.

1.7.6 Energía solar híbrida.

Combina la energía solar con otra energía. Según la energía con la que se combine es una hibridación:

Renovable: biomasa, energía eólica.

No renovable: Combustible fósil.

Un sistema de energía solar híbrida es un sistema que combina energía solar usando un sistema fotovoltaico con otra fuente de energía. Un ejemplo común es un sistema híbrido diésel fotovoltaico, combinando la energía fotovoltaica (PV) con generadores de diésel.

Otro sistema es el sistema híbrido de viento y solar. La combinación de fuentes de viento y solar PV tiene la ventaja que las dos fuentes se complementan porque los momentos de operación pico de cada sistema ocurren a diferentes momentos del día o del año. La generación energética de tal sistema mixto es por lo tanto más constante y fluctúa menos que cada uno de los dos subsistemas componentes.

1.7.7 Energía eólico solar.

Funciona con el aire calentado por el sol, que sube por una chimenea donde están los generadores.

Una torre solar es una construcción que trata de aprovechar la energía solar mediante la convección de aire.

En su forma más sencilla, consiste en una chimenea pintada de negro. Durante el día, la energía solar calienta la chimenea, que a su vez calienta el aire que hay dentro de ella, creando una corriente de aire ascendente dentro de la chimenea (o torre). La succión que ésta crea en la base de la torre se puede utilizar para ventilar y enfriar el edificio subyacente. En la mayor parte del mundo, es más fácil aprovechar la energía del viento para producir una ventilación de este tipo, pero en días cálidos y sin viento la chimenea podría proporcionar ventilación cuando no sería posible producirla de otra forma.

Este principio se ha propuesto para la generación de la energía eléctrica, usando un gran invernadero en la parte de abajo más que utilizando la calefacción de la chimenea solamente.

El principal problema de esta propuesta es la diferencia relativamente pequeña entre la temperatura más alta y más baja del sistema. El teorema de Carnot restringe enormemente la eficacia de la conversión en estas circunstancias.

Para que sea económicamente rentable construirla debe medir más de 1000 metros de alto.

1.8 La turbina de vapor.

Una turbina de vapor es una máquina motora, que transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica a través de un intercambio de cantidad de movimiento entre el fluido de trabajo (entiéndase el vapor) y el rodete, órgano principal de la turbina, que cuenta con palas o álabes los cuales tienen una forma particular para poder realizar el intercambio energético. Las turbinas de vapor están presentes en diversos ciclos de potencia que utilizan un fluido que pueda cambiar de fase, entre éstos el más importante es el ciclo de Rankine, el cual genera el vapor en una caldera, de la cual sale en unas condiciones de elevada temperatura y presión. En la turbina se transforma la energía interna del vapor en energía mecánica que, normalmente, se transmite a un generador para producir electricidad. En una turbina se pueden distinguir dos partes, el rotor y el estator. El rotor está formado por ruedas de álabes unidas al eje y que constituyen la parte móvil de la

turbina. El estator también está formado por álabes, no unidos al eje sino a la carcasa de la turbina.

El término turbina de vapor es muy utilizado para referirse a una máquina motora la cual cuenta con un conjunto de turbinas para transformar la energía del vapor, también al conjunto del rodete y los álabes directores.

La turbina de vapor moderna fue inventada en 1884 por sir Charles Parsons, cuyo primer modelo fue conectado a una dinamo que generaba 7.5 kW (10 hp) de potencia. La invención de la turbina de vapor de Parsons hizo posible una electricidad barata y abundante y revolucionó el transporte marítimo y la guerra naval.

1.9 El principio del generador

La inducción electromagnética es el fenómeno que origina la producción de una fuerza electromotriz (f.e.m. o tensión) en un medio o cuerpo expuesto a un campo magnético variable, bien en un medio móvil respecto a un campo magnético estático no uniforme, o la variación de las líneas de campo que atraviesan dicha superficie mediante un giro, cuando dicho cuerpo es conductor, se produce una corriente inducida. Este fenómeno fue descubierto por Michael Faraday en 1831, quien lo expresó indicando que la magnitud de la tensión inducida es proporcional a la variación del flujo magnético (ley de Faraday).

Por otra parte, Heinrich Lenz comprobó que la corriente debida a la f.e.m. inducida se opone al cambio de flujo magnético, de forma tal que la corriente tiende a mantener el flujo. Esto es válido tanto para el caso en que la intensidad del flujo varíe, o que el cuerpo conductor se mueva respecto de él.

Un generador eléctrico es un dispositivo que convierte energía mecánica en energía eléctrica. Mantiene por tanto una diferencia de potencial entre dos puntos denominados polos. Por la ley de Faraday, al hacer girar una espira dentro de un campo magnético, se produce una variación del flujo de dicho campo a través de la espira y por tanto se genera una corriente eléctrica.

En las centrales de generación de energía eléctrica (nucleares, térmicas, hidráulicas...) la energía mecánica que el generador transforma en energía eléctrica proviene del movimiento de una turbina, accionada dependiendo del tipo de central por vapor de agua, aire o agua.

El generador consta de dos partes:

- El estator, que es la parte estática del generador. Actúa como inducido.

- El rotor, que es la parte móvil conectada al eje de la turbina. Es el que actúa como inductor.

El rotor puede estar constituido por un imán permanente o más frecuentemente, por un electroimán. Un electroimán es un dispositivo formado por una bobina enrollada en torno a un material ferromagnético por la que se hace circular una corriente, que produce un campo magnético. El campo magnético producido por un electroimán tiene la ventaja de ser más intenso que el de uno producido por un imán permanente y además su intensidad puede regularse.

El estator está constituido por bobinas por las que circulará la corriente. Cuando el rotor gira, el flujo del campo magnético a través del estator varía con el tiempo, por lo que se generará una corriente eléctrica.

1.10 El concentrador.

Un concentrador solar es un tipo de colector solar capaz de concentrar la energía solar en un área reducida, aumentando la intensidad energética. Similar a una lupa enfocando su luz en un punto, los concentradores reflejan la luz solar por medio de un arreglo de espejos alineados hacia un objetivo capaz de captar dicha energía para su aprovechamiento.

El concentrador parabólico cuenta con un arreglo de espejos en forma de cilíndrico parabólico. En el foco se coloca un conducto por donde pasa un fluido, como aceite o salmuera. Dependiendo de la longitud de exposición, el área de captación solar y la irradiancia, dicho fluido puede calentarse incluso por encima del punto de ebullición del agua, llegando a temperaturas de hasta 500 °C. Una vez caliente, el fluido pasa a una caldera donde calienta agua y la convierte en vapor. La energía contenida en el vapor puede ser utilizada para generar electricidad si se pasa por una turbina que haga girar a un generador.

1.11 Energía termo solar.

Es una tecnología donde se utiliza para generar energía eléctrica o electricidad utilizando la energía térmica proveniente del sol. La energía termo solar su característica principal es utilizar la radiación solar para calentar un fluido; el fluido a calentar generalmente es agua y este se podría utilizar en diversas aplicaciones entre las cuales: calefacción, agua caliente sanitaria y otra aplicación de esa energía térmica es la generación de energía eléctrica [2].

Para la generación de energía eléctrica hay diversas tecnologías que se pueden utilizar para convertir la energía térmica proveniente del sol en energía eléctrica donde de manera muy general el proceso que se sigue sería el siguiente:

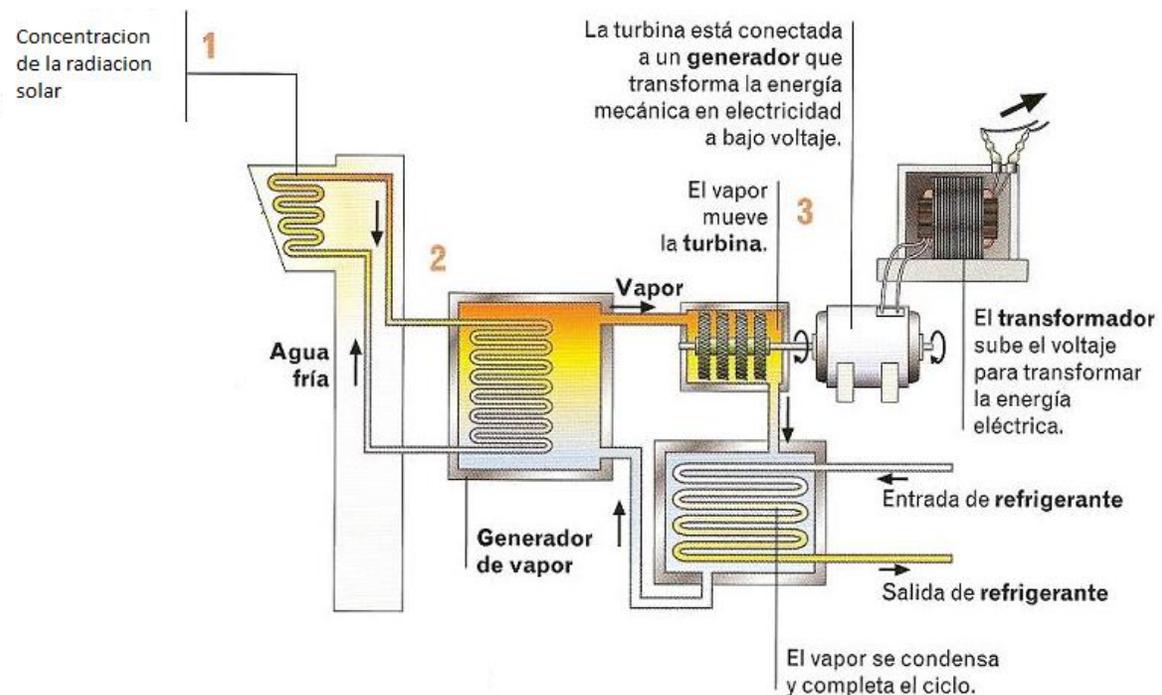


Ilustración 3: Proceso general del funcionamiento de la generación de la energía termo solar (Fuente: tecnoblogsanmartin.wordpress.com).

Como podemos observar en la ilustración 3 el proceso básico donde la concentración solar puede ser de diferentes formas ya que existen diversas tecnologías que se implementan para realizar esa concentración; después de la concentración solar los diferentes procesos que siguen son bastante similares solo con la diferencia de la concentración de radiación solar.

En las diferentes tecnologías para realizar la concentración se tienen las siguientes que son las más aplicadas en diferentes países:

1. Concentrador Solar Stirling
2. Concentradores Cilíndrico-Parabólicos
3. Reflectores Lineales Fresnel
4. Concentrador Central de Torre
5. Chimenea Solar

Se ampliará cada una de las tecnologías que existen hasta el momento y en donde están siendo aplicadas [1].

1.11.1 Concentrador Solar Stirling.

Los grupos concentradores Stirling consisten en módulos compuestos de un concentrador solar de alta reflectividad con forma de plato parabólico, un receptor

de cavidad y por un motor Stirling que se acopla a un alternador. Para el disco concentrador existen tres configuraciones básicas:

- i) Puede construirse con una superficie continua de espejos.
- ii) Puede estar compuesto de muchos espejos individuales, ligeramente curvados.
- iii) Unos pocos concentradores separados con un mismo punto focal.

Para lograr mantener el punto focal en el receptor solar del motor, los concentradores Stirling cuentan con seguimiento solar en dos ejes (rotación y elevación).

La radiación solar directa se concentra en el punto focal, en este punto se calienta un fluido portador hasta una temperatura cercana a los 800°C. Esta energía es utilizada por el motor Stirling, el cual mediante un generador de corriente alterna convierte el trabajo mecánico en energía eléctrica. Esta tecnología es la que posee la mayor eficiencia de conversión energética entre las tecnologías solares, con un 30.6%.

Además de su alta eficiencia, los concentradores Stirling cuentan con un funcionamiento autónomo, escalabilidad y la posibilidad de funcionar de forma híbrida tanto con combustibles fósiles o con biocombustibles, por lo que a futuro cercano se espera un gran desarrollo de esta tecnología.

La escalabilidad de los concentradores Stirling permite (utilizando pocas unidades) abastecer el consumo eléctrico de zonas aisladas donde es muy complejo hacerlo por medio de un red eléctrica convencional e igualmente se pueden utilizar en grandes grupos para formar una central. Uno de los aspectos negativos de esta tecnología es que no puede proporcionar almacenamiento térmico, siendo la única opción el almacenamiento eléctrico mediante baterías, lo que, además de costoso, es sumamente ineficiente, al menos con la tecnología disponible actualmente.



Ilustración 4 Concentradores Stirling (Fuente: <http://www.jcmontejo.es>).

A pesar de los grandes beneficios potenciales de los concentradores Stirling no existen grandes plantas en funcionamiento en la actualidad, debido principalmente a que muchos componentes siguen en fase de prototipo (lo que encarece mucho las instalaciones) y, como aun no pueden almacenar energía, compiten directamente con plantas fotovoltaicas, las que en los últimos años han reducido rápidamente sus costos.

1.11.2 Concentradores Cilíndrico-Parabólicos.

La tecnología Cilíndrico-Parabólica es la más madura de las termosolares, siendo implementada a nivel comercial desde los años 80 del siglo pasado, lo que demuestra que está preparada para la instalación a gran escala.

Los sistemas de concentradores solares parabólicos consisten en espejos curvados (cilíndrico-parabólicos), que concentran la radiación solar directa en un tubo receptor instalado en la línea focal del receptor. Este tubo está cubierto por una superficie selectiva para asegurar máxima absorción y para evitar pérdidas de calor el tubo absorbedor está rodeado por vacío. Al interior del tubo circula un fluido de trabajo que se calienta debido a la radiación incidente. Este fluido circula a través de una serie de intercambiadores de calor que permiten la generación de vapor sobrecalentado, que posteriormente alimenta a una turbina de vapor que convierte el calor recibido en trabajo mecánico, que es transformado en energía eléctrica mediante un generador. El rango de temperaturas que alcanza el fluido térmico es entre 350°C y 550°C.

Esquema que describe de una forma simple este sistema:

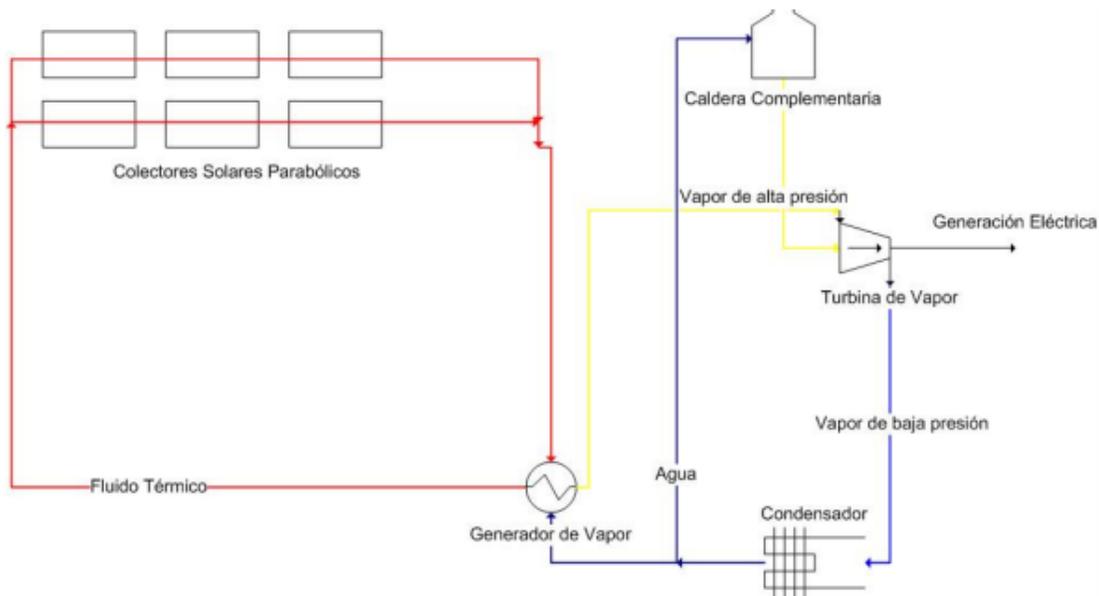


Ilustración 5: Esquema simple de los concentradores solares (Fuente: Universidad de Chile).

La concentración óptica hace que sólo la componente directa de la radiación solar sea aprovechable para el receptor haciendo necesario el seguimiento del Sol de forma continua a lo largo del día. Normalmente este seguimiento suele ser alrededor de un eje que provoca una rotación del colector de este a oeste. Gracias a esto, se consigue eficiencia de conversión energética cercanas al 20%.

Entre las ventajas de este tipo de tecnología cabe destacar la mayor variedad de equipos comerciales disponibles lo que facilita su diseño y construcción. Adicionalmente, las pérdidas de carga que se producen a lo largo de los tubos absorbedores suelen ser bajas, ya que en realidad se trata de una tubería recta. Por otra parte, como la superficie del absorbedor es pequeña las pérdidas térmicas son bajas, debido a la poca cantidad de fluido en éstos.

Debido a la necesidad de entregar un suministro constante de electricidad, este tipo de centrales requieren de sistemas de apoyo, los que pueden ser en base a combustibles fósiles (por ejemplo gas o carbón) o utilizar sistemas de almacenamiento de energía como los de sales fundidas. Al existir centrales funcionales desde mediados de la década de los 80, se han experimentado importantes mejoras a nivel de costes y rendimiento, siendo el espejo reflector el ítem más costoso para la producción de este tipo de plantas.



Ilustración 6: Concentradores solares instalados en España (Fuente masqueingenieria.com).

Plantas que están produciendo con esta tecnología:

Planta	Ubicación	Año de operación	Capacidad instalada [MW]	Área de colectores [m ²]	Almacenamiento energético
Soloben 3	Logrosán (España)	2012	50	300000.00	No
Helios 1	Puerto Lapice (España)	2012	50	300000.00	No
Morón	Morón de la frontera	2012	50	380000.00	No
Solacor	El Carpio (España)	2012	100	600000.00	No
Aste	Alcázar de San Juan (España)	2012	100	1020240.00	8 Horas
Helioenergy	Écija (España)	2012	100	600000.00	No
Valle	San José del Valle (España)	2011	100	1020240.00	7.5 Horas
Thai Solar Energy 1	Huaykrachao (Tailandia)	2011	5	45000.00	No
Lebrija-1	Lebrija (España)	2011	50	412020.00	No
Palma del Rio	Palma del Rio (España)	2011	100	-	-
Manchasol	Alcázar de San Juan (España)	2011	100	1020240.00	7.5 Horas
Andasol	Guadix (España)	2011	150	1530360.00	7.5 Horas
Extresol	Torre de Miguel Sesmero (España)	2010	100	1020240.00	7.5 Horas
La Dehesa	La Garrovilla (España)	2010	50	552750.00	7.5 Horas
Solnova	Sanlúcar la Mayor (España)	2010	150	900000.00	No
Majadas de Tiétar	Caceres (España)	2010	50	-	-
Archimede	Syracuse (Italia)	2010	5	31860.00	8 Horas
La Florida	Alvarado (España)	2010	50	552750.00	7.5 Horas
Alvarado I	Badajoz (España)	2009	50	-	No
Ibersol Ciudad Real	Puertollano, Ciudad Real (España)	2009	50	287760.00	-
Keahole Solar Power	Hawái (EEUU)	2009	2	-	2 Horas
Nevada Solar One	Boulder City, Nevada (EEUU)	2007	64	357200.00	0.5 Horas
Saguaro	Red Rock (EEUU)	2006	1	100000.00	-
SEGS	Desierto de Mojave (EEUU)	1991	354	2084678.00	-

Tabla 1: Concentradores cilíndrico parabólico en funcionamiento.

1.11. 3 Reflectores Lineales Fresnel.

Los sistemas de reflectores lineales Fresnel (o LFR, por su sigla en inglés) tienen un funcionamiento parecido a los concentradores Cilíndrico-Parabólicos (CSP). La principal diferencia radica en que, en lugar de utilizar espejos parabólicos, se usan espejos tipo "Fresnel". Este tipo de lentes reducen la cantidad de material necesario para un lente esférico convencional, de igual capacidad de concentración, dividiéndolo en una serie de secciones anulares concéntricas, además el receptor se dispone fijo al terreno sin posibilidad de girar solidariamente a los espejos.

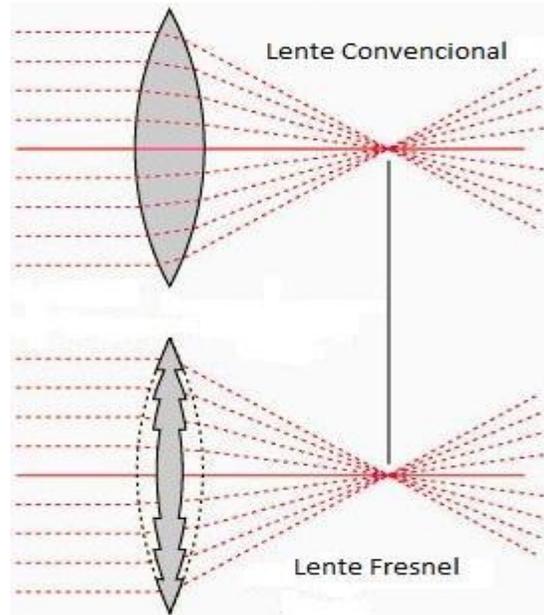


Ilustración 7: Diferencia entre lente convencional y lente Fresnel (Fuente: <http://hyperphysics.phy-astr.gsu.edu>).

Las plantas termosolares con tecnología Fresnel se basan, al igual que las demás, en calentar un fluido (a temperaturas entre 350°C y 400 °C) para poder generar vapor y expandirlo en una turbina produciendo de esta forma energía eléctrica. El seguimiento solar, semejante a los concentradores cilíndrico-parabólicos, se realiza en un solo eje. En este tipo de sistemas los espejos se sitúan alrededor de un receptor fijo, que se encuentre en altura (10m a 15m), por el cual transita un fluido térmico. Estos espejos concentran la energía solar de manera conjunta en el receptor, funcionando como un único lente Fresnel.



Ilustración 8: Colector lineal Fresnel (Fuente: Universidad de Chile).

De esta forma, se transforma la energía radiante en energía térmica, para luego por medio de intercambiadores de calor y un ciclo de potencia convencional (Rankine), transformarla en energía eléctrica. El almacenamiento energético es perfectamente aplicable a este tipo de tecnología.

Estas centrales poseen varias ventajas, las que la hacen sumamente interesantes, por ejemplo, que al tener un receptor fijo se utiliza un sistema sencillo de conductos sin uniones móviles, lo que provoca más flexibilidad en la selección del fluido de transferencia térmica. Con respecto a las centrales de CSP, las plantas Fresnel emplean espejos de vidrio planos más baratos, que son un elemento estándar que se produce en serie, y que requieren menos acero y hormigón, ya que la estructura de apoyo metálica es más ligera, lo que simplifica el proceso de montaje y reduce los costos.

Pero no todas son ventajas. Se estima que un reflector Fresnel capta un 30% menos de radiación solar incidente, en comparación con un cilíndrico parabólico dada la misma área de colección. Por esta razón la eficiencia de conversión energética está en torno al 18%. A pesar de esto, el ahorro de costos de construcción y diseño compensaría este efecto.

Existe una variante de esta tecnología la cual es: Reflectores lineales Compactos Fresnel.

En Australia se creó una nueva variante a la tecnología LFR, conocida mundialmente como Reflectores lineales Compactos Fresnel (o CLFR por su sigla en inglés). El concepto es simple: se emplea un diseño con dos receptores paralelos por cada fila de reflectores, en donde los espejos individuales no están asociados con algún tubo absorbedor en particular sino que la reflexión se va alternando dependiendo de la posición del sol, lo que minimiza la sombra que se produce en los reflectores adyacentes y reduce el espacio de terreno necesario. A la vez, se mejora la eficiencia óptica. En la siguiente imagen se puede apreciar la disposición espacial tanto de los receptores como de los espejos individuales.



Ilustración 9: Reflectores lineales Compactos Fresnel (Fuente: www.nrel.gov).

Como se puede apreciar, la tecnología usada en los sistemas CLFR es esencialmente la misma que en los sistemas LFR, pero optimizando el espacio utilizado, lo que puede llevar a reducir aún más los costos de estas centrales, disminuyendo la brecha de precios con las centrales que utilizan combustibles fósiles.

Plantas que están produciendo con esta tecnología:

Planta	Ubicación	Año de operación	Capacidad instalada [MW]	Área de colectores [m ²]	Almacenamiento energético
Alba Nova 1	Corsica (Francia)	2014	12	140000	1 Hora
Kogan Creek Solar Boost	Brigalow (Australia)	2013	50	-	No
Augustin Fresnel 1	Targassonne (Francia)	2012	0.25	400	0.25 Hora
Puerto Errado 2	Murcia (España)	2012	30	302000	0.5 Hora
Puerto Errado 1	Murcia (España)	2009	1.4	-	-
Kimberlina	California (EEUU)	2008	5	26000	No

Tabla 2: Reflectores lineales Fresnel en funcionamiento.

1.11.4. Concentrador Central de Torre.

Sin duda, la tecnología solar de mayor crecimiento en los últimos años es la denominada concentradora central de torre, debido principalmente a la simplicidad de sus componentes, a la buena eficiencia energética y a la gran compatibilidad con el almacenamiento energético en base a sales fundidas, obteniendo operaciones de hasta 15 horas a toda potencia sin necesidad de energía solar.

Los sistemas de recepción central o plantas de torre se basan en la concentración de la radiación solar en un punto situado en la parte superior de una torre. En este punto se alcanzan temperaturas entre los 600 °C y 1200 °C, por lo que mediante un sistema receptor (semejante a las anteriores tecnologías), se convierte la energía radiante en energía térmica, la que posteriormente se transformará en electricidad a través de un gran turbogenerador (de vapor o de gas).

Alrededor de la torre central, se dispone un arreglo circular de paneles reflectantes que captan la radiación solar y la redirigen hacia el receptor central. Estos paneles reciben el nombre de helióstatos, y generalmente la superficie más utilizada para ellos es a base de espejos de vidrio. Éstos siguen la trayectoria del sol en dos ejes, es decir, uno para la inclinación y otro para el giro en un plano paralelo al suelo.

El receptor solar se coloca a una altura que puede llegar a más de 150 metros para evitar pérdidas por sombras. Los helióstatos pueden disponerse en planta rodeando la torre o pueden colocarse a un lado de ésta. Debido a las elevadas temperaturas alcanzadas se han logrado eficiencias por encima del 25% en la transformación de energía solar a electricidad.

En la tecnología de torre, se puede incorporar el almacenamiento de energía. A partir de este almacenamiento el sistema puede proporcionar energía aún en condiciones de nubosidad o de noche. Actualmente la solución más utilizada es el uso de un tanque de almacenamiento de agua/vapor o sales fundidas que acumula la energía para ser distribuida en otro momento. Otra aplicación utilizada en la tecnología de torre es la hibridación, en donde se utilizan respaldo energético en forma de combustibles fósiles, con motivo de reducir costes y poder producir energía en condiciones de baja o nula radiación.



Ilustración 10: Central Gemasolar (España) (Fuente: www.eldiario.es).

De acuerdo al mecanismo de transferencia de calor, se puede distinguir dos tipos de receptores: de absorción directa y de absorción indirecta. En cuanto al fluido de trabajo, se han propuesto diferentes medios al cual transferir el calor recibido, ya sea agua, aire, sales fundidas, sodio fundido, partículas sólidas (como arena), etc.

En el campo de los sistemas de receptor central existe una gran diversidad de opciones tecnológicas. A continuación se presenta una tabla donde se describen las más importantes:

Componente	Opciones tecnológicas:
Helióstatos	<ul style="list-style-type: none"> • Vidrio-Metal • Membrana tensa o estirada con película reflectante • Superficie de 40m² a 150 m²
Receptor	<ul style="list-style-type: none"> • Geometría: <ul style="list-style-type: none"> ✓ Cavity ✓ Externo plano ✓ Externo semicilíndrico ✓ Externo cilíndrico • Transferencia de calor <ul style="list-style-type: none"> ✓ Tubular ✓ Volumétrico ✓ Absorción directa • Fluido de trabajo <ul style="list-style-type: none"> ✓ Agua ✓ Aire ✓ Sales fundidas ✓ Sodio ✓ Partículas
Ciclo de potencia	<ul style="list-style-type: none"> • Turbina de Vapor • Turbina de gas

Tabla 3: Opciones de tecnología para cada componente.

Existe una variante de esta tecnología basada en una mejor disposición de los espejos (helióstatos) y la adición de más receptores para optimizar el espacio utilizado.

Los sistemas centrales distribuidos consisten en un grupo de torres solares, donde los campos de helióstatos de las torres se sobrepone parcialmente, de forma similar a la operación de las plantas de reflectores lineales compactos Fresnel. Para este tipo de sistemas, la situación se vuelve más compleja ya que en algunas regiones los helióstatos vecinos podrían alternativamente ser dirigidos a más de dos torres distintas. En otras regiones, sobre todo cerca de alguna de las torres, todos los helióstatos están dirigidos a un solo punto de concentración, mientras que en otras, los helióstatos son alternativamente dirigidos directamente a dos, tres o cuatro puntos en diferentes torres. Lo que implica la necesidad de un sistema que optimice el movimiento de cada helióstato particular, para aumentar la concentración solar y reducir pérdidas de energía innecesarias. Con esta configuración, casi el 90% de la radiación solar incidente puede ser utilizada en la producción de electricidad. A continuación se presenta un diagrama que muestra el funcionamiento de este tipo de sistemas con solo dos torres:

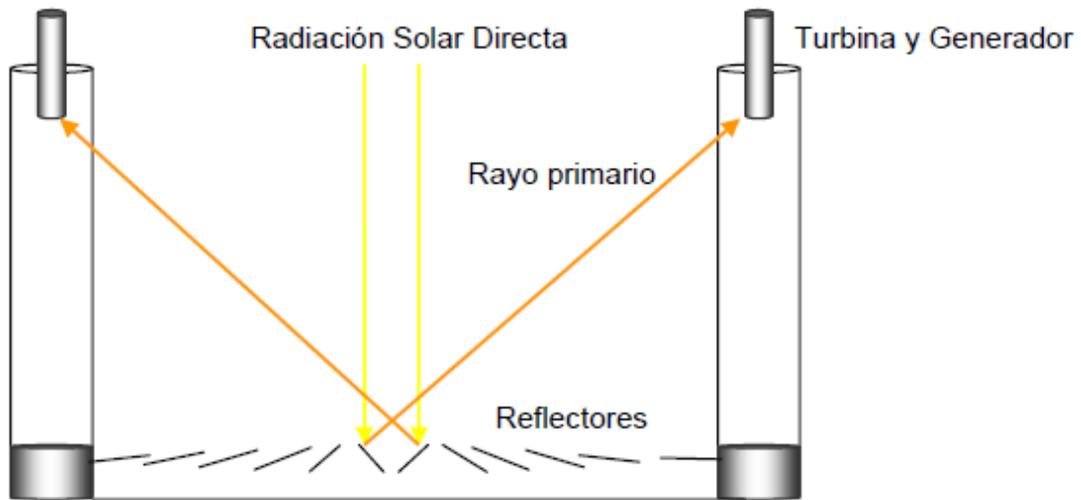
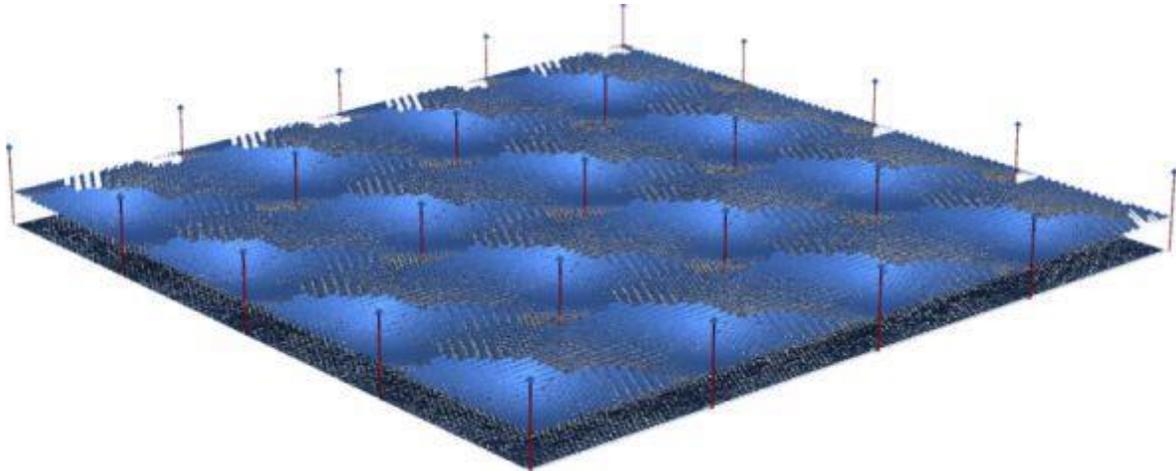


Ilustración 11: Sistema de receptores centrales distribuidos (Fuente: Universidad de Chile).

Uno de los principales resultados de esta tecnología es permitir establecer una planta de energía solar de torre en una superficie considerablemente menor, y/o, por otra lado, establecer una planta de energía termo solar con una potencia más alta en un terreno con la misma área. Por consiguiente, esto supone un ahorro en costos de construcción y terreno por capacidad instalada. Además, un sistema central distribuido facilita la implementación de pequeñas torres (8m a 12m) y helióstatos pequeños, los que se pueden implementar en un entorno urbano a través de grandes estacionamientos o en las azoteas de los grandes edificios, ya que las aplicaciones urbanas utilizan el terreno o la zona cubierta de manera eficiente. De esta forma las ventajas de las centrales térmicas de concentración solar se pueden utilizar en un ambiente urbano, con impactos ambientales prácticamente nulos y con todos los beneficios ya considerados.

La idea de construir este tipo de plantas es interesante y se esperan grandes desarrollos en el futuro (en especial los relacionados al entorno urbano), pero hasta el momento esta tecnología es meramente conceptual, ya que todavía no existen prototipos acabados, ni plantas comerciales que puedan ser estudiadas de forma más intensiva.



*Ilustración 12: Disposición espacial de un sistema de receptores centrales distribuidos
(Fuente: www.physics.usyd.edu.au).*

Plantas que están produciendo de esta tecnología:

Planta	Ubicación	Año de operación	Capacidad instalada [MW]	Área de colectores [m ²]	Almacenamiento energético
Khi Solar One	Upington (Sudáfrica)	2014	50	580000	2 Horas
Rice Solar Energy	Mojave (EEUU)	2013	150	1071361	7 Horas
Ivanpah Solar	California (EEUU)	2013	392	2600000	-
Crescent Dunes Solar	Nevada (EEUU)	2013	110	1071361	10 Horas
Gaskell Sun Tower	California (EEUU)	2012	245	-	-
Gemasolar	Sevilla (España)	2011	19.9	304750	15 Horas
Planta solar 20	Sevilla (España)	2009	20	150000	1 Hora
Sierra Suntower	California (EEUU)	2009	5	27670	No
Jülich Solar Tower	Jülich (Alemania)	2008	1.5	17650	1.5 Horas
Planta solar 10	Sevilla (España)	2007	11	75000	1 Hora

Tabla 4: Concentrador central de torre en funcionamiento.

1.11.5 Chimenea solar.

Este tipo de central pertenece a los llamados sistemas de baja temperatura, diferenciándose de las anteriores por no utilizar ningún ciclo termodinámico, en cambio ocupa el efecto chimenea. Efecto de movimiento de un gas dentro de un ducto mediante convección.

En las chimeneas solares (Updraft en inglés), el aire a temperatura ambiente entra bajo una cubierta de vidrio situada alrededor de una chimenea de unos 5 km de diámetro. La radiación solar permite que este aire capturado eleve su temperatura, provocando una corriente ascendente de este fluido caliente. Ésta pasa por una turbina de viento, ubicada en la base de la chimenea, generando así electricidad. Se contempla que las centrales usen tanques de agua para mantener la diferencia de temperatura incluso en la noche, generando energía las 24 horas del día.

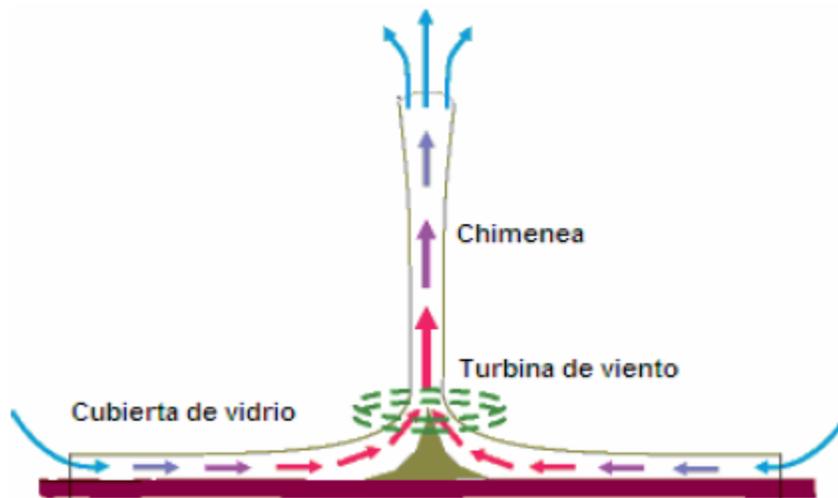


Ilustración 13: Funcionamiento de una chimenea solar (Fuente: www.stirlingengines.org.uk).

Las torres solares de aire ascendente se pueden combinar con otras tecnologías para aumentar su producción. Los colectores solares térmicos o fotovoltaicos se pueden organizar en el interior del colector, lo que se podría utilizar en agricultura.

Teóricamente la eficiencia de este tipo de plantas tiene un máximo del 20%, pero en la práctica se han obtenido eficiencias mucho menores, lo que ha provocado pocos avances desde los primeros prototipos. Por ejemplo, el primer prototipo obtuvo una eficiencia solo del 0.53%.



Ilustración 14: Chimenea Solar, Manzanares (España) (Fuente: www.stirlingengines.org.uk).

Existe una variante de esta tecnología que es de corriente descendente.

Estas plantas (del inglés Downdraft) ocupan el efecto inverso que la chimenea solar. Una planta de corriente descendente, consiste en un cilíndrico hueco (1000 metros de altura, 400 de diámetro) con un sistema de pulverización de agua en la parte superior. Mediante bombas se eleva el agua a la parte superior de la torre y luego se pulveriza el agua dentro de la misma. La evaporación del agua enfría el aire caliente y seco que se encuentra en la parte superior. El aire enfriado, ahora más denso que el cálido aire exterior, cae a través del cilíndrico, haciendo girar una turbina en la parte inferior. La turbina acciona un generador que produce electricidad. Debido a su funcionamiento estas plantas no necesitan grandes áreas colectoras, lo cual es uno de los mayores costos de las “Chimeneas Solares”.



Ilustración 15: Funcionamiento de una torre de corriente descendente (Fuente: VOGEL Wegner, KALB Henry, "Large-Scale Solar Thermal Power").

Cuanto mayor sea la diferencia de temperatura entre el aire y el agua, mayor es la eficiencia energética. Por lo tanto, las torres de corriente descendente funcionan mejor en un clima cálido y seco. Estas torres requieren grandes cantidades de agua, se puede utilizar agua salada, pero se tiene que evitar la corrosión. La generación de electricidad se reduce cada vez que aumenta la humedad del ambiente o la temperatura disminuye.

1.12 Comparación de tecnologías.

	Cilíndrico-Parabólicos	Torre Central	Lineal Fresnel	Discos Stirling
Capacidad Típica (MW)	10-300	10 – 200	10 – 200	0.01-1.5
Madurez de la tecnología	Comercial	Comercial	Proyecto piloto	Prototipos
Temperatura de operación (°C)	350-550	600-1200	350 – 400	550-750
Eficiencia Máxima (%)	14 – 20	23 – 35	18	30.6
Eficiencia anual real (%)	11 – 16	7 – 20	13	12 – 25
Factor de planta anual	20 – 53	40 – 80	22 – 24	25 – 28
Hibridación	Sí (Directa)	Sí	Sí (Directa)	Sí (Buena)
Estabilidad red	Medio a alto	Alto	Medio	Bajo
Ciclo termodinámico	Vapor Rankine sobrecalentado	Vapor Rankine sobrecalentado	Vapor Rankine saturado	Stirling
Requerimientos de agua (m ³ /Mwh)	3(húmedo), 0.3 (seco)	2-3(húmedo), 0.25(seco)	3 (húmedo), 0.2(seco)	0.05-0.1 (limpieza)
Adecuación para refrigeración por aire	Bajo a bueno	Bueno	Bajo	-
Almacenamiento energético (Horas)	8	15	1	-

Tabla 5: Comparación de tecnologías.

Según la tabla 5 se observan las diferencias que existen entre las diferentes tecnologías que se tienen dónde se puede observar y hacer una comparación para saber cuál de ellas es la óptima para poder implementar en el país.

Como se puede observar la tecnología de cilíndricos parabólicos es una de las mejores ya que tiene una temperatura de operación baja en comparación a otras, aunque hay algunas que tienen una mayor eficiencia pero no son tecnologías que ya estén implementadas son prototipos o proyectos pilotos, además es una de las cuales tiene un nivel de medio-alto en cuanto a estabilidad de red.

Después de analizar y conocer las diferentes tecnologías en los siguientes capítulos se expandirá la información de las de cilíndrico parabólico.

Capítulo 2:
Concentradores
cilíndrico parabólicos.

2.1 CONCENTRADORES CILÍNDRICO-PARABÓLICOS.

El sol irradia una gran cantidad de energía electromagnética en forma de luz, dicha energía es y ha sido muy importante para el desarrollo de todos los organismos vivos, incluso en la época actual disponemos de energía almacenada desde hace millones de años proveniente del sol gracias a la transformación de la energía electromagnética en energía química (uno de los principios fundamentales de la termodinámica), en la actualidad el ritmo de consumo de dicha energía supera muy ampliamente el ritmo al que la energía de los combustibles fósiles se produjo, causando con ello un problema energético en el futuro, debido al agotamiento de este tipo de recurso es fundamentalmente la previsión de ese problema lo que impulsa nuevas formas de obtención de energía entre ellas se encuentra la energía solar por concentración en la que se usan reflectores para enfocar la luz en un área muy pequeña, el enfoque en el presente capítulo es en los concentradores cilíndrico-parabólicos (CCP).

El uso de concentradores solares nos brinda la oportunidad de aplicar la energía solar en diversas tecnologías, y como ejemplos se tienen: la cocción de alimentos, acondicionamiento de la temperatura, el calentamiento de agua para uso en el hogar, la generación de vapor que luego será usado en generación de energía eléctrica, entre otras. Los concentradores cilíndrico-parabólicos (CCP) son captadores solares de concentración, que transforman la radiación solar directa en energía térmica, calentando un fluido de trabajo.

El CCP consiste en un concentrador cilíndrico-parabólico (canal de sección transversal parabólica) que refleja la radiación solar directa sobre la línea focal de la parábola, en la que se sitúa el receptor (el tubo absorbedor), Para su construcción se utilizan finas láminas de material reflectivo que son dobladas y curvadas en forma de parábola. En la línea focal se coloca el tubo receptor (absorbedor). Se trata de un tubo de acero recubierto con un material selectivo que mejore la absorción de calor. Alrededor de este tubo hay una carcasa de vidrio que reduce las pérdidas convectivas con el exterior.

Al igual que cualquier otro sistema de concentración, los colectores parabólicos únicamente aprovechan la radiación directa. Es por ello, que se necesite un sistema de seguimiento que modifique la posición del colector a lo largo del día. El sistema de orientación y seguimiento que tienen estos sistemas es de un grado de libertad. Únicamente rotan a lo largo de un eje que es la línea focal de la parábola. La orientación puede ser norte sur, siguiendo al Sol de este a oeste, u orientación este-oeste, con un seguimiento de norte a sur. La ventaja de este tipo de seguimiento es que durante el día se necesitan pequeños ajustes para un uso correcto. Los dos tipos de orientación tienen características diferentes. El modo este-oeste se

caracteriza por estar siempre mirando al Sol durante el mediodía y tener sus pérdidas más acentuadas en la salida y la puesta del Sol.

En el caso de la orientación norte-sur es al revés. Las pérdidas son mayores durante el mediodía y menores durante la salida y puesta del Sol. Considerando un periodo de un año también existen diferencias entre ambas orientaciones. La orientación norte-sur recoge mucha energía en verano y muy poca en invierno.

El caso contrario se encuentra con la orientación este-oeste que tiene un valor más constante a lo largo del año. Los actuales CCP necesitan un sistema de seguimiento preciso y tienen un ángulo de aceptación inferior a 1 grado, 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 grados.



Ilustración 16: Seguimiento este-oeste de un CCP.

Los movimientos de los colectores se pueden llevar a cabo de forma mecánica o de forma eléctrica/electrónica. Habitualmente se utilizan sensores u ordenadores con sistemas de realimentación para medir la radiación incidente y optimizar el posicionamiento.

La energía absorbida por el fluido calorífico es utilizada para producir vapor recalentado que se utiliza en un ciclo Rankine. El fluido utilizado puede ser agua desmineralizada para temperaturas inferiores a 200 ° C o aceites sintéticos para

temperaturas superiores. Recientemente se ha empezado a utilizar sales fundidas como fluido de transferencia de calor. Su utilización eliminaría un intercambiador de calor en aquellas plantas que dispongan de almacenamiento térmico con sales fundidas.

Las temperaturas que se pueden alcanzar con esta clase de colectores van desde los 50 °C hasta los 550 °C aproximadamente. Son sistemas que cuentan con una alta eficiencia y un bajo coste.

Habitualmente las centrales de canales parabólicos utilizan una caldera de gas natural auxiliar que asegure el suministro de calor necesario para la producción. Actualmente, las plantas de reciente inauguración y en proyecto están incorporando sistemas de almacenamiento que permitan la continuidad del efecto solar durante un número determinado de horas.

Las estructuras de los distintos componentes tienen que ser lo más ligeras posibles para conseguir una reducción de costes y ahorro de material. Se han probado numerosos diseños estructurales para conseguir este compromiso. Esta es la tecnología más madura de las cuatro, siendo la principal en cuanto plantas comerciales se refiere. La experiencia y el desarrollo de una industria comercial la han llevado a ocupar el primer lugar en tecnologías solar térmica. La gran competencia existente ayuda a este desarrollo y a la reducción de los costes. Actualmente presenta uno de los menores costes para la producción de electricidad o vapor recalentado a alta presión. No obstante, se espera que esos costes disminuyan debido a una producción en masa y a la aparición de nuevos suministradores. Tampoco podemos olvidar cambios tecnológicos, como la generación directa de vapor en el colector, que también contribuirán a esta reducción.

Una central termo solar se compone de una serie de elementos agrupados en bloques con características comunes. La primera etapa es el campo solar. Es en él donde se colecta y concentra la energía solar y se transforma en energía térmica en forma de calor sensible. La segunda etapa es la de transferencia en esta etapa ocurren dos transferencias de energía térmica, hacia el fluido térmico y hacia el agua/vapor. La tercera etapa es el bloque de potencia. Este bloque es el encargado de convertir la energía térmica en energía eléctrica. En la segunda etapa puede encontrarse el sistema de almacenamiento para poder operar la planta en condiciones de baja o nula irradiación. También existen otros elementos auxiliares necesarios para el desarrollo de la actividad de producción de potencia.

El componente principal del campo solar es el colector cilíndrico-parabólico. Este elemento hace posible concentrar la radiación procedente del Sol y así poder

utilizarla para el fin deseado. Se trata de una estructura recubierta de espejos en forma de canal parabólico. A lo largo de su línea focal discurre un tubo por el cual circula el fluido que transporta y almacena la energía. La tecnología desarrollada por este sistema de concentración permite alcanzar temperaturas de hasta 550 °C.

Las superficies reflectantes o espejos son chapas o cristales delgados de hasta 5 mm de espesor para conseguir rigidez y resistencia. Los materiales utilizados son placas metálicas, vidrio o plástico, recubiertos de películas de plata o aluminio que proporcionan las características de reflexión necesarias. La tecnología más utilizada es la de espejos de cristal.



Ilustración 17: Reflector CCP.

2.2 Tubo receptor.

El elemento más importante de un colector es el tubo receptor (absorbedor). Por el circula el fluido térmico que a lo largo de su recorrido incrementa su temperatura hasta conseguir el valor deseado. Toda la superficie del tubo es recubierta con un material selectivo que mejora las propiedades de absorción. Alrededor de este elemento se dispone una carcasa de cristal creándose el vacío en el espacio anular. Las pérdidas de calor se ven disminuidas y el recubrimiento selectivo es protegido frente a la degradación que puede sufrir en contacto con el aire.

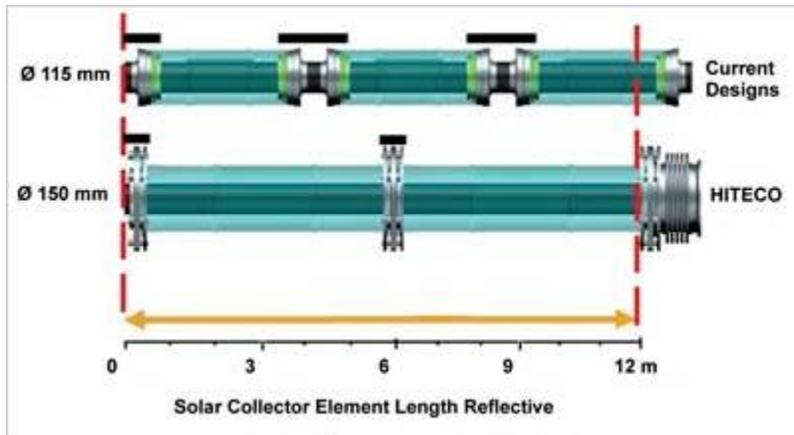


Ilustración 18 tubo receptor (Fuente HITECO).

Habitualmente, el fluido más utilizado ha sido un aceite térmico. Sin embargo, el uso de este fluido limita la temperatura de operación debido a la degradación que sufre el aceite a temperaturas en torno a los 400 ° C. Por ello, las nuevas centrales están empezando a utilizar sales fundidas o la generación directa de vapor. De este modo, la temperatura que se puede conseguir es mayor, aumentando así el rendimiento de conversión de la energía solar en energía eléctrica. No obstante, el vapor no está exento de problemas, como por ejemplo alta presión y baja capacidad de acumulación de calor, y su limitado coeficiente de transferencia de calor con las paredes.

Un esquema típico se muestra en la siguiente figura:

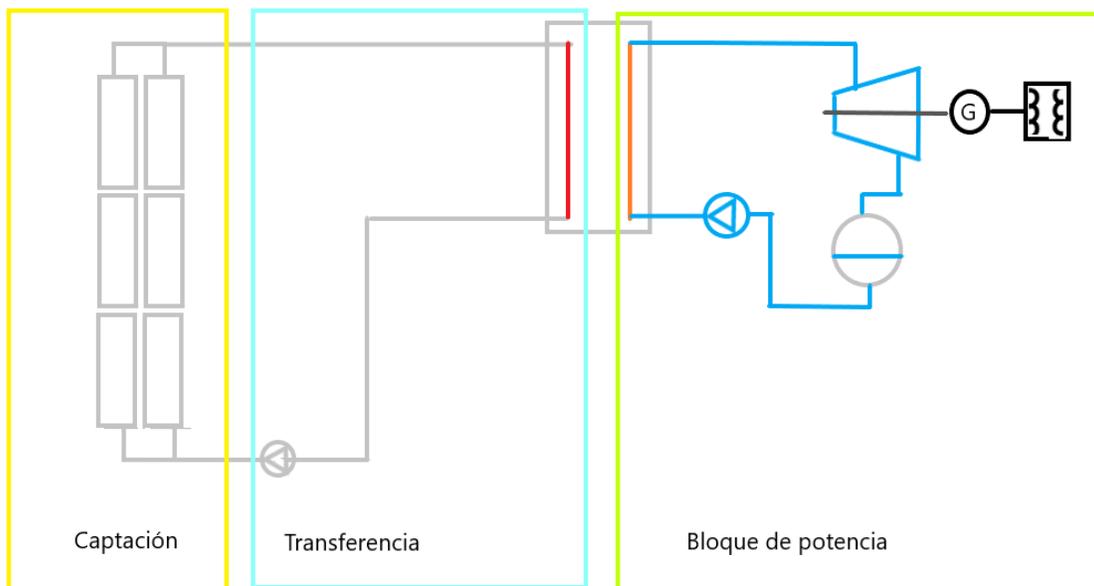


Ilustración 19: Esquema típico concentradores cilíndrico parabólicos.

Los colectores son elementos de unos 150 metros de longitud y cerca de 6 metros de ancho. Cada uno de ellos está formado por otras unidades más pequeñas llamadas módulos. Estos módulos miden aproximadamente, 12 metros, siendo 12 unidades de estas las que forman un colector. Para formar un módulo se unen tres tubos receptores para alcanzar los 12 metros de longitud. Los canales cilíndrico-parabólicos se disponen, típicamente, en forma de lazos de unos 600 metros de longitud, 300 metros de ida y 300 metros de vuelta. Para el caso del aceite térmico como fluido de trabajo, cada lazo suele estar compuesto por 4 o 6 colectores. La temperatura de entrada al lazo suele ser de 290 °C, saliendo alrededor de 400 °C. La distribución de las tuberías suele ser en paralelo: dos tuberías centrales, una caliente y otra fría, en las cuales se conectan los diferentes lazos. Esta es la composición más habitual, aunque dependiendo de la planta, estos datos pueden variar ligeramente.

La estructura del colector es el elemento que más posibilidades admite y en la cual se desarrollan mayores diseños. Se trata de estructuras de acero o aluminio en forma de celosía capaces de resistir los esfuerzos producidos por el viento.

2.3 Rendimientos del CCP.

En el proceso de aprovechamiento térmico de la radiación solar directa por parte del CCP, aparecen una serie de pérdidas. Estas pérdidas se pueden dividir en tres grupos:

- Pérdidas ópticas
- Pérdidas geométricas
- Pérdidas térmicas

2.3.1 Pérdidas ópticas.

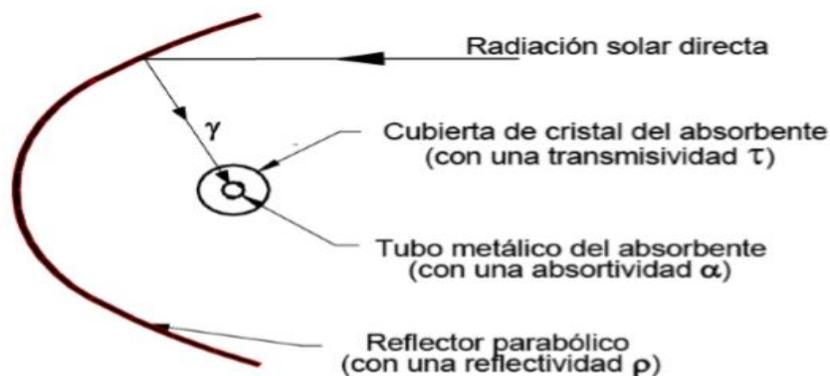


Ilustración 20: Pérdidas ópticas (Fuente: bibing.us.es).

Desde que la radiación solar pasa a través del plano de apertura del concentrador, hasta que es absorbida en el tubo receptor, se producen una serie de pérdidas. Estas pérdidas se deben a que el espejo concentrador no es un reflector perfecto ni tiene una forma geométrica perfecta, ni la cubierta transparente deja pasar toda la radiación solar, ni la superficie selectiva es un absorbedor perfecto. Estas pérdidas se conocen como pérdidas ópticas y se determinan por cuatro parámetros.

La reflectancia: Las pérdidas que se producen en el proceso de reflexión son tanto más altas cuanto menor es la reflectividad del cristal, de ahí que uno de los factores más importantes en el mantenimiento del campo solar sea la limpieza de los espejos debido a que la reflectividad disminuye a medida que la suciedad aumenta.

Factor de interceptación (γ): no todos los rayos reflejados por el espejo concentrador alcanzan el tubo absorbedor debido a imperfecciones macroscópicas o microscópicas de las cubiertas, errores en el posicionamiento del colector o en la posición relativa del tubo absorbedor respecto al colector, etc. Todas estas pérdidas se cuantifican a través del factor de interceptación (γ), cuyo valor máximo suele ser del 95%, para colectores de muy buena calidad de fabricación y con un procedimiento de montaje muy cuidadoso.

Transmisividad (τ): una pequeña fracción de la radiación no logra atravesar el cristal, por lo que el cociente entre la radiación que pasa a través de la cubierta y la radiación que incide sobre ella nos da la transmisividad, (τ), de la cubierta. El valor de la transmisividad varía entre 90% - 95%.

La absorptividad (α) de la superficie selectiva, determina la relación entre la cantidad de radiación absorbida sobre la radiación incidente. Los valores típicos de absorptividad varían entre 90%-96%.

El producto de los cuatro parámetros anteriores produce el rendimiento óptico máximo del CCP, lo que implica que el rendimiento depende del ángulo de incidencia de los rayos solares, del grado de ensuciamiento del colector, materiales, de la transparencia del cristal, material del tubo absorbedor.

$$\eta_{opt_m\acute{a}x} = \rho * \gamma * \tau * \alpha$$

2.3.2 Pérdidas geométricas.

Las pérdidas geométricas provocan una disminución del área efectiva de captación de los colectores y se dividen en dos grupos:

1. Pérdidas inherentes al colector
2. Pérdidas debidas a la posición relativa de los colectores.

Las pérdidas geométricas inherentes al colector cilíndrico parabólico son causadas porque este tipo de colectores tienen seguimiento en un único eje y, por tanto, sólo poseen movimiento a lo largo del eje este-oeste o norte-sur, lo que da lugar a la existencia de un ángulo de incidencia entre el vector solar y el vector normal al plano de apertura del colector. Para un ángulo de incidencia no nulo (la mayoría de los casos), existe una parte al final del tubo receptor que no recibe radiación por los rayos reflejados procedentes del espejo colector, este valor puede ser despreciable cuando las longitudes de los colectores son muy grandes (mayores a 200 m).

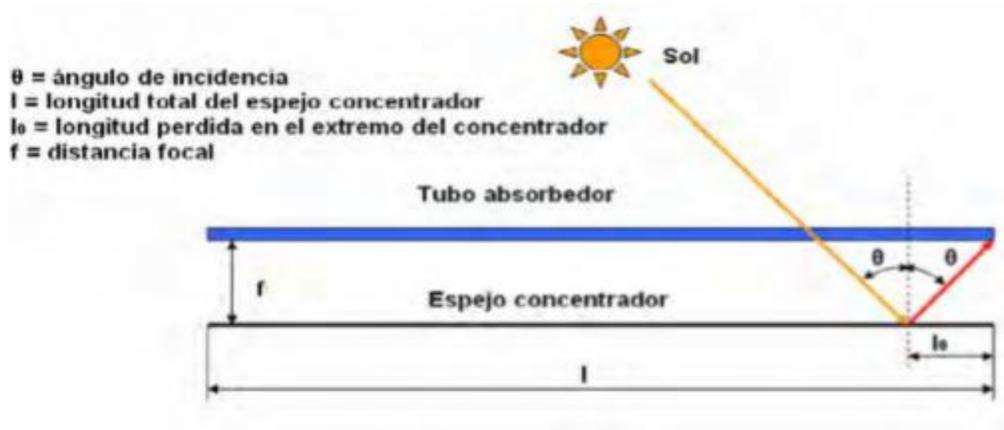


Ilustración 21: Pérdidas geométricas (Fuente: bibing.us.es).

$$l_{\theta} = f * \tan \theta \rightarrow S_{perd} = 2 * W * f * \tan \theta$$

S_{perd} : Es el área de apertura que se pierde por este fenómeno, W es el ancho de la parábola.

Las pérdidas debidas a la posición relativa entre filas de colectores están causadas por la sombra parcial que algunos colectores pueden proyectar sobre otros. Cuanta mayor distancia exista entre las filas paralelas de colectores, menor es el sombreado que aparece. Sin embargo, un aumento del área necesaria para el campo solar implica un aumento en las pérdidas de bombeo y pérdidas térmicas que pueden producirse en el sistema de tuberías.

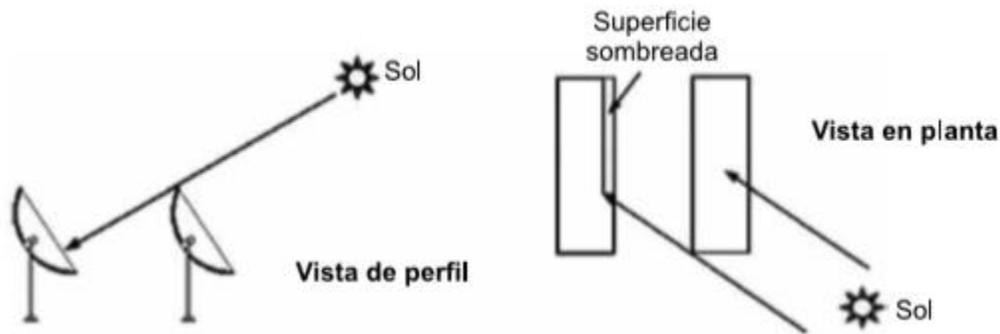


Ilustración 22 pérdidas por sombra.

Como se ha visto antes, el ángulo de incidencia afecta tanto los parámetros ópticos, como los geométricos, tomando éstos un valor máximo para ángulo de incidencia nulo y un valor mínimo para ángulo de incidencia igual a 90° . Por tanto, se introduce un parámetro denominado modificador del ángulo de incidencia, $K(\theta)$, que tiene en cuenta todas las pérdidas que ocurren para un ángulo de incidencia mayor que cero, y que no están contenidas en el rendimiento óptico pico (el cual se refiere a ángulo de incidencia nulo): pérdidas de final de colector, bloqueo de la radiación solar concentrada por parte de los soportes del tubo absorbedor, e influencia del ángulo de incidencia en la absorptividad y transmisividad del tubo y reflectividad de los espejos.

2.3.3 Pérdidas térmicas.

Las pérdidas térmicas 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. Las pérdidas térmicas asociadas al tubo absorbente 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.

Aunque cada una de las pérdidas térmicas anteriormente mencionadas podría calcularse analíticamente, aplicando las ecuaciones que rigen los procesos de transferencia de calor por radiación, convección y conducción, las pérdidas térmicas globales, en un CCP, se calculan mediante una ecuación o mediante gráficas proporcionadas por el fabricante.

$$\dot{Q}_{colector-amb} = \dot{Q}_{rad} + \dot{Q}_{cond_conv} = U_l * \pi * D_o * L * \Delta T$$

$$\dot{Q}_{colector-amb} = \dot{Q}_{util} + \dot{Q}_L + \dot{Q}_{sol}$$

Donde ΔT es la diferencia entre la temperatura media del colector y la temperatura ambiente, D_o es el diámetro exterior del tubo metálico absorbente y L es la longitud de dicho tubo (que coincide con la longitud del CCP). El coeficiente global de pérdidas viene dado por unidad de área del tubo absorbente y sus unidades son ($W/m^2 \text{ } ^\circ C$). Es el fabricante del colector quien proporciona el valor del coeficiente global de pérdidas térmicas quien lo determina experimentalmente sometiendo al colector a diferentes ensayos de pérdidas térmicas en el rango de temperaturas para el cual el colector ha sido diseñado. Un valor aproximado del coeficiente global de pérdidas, U_l para un CCP con tubo absorbente de vacío es de unos $4 [W/m^2 \text{ } ^\circ C]$, para temperaturas en torno a $350 \text{ } ^\circ C$.

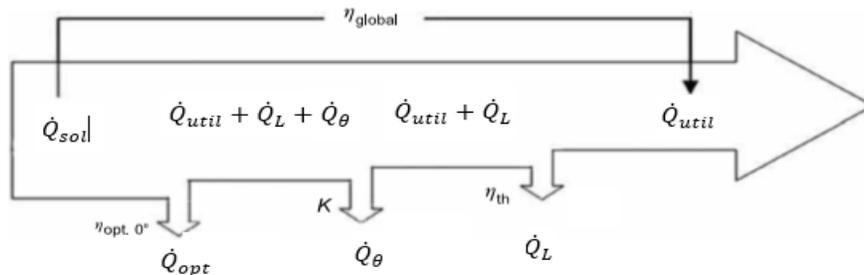


Ilustración 23: Esquema de pérdidas globales en el colector.

El rendimiento global del colector considera todos los tipos de pérdidas y se define por tanto como el cociente entre la potencia térmica útil y la potencia solar incidente sobre el colector:

$$\eta_{global} = \frac{\dot{Q}_{util}}{\dot{Q}_{sol}}$$

La potencia solar incidente sobre el plano de apertura del concentrador viene dado por la ecuación

$$\dot{Q}_{sol-colector} = A_c * DNI * \cos \theta$$

Donde A_c es el área de apertura del concentrador (m^2), DNI es la irradiancia solar directa (W/m^2) y θ es el ángulo de incidencia (grados).

Por otra parte, la energía térmica útil suministrada por el colector viene dada, en términos del incremento entálpico que experimenta el fluido de trabajo en el colector, por:

$$\dot{Q}_{util} = \dot{m} * (h_{salida} - h_{entrada})$$

2.4 Fluido de transferencia de calor (HTF)

El rango de temperatura ideal para trabajar con colectores cilíndrico-parabólicos es 150°C - 400°C. Para temperaturas superiores las pérdidas térmicas de éste tipo de colectores son altas y reducen su rendimiento. Para temperaturas inferiores a 150°C hay otros colectores más económicos. El tipo de fluido de trabajo que se utiliza en los CCP depende de la temperatura que se desea alcanzar.

Existe una amplia variedad de fluidos térmicos para canales parabólicos, siendo los principales:

- Aceites o siliconas sintéticos
- Aceites minerales
- Sales fundidas
- Agua
- Líquidos iónicos
- Aire u otro gas

Si las temperaturas que se desean son moderadas ($<150^{\circ}\text{C}$) la utilización de agua desmineralizada como fluido de trabajo no conlleva grandes problemas ya que la presión de trabajo no es excesiva. En cambio, se utiliza aceite sintético en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas ($125^{\circ}\text{C} < T < 400^{\circ}\text{C}$). La explicación de éste hecho consiste en que para temperaturas altas las tuberías estarían sometidas a elevadas presiones si el fluido de trabajo fuera agua, porque para evitar que se evapore el agua es necesario mantenerla en todo momento a una presión superior a la de saturación correspondiente a la temperatura máxima que alcance el agua en los colectores solares. Esto significa, por ejemplo, que si se desea tener agua caliente a 310°C a la salida de los colectores, la presión en el circuito tendrá que ser superior a 10MPa. En cambio, puesto que la presión de vapor del aceite para estas temperaturas es mucho menor que la del agua, se puede calentar aceite a 310°C sin tener que mantener el circuito a más de 1.5MPa. Trabajar a menores presiones hace posible usar materiales más económicos para las tuberías y simplifica la instalación y sus medidas de seguridad.

Existen diversos tipos de aceite y la elección de uno u otro se hace en función de la temperatura máxima de trabajo deseada. Así, por ejemplo, para una temperatura máxima de 300°C se puede elegir el Santotherm 55 (también denominado Therminol 55), que es un aceite con buenas propiedades térmicas y un precio bastante económico. Para temperaturas de hasta 400°C se puede usar otro tipo de aceite, el Monsanto VP-1 que es un aceite sintético que puede trabajar bien a 400°C , aunque tiene el problema de que su punto de congelación es de 12°C , lo que obliga a mantener todo el circuito de aceite permanentemente a una temperatura superior

a este valor. Para ello se suele utilizar una disposición de resistencias eléctricas exteriores de las tuberías del circuito de aceite, o una caldera auxiliar que mantiene el circuito de aceite por encima de los 12°C durante la noche y en días nublados cuando la temperatura ambiental es baja. En cualquier caso, generalmente, la energía auxiliar necesaria para mantener la temperatura del aceite un poco por encima del punto de congelación es pequeña.

Existen aceites que pueden trabajar también a 400°C y no presentan un punto de congelación tan alto. Por ejemplo, el Syltherm 800 es un aceite con buenas propiedades térmicas hasta 425°C y con una temperatura de congelación de -40°C. El único problema es que su precio resulta mucho más elevado que el del Monsanto VP-1. El empleo de este tipo de aceites lleva consigo la limitación de la temperatura máxima de operación porque a partir de aproximadamente 400°C los aceites sintéticos mencionados se degradan, perdiendo sus propiedades.

A pesar de las elevadas presiones que conlleva el uso de agua directamente en los CCP para temperaturas altas, la utilización de agua para altas temperaturas/presiones se ha contemplado siempre como una opción atractiva que ya permite aumentar la eficiencia global del sistema solar y disminuir las pérdidas térmicas en el campo de colectores. Esto ha motivado el desarrollo de diversos proyectos durante las últimas décadas para investigar esta tecnología conocida como Generación Directa de Vapor (GDV).

Los líquidos iónicos poseen características muy interesantes, pero su aplicación está aún lejos de ser viable. Las pobres propiedades del aire como fluido térmico limitan su uso a aplicaciones muy específicas de calor de proceso. Finalmente, el empleo de sales fundidas es muy atractivo, ya que, entre otras ventajas frente a los aceites y siliconas sintéticos, puede emplearse también como fluido en un sistema de almacenamiento, reduciendo así la necesidad de costosos intercambiadores de calor aceite-sales. No obstante, presenta graves inconvenientes como la necesidad de instalar los mecanismos necesarios para garantizar que en ningún caso se produzca la congelación de las sales en los tubos. Además, su aplicación a nivel comercial no está probada.

Por tanto, las opciones disponibles para una planta comercial se reducen a los aceites y siliconas sintéticos. Entre estos, los más conocidos y empleados son el óxido de bifenil-difenil (Therminol VP-1 de Solutia, Dowtherm A de Dow Chemical).

2.5 Generación de vapor con CCP.

La gran mayoría de las aplicaciones comerciales de los canales parabólicos están destinadas a la producción de vapor. Según los requerimientos impuestos por el proceso a alimentar térmicamente, el vapor puede ser saturado o sobrecalentado. Este vapor puede producirse en las tres formas siguientes:

- Empleando en los colectores solares un fluido de trabajo que, una vez calentado en ellos, transmite la energía térmica a un intercambiador de calor donde se produce el vapor que alimenta el proceso industrial. El aceite es un fluido de trabajo muy común para este tipo de sistemas porque se comporta como un buen medio de transferencia de calor y tiene una presión de vapor moderada, lo que simplifica el diseño de las tuberías del campo solar.
- Circulando agua presurizada en los colectores y convirtiéndolo parcialmente en vapor en un tanque de expansión súbita (flashing). Este método se usa para producir vapor a temperaturas no demasiado altas (menos de 200°C), debido a la alta presión necesaria en los tubos absorbedores de los CCP y en las tuberías si la temperatura del vapor es más alta.
- Evaporando agua directamente en los tubos absorbedores de los CCP (Generación Directa de Vapor).

Cuando el vapor se produce mediante un intercambiador de calor, un líquido con baja presión de vapor y buenas propiedades térmicas circula a través del campo de colectores y se calienta manteniéndose en fase líquida, para que, mediante un intercambiador de calor, transferir posteriormente a un circuito agua/vapor la energía térmica que ha ganado en el campo solar. Esta tecnología es la más común en los sistemas con CCP que existen.

Como fluido de trabajo en el campo solar se suele utilizar un aceite sintético adecuado, a la temperatura máxima de trabajo que se desea. Utilizando aceite como medio de transferencia de calor entre el campo solar y el circuito agua/vapor se superan los inconvenientes asociados al uso directo del agua en los propios colectores solares (alta presión y riesgo de congelación en las tuberías), pero el uso del aceite tiene también algunos inconvenientes (riesgo de incendio, peligro de fugas contaminantes, mayor coste, etc.). Además, los aceites tienen peores propiedades de transferencia de calor que el agua y son demasiado viscosos cuando están fríos. En estos sistemas, el intercambiador de calor es en realidad un generador de vapor o caldera sin llama. Este intercambiador de calor aceite/agua es un equipo costoso porque requiere tubos de aleación anticorrosivos. Además, la existencia del intercambiador impone que la temperatura del aceite a la salida del campo de colectores sea algo superior que la temperatura del vapor producido, para

compensar las pérdidas térmicas y las irreversibilidades del intercambio de calor. La temperatura del aceite a la salida del campo solar puede mantenerse constante variando el caudal de aceite a través de los colectores para adecuarlo a la irradiación solar directa que haya disponible en cada momento. De este modo, el vapor se produce a temperatura constante, variando solamente el caudal de vapor de acuerdo con la energía térmica que el campo solar suministra al intercambiador de calor en cada instante. El esquema del generador de vapor depende del tipo de vapor que se desee producir (sobrecalentado o saturado). En el caso más genérico (vapor sobrecalentado), el generador de vapor usado en este tipo de sistemas consta de tres cuerpos:

- Precalentador o economizador donde el agua se precalienta hasta una temperatura próxima a la de evaporación.
- Evaporador donde el agua se evapora y pasa al último cuerpo del intercambiador de calor.
- Sobrecalentador donde el vapor se sobrecalienta hasta la temperatura demandada por el proceso industrial que se alimenta térmicamente.

Por otro lado, la generación directa de vapor en los propios tubos absorbedores de los captadores solares es una opción muy atractiva porque la temperatura media de operación del colector es inferior a la temperatura del vapor de salida, y porque el cambio de fase reduce el caudal de agua necesario por la bomba de circulación. Esto quiere decir que las pérdidas térmicas en los colectores son menores en este caso y que los consumos eléctricos de las bombas que alimentan al campo solar son también menores.

2.5.1 La generación directa de vapor

La GDV en los tubos absorbedores de CCP puede llevarse a cabo mediante tres procesos básicos, cada uno de los cuales demanda una configuración diferente del campo solar. Todos estos procesos tienen en común que requieren un campo solar compuesto por largas filas de CCP para llevar a cabo el proceso de GDV completo (precalentamiento del agua, evaporación y sobrecalentamiento del vapor). Dichos procesos son los siguientes:

- Un solo paso
- Inyección
- Recirculación

En el proceso de un solo paso toda el agua de alimentación se introduce al principio de la fila de colectores, de modo que el agua se precalienta, evapora y convierte en vapor sobrecalentado en un proceso sin interrupción, desde la entrada hasta la salida de la fila. De este modo se tiene que el caudal másico de vapor

sobrecalentado que se produce se corresponde completamente con el caudal de agua que se introduce al comienzo de la fila. Desde el punto de vista de la ingeniería y de la inversión inicial, este proceso es el de menor coste y mayor simplicidad, ya que no requiere elementos auxiliares. También tiene un rendimiento global alto porque quedan reducidas las cargas parásitas. Pero el proceso de un solo paso presenta ciertos inconvenientes en cuanto a la controlabilidad y la estabilidad del flujo bifásico en el interior de los tubos absorbedores, ya que requiere un sistema de control muy eficiente que permita mantener constantes la presión y temperatura del vapor a la salida del campo solar aunque haya transitorios importantes en la irradiancia solar directa disponible o cambios en la temperatura de agua de alimentación. Además, este problema se penaliza por el elevado tiempo de respuesta del sistema solar en este caso, ya que la gran longitud que deben tener las filas de colectores impone un tiempo de residencia alto. Puesto que un cambio en las condiciones del vapor puede suponer un grave peligro para la durabilidad de la turbina, la fiabilidad y la precisión del sistema de control del campo solar debe estar garantizada.

En el proceso de inyección solo una parte del agua de alimentación es introducida al principio de la fila de colectores, porque el resto se inyecta en pequeñas cantidades a lo largo de la fila de colectores. Con la existencia de diversos inyectoros de agua se consigue una excelente controlabilidad del proceso y una buena estabilidad de los parámetros del vapor producido, incluso con fuertes transitorios de la radiación solar. Los inconvenientes principales del proceso de inyección son su mayor coste de inversión y la mayor complejidad del sistema debido a la necesidad de implementar un sistema de inyección de agua en paralelo a cada una de las filas de colectores. Este proceso también tiene unas restricciones en cuanto al caudal mínimo de operación, ya que éste se ha de mantener en todos los puntos por encima de unos valores límites para evitar el peligro de gradientes de temperatura demasiado altos en los tubos absorbedores.

El proceso de recirculación se considera como el más conservador. En este caso se instala un separador agua-vapor situado al final de la zona de evaporación de la fila de colectores. El caudal de agua de alimentación es superior al caudal de vapor sobrecalentado que se desea producir en la fila de colectores, de manera que solo una fracción del agua de alimentación es convertida en vapor conforme circula a través de los colectores de la zona de evaporación. El vapor es separado del agua en el separador, de forma que el agua sobrante es recirculada a la entrada de la fila de los canales parabólicos por una bomba de recirculación. El exceso de agua existente en el tramo de precalentamiento y evaporación garantiza unas adecuadas velocidades dentro de los tubos absorbedores, lo que les proporciona una buena refrigeración. Su buena controlabilidad es la principal ventaja de esta opción, pero

La necesidad de una bomba de recirculación y el exceso de agua que tiene que ser recirculada aumenta las cargas parásitas del sistema, penalizando el rendimiento global de la planta.

Generando vapor a alta presión en los CCP se puede conseguir simultáneamente la reducción del coste de los sistemas solares y el aumento de su rendimiento. Sin embargo la GDV lleva consigo también una serie de inconvenientes.

La configuración de GDV elimina la necesidad de un fluido de transferencia de calor en el campo solar. Aunque la generación directa de vapor incrementa el coste del sistema de tuberías, ya que la presión óptima del vapor se sitúa en torno a los 100 bar, la inversión global de la planta se reduce, ya que se eliminan los intercambiadores de calor intermedios para la generación de vapor, así como todos los elementos asociados al circuito del fluido de transferencia de calor (en el caso del aceite, sistema anti-incendios, tanque de expansión, sistemas calefactores para el tanque de almacenamiento, etc.) El rendimiento global se incrementa por varios factores como la ausencia del generador de vapor intermedio, las menores pérdidas térmicas al mejorar la transmisión de calor en el colector, y las mayores temperaturas y presiones de trabajo en el ciclo de potencia, que reducen además los consumos por bombeo. Esta tecnología, supone, respecto a las opciones convencionales, un incremento del rendimiento anual y una reducción de los costes del sistema.

Además, existen otras ventajas asociadas a la GDV. El fluido de trabajo en el campo solar no es ni contaminante ni peligroso, eliminando el riesgo de fugas o, en el caso del aceite, de incendios. La reposición del fluido de trabajo no supone un incremento de los costes de operación y mantenimiento. La temperatura máxima de operación no está limitada por el fluido de trabajo, como en el caso del aceite (400 °C), y los problemas de congelación no son tan acusados como en el caso del empleo de sales fundidas (con temperaturas de congelación entre 140 °C y 220 °C). Al suprimir el intercambiador de calor intermedio, que es necesario en el caso del aceite y en el caso de las sales, el sobredimensionamiento que tiene que tener el campo solar respecto al bloque de potencia es menor. Por último, se eviten muchos de los sistemas auxiliares del circuito de aceite (sistema antiincendios, piscina de recogida del aceite en caso de fugas, sistema de purga de incondensables del aceite y sistema de inertización del aceite) o del circuito de sales (elementos calefactores, procedimientos y sistemas asociados a la protección frente a las congelaciones etc).

La existencia de un flujo bifásico agua líquida/vapor a alta presión en los tubos absorbedores de los colectores conlleva también algunos inconvenientes como:

Necesidad de tuberías, válvulas y accesorios metálicos del campo solar más fuertes, con paredes más gruesas que sean capaces de soportar unas mayores presiones de trabajo. Este aumento de la presión de trabajo en el campo solar aumenta el coste de estos componentes. Debido al flujo bifásico existente en el campo solar y las diferentes propiedades termodinámicas del agua líquida y del vapor, los sistemas de control necesarios en un sistema de este tipo son más complicados y costosos que los usados en los sistemas que emplean otros fluidos de trabajo.

2.6 Bloque de potencia (BOP).

El bloque de potencia es la etapa de la planta donde se convierte la energía térmica en energía eléctrica, para dicha conversión de energía este requiere de ciertos elementos como calderas, turbinas, condensadores, bombas, etc. Son estos elementos junto con el fluido de trabajo (agua/vapor) los que definen la cantidad de energía térmica necesaria para producir cierta cantidad de energía eléctrica por lo que es necesario conocer sobre los ciclos de vapor.

2.6.1 Ciclo de Carnot

El ciclo de Carnot es el más eficiente de los ciclos que operan entre dos límites especificados de temperatura. Así, es natural considerar primero a este ciclo como un prospecto de ciclo ideal para las centrales eléctricas de vapor. Si fuera posible, se adoptaría como el ciclo ideal. Sin embargo, el ciclo de Carnot no es un modelo apropiado para los ciclos de potencia. A lo largo de todo el análisis se ha considerado al vapor como el fluido de trabajo, ya que su uso predomina en los ciclos de potencia de vapor.

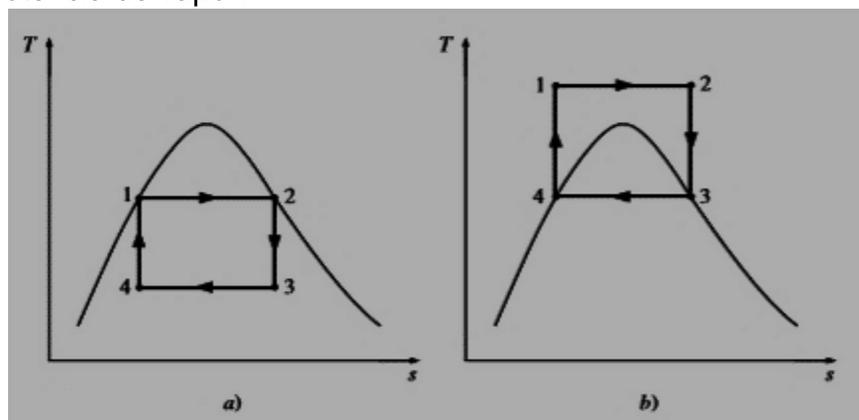


Ilustración 24 Ciclo de Carnot

Considere un ciclo de Carnot de flujo estacionario ejecutado dentro de la curva de saturación de una sustancia pura, como se muestra en la figura 24a). El fluido se calienta de manera reversible e isotérmicamente en una caldera (proceso 1-2); se

expande isentrópicamente en una turbina (proceso 2-3); se condensa reversible e isotérmicamente en un condensador (proceso 3-4), y se comprime de manera isentrópica mediante un compresor hasta su estado inicial (proceso 4-1).

Si bien un proceso de transferencia de calor a temperatura constante (procesos 1-2 y 3-4) se puede realizar con ligeros cambios de presión. El proceso 2-3 tiene el inconveniente de que la turbina trabaja con una baja calidad de vapor, es decir con mucha humedad que pueden provocar daños en la turbina. El proceso 4-1 tiene el inconveniente de manejar 2 fases agua y vapor, este problema podría ser evitado empleando el ciclo de la figura 24b) pero las presiones resultan ser demasiado elevadas.

2.6.2 Ciclo Rankine

Es posible eliminar muchos de los aspectos imprácticos asociados con el ciclo de Carnot si el vapor es sobrecalentado en la caldera y condensado por completo en el condensador, como se muestra de manera esquemática en un diagrama T-s en la figura 25. Lo que resulta es el ciclo Rankine, el cual 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: 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 evacuación de calor a presión constante en un condensador.

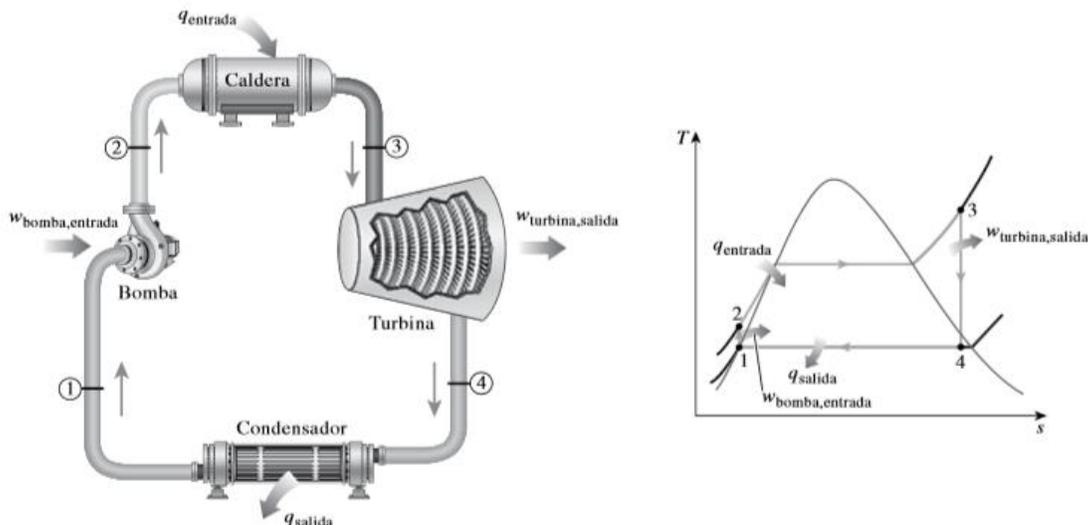


Ilustración 25: Ciclo Rankine ideal.

El agua entra a la bomba como líquido saturado y es comprimida de forma isentrópica hasta una presión determinada por la caldera, en la caldera el agua recibe calor, este produce que el agua incremente su temperatura hasta evaporarse completamente en este punto es vapor sobrecalentado, en ese estado entra a la turbina chocando con los álabes haciéndolos girar lo que causa pérdidas de presión,

calidad de vapor y temperatura a la salida de la turbina, en este punto el vapor húmedo entra al condensador donde se le extrae calor hasta terminar como líquido saturado(nuevamente en la entrada de la bomba).

Las irreversibilidades que suceden dentro de la bomba y la turbina son especialmente importantes (figura 26). Una bomba requiere una entrada de trabajo mayor y una turbina produce una salida de trabajo más pequeña como consecuencia de las irreversibilidades. Bajo condiciones ideales, el flujo a través de estos dispositivos es isoentrópico. La desviación existente entre bombas y turbinas reales respecto de las isentrópicas puede ser tomada en cuenta utilizando eficiencias-isoentrópicas, definidas como:

$$\eta_P = \frac{w_s}{w_a} = \frac{h_{2s} - h_1}{h_{2a} - h_1} \rightarrow \text{para la bomba.}$$

$$\eta_T = \frac{w_a}{w_s} = \frac{h_3 - h_{4a}}{h_3 - h_{4s}} \rightarrow \text{para la turbina.}$$

Si bien ahora los procesos son más factibles físicamente la eficiencia en comparación con la del ciclo de Carnot ha disminuido (por que el área es menor para límites de temperatura 3 y 4).

Existen mejoras que pueden hacerse sobre un ciclo Rankine para aumentar la eficiencia, una de las mejoras consiste en recalentar el vapor que sale de la turbina haciendo circular por la caldera esta mejora se llama recalentamiento. La otra mejora de la eficiencia se logra extrayendo una fracción de vapor de la turbina para calentar agua de alimentación esta mejora se llama regeneración.

El recalentamiento: Expande el vapor en la turbina en dos etapas y lo recalienta entre ellas. En otras palabras, modificar el ciclo Rankine ideal simple con un proceso de recalentamiento. El recalentamiento es una solución práctica al problema de humedad excesiva en turbinas y es comúnmente utilizada en modernas centrales eléctricas de vapor.

La regeneración: Un proceso de regeneración práctico en las centra les eléctricas de vapor se logra con la extracción o “drenado” o “purga” del vapor de la turbina en di versos 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. El dispositivo donde el agua de alimentación se calienta se llama regenerador o colector de agua de alimentación. La regeneración también aporta una forma de desairar el agua de alimentación evitando daños en la caldera.

Presión de recalentamiento:

En el siguiente gráfico, figura (26), se muestra la mejora del rendimiento en función de la presión de recalentamiento. Este ciclo opera con una presión máxima $P_4 = 15.000 \text{ kPa}$

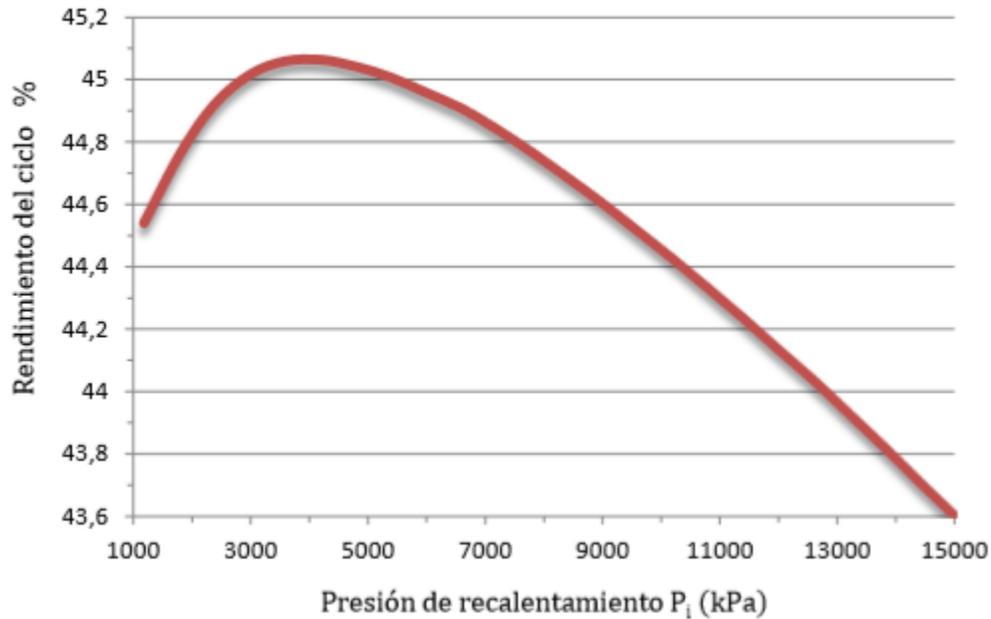


Ilustración 26: Presión de extracción (Fuente: Análisis termodinámico de los ciclos de Rankine, Sergi Fusté Paredes.)

Lo anterior indica que la extracción de vapor para recalentamiento está entre 3000 kPa y 5000 kPa lo que representa una fracción de 0.2 y 0.33 la presión en la caldera.

Presión de extracción para regeneración.

Para determinar la presión de extracción de regeneración se debe tener en cuenta la cantidad de extracciones de vapor que se desean hacer y el cambio en la entropía del vapor entre la salida y entrada de la turbina de baja presión, dicha diferencia de entropía se divide entre uno más el número de extracciones el resultado es el número de incremento de entalpía que se le realiza a cada extracción, es decir por ejemplo si se tiene los valores de entalpía (1200 kJ/kg y 600 kJ/kg) a la entrada y salida de la turbina respectivamente y se realizan 2 extracciones el incremento resultante será $(1200-600)/1+2=200$ kJ/kg, por lo que la primera extracción será a una entalpía de $h_1=800$ kJ/kg y la segunda $h_2=1000$ kJ/kg con estos valores se busca la presión a la que ocurren según el diagrama temperatura entropía.

2.7 Parámetros para el diseño del campo solar con CCP.

- Día del año para el diseño.
- Longitud y latitud geográfica de la ubicación.
- Orientación del eje de giro de los captadores.
- Ángulo de incidencia de la radiación solar directa sobre los captadores.
- Irradiancia solar directa y temperatura ambiente.
- Tipo de captador.
- Tipo de fluido de transferencia de calor.
- Temperaturas de entrada y salida del campo de captadores.
- Eficiencia de transferencia de calor
- Potencia térmica del campo de captadores.
- Ciclo de vapor utilizado.
- Potencia de salida requerida.

Orientación del eje de giro de los captadores: Los captadores cilíndrico-parabólicos están generalmente instalados en el campo de captadores de forma que sus ejes de rotación están orientados Norte-Sur o Este-Oeste.

Las variaciones estacionales en la energía térmica suministrada por un CCP a lo largo de días diferentes vienen determinadas por dos parámetros principales: el ángulo de incidencia de la radiación solar sobre el plano de abertura de los captadores, y el número de horas de Sol disponibles desde el Amanecer hasta el Ocaso. Debido a que el ángulo de incidencia es significativamente mayor en los días de invierno que en verano, y las horas de Sol son menos en los días de invierno que en los de verano, las variaciones estacionales en la energía térmica diaria suministrada por captadores orientados Norte-Sur son pueden ser bastante grandes. La potencia térmica es menor en días de invierno, ya que al ser el ángulo de incidencia mayor, la radiación solar disponible sobre los captadores es menor. Por otro lado, en invierno se tiene un menor número de horas de Sol, por lo que la energía térmica a lo largo del día es menor en esa época del año.

Las variaciones estacionales en la energía térmica obtenida con la orientación Este-Oeste son mucho menores. Esto permite tener un aporte térmico más estable durante todo el año, aunque la energía total suministrada en un año completo por un captador orientado Norte-Sur es mayor que la suministrada por un captador orientado Este-Oeste. Este es el motivo por el que los captadores de las centrales termosolares se suelen orientar en esta dirección, ya que lo que importa es producir el máximo de energía en cómputo anual, siendo de poca importancia si se produce más en verano o en invierno.

2.7.1 Coordenadas solares

Para situar una instalación solar correctamente es necesario conocer los ángulos más importantes de posición del sol y de los captadores. Para poder manejarse en este apartado se mencionan a continuación unas definiciones necesarias para ubicar correctamente las coordenadas, que luego se utilizarán: Ángulo acimutal o acimut (Ψ , A): Es el ángulo formado por la proyección sobre la superficie horizontal del lugar, de la recta sol-Tierra, con respecto a la recta Norte-Sur terrestre. En el hemisferio norte se mide hacia el Sur y es positivo hacia el Oeste, siendo todo lo contrario para el hemisferio sur.

Ángulo cenital o distancia cenital (θ_z , θ): Es el ángulo que forma la línea Sol-Tierra con la vertical del lugar, su complementario es la altura solar (α , h).

Altura solar (α , h): Es el ángulo formado por la recta Sol-Tierra respecto al plano que contiene a la superficie del lugar. La altura se establece por tanto si se traza un cuarto de círculo entre el cenit y el punto de salida del Sol, y pasando por éste.

Ángulo de inclinación de la superficie captadora (β): Definido como el ángulo que forma el plano que contiene a la superficie captadora con el plano horizontal.

En la Figura 5.16 se pueden ver con facilidad algunos de los términos que definen la posición de la superficie captadora: – Acimut del panel (γ): ángulo de desviación del plano que contiene a la superficie captador con respecto a la recta Norte-Sur terrestre. Sigue las mismas reglas que para al ángulo acimutal.

Cénit: punto del hemisferio celeste superior al horizonte, corresponde al punto de la vertical del observador en la superficie.

Nadir: punto opuesto de la esfera celeste al cenit. Si se une el punto sur del lugar de observación con el cenit se obtiene el meridiano celeste.

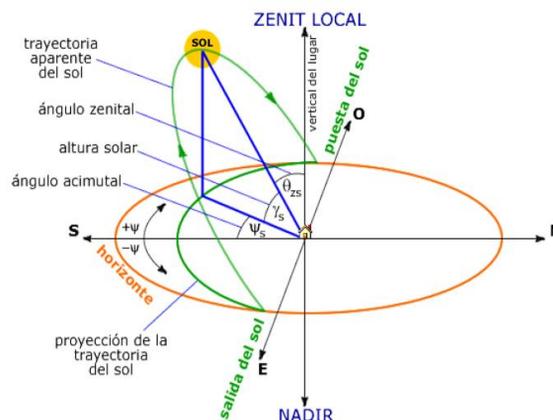


Ilustración 27: Coordenadas solares.

2.7.2 Ángulo de incidencia

Si los captadores cilíndrico-parabólicos tuviesen dos grados de libertad, en todo momento podrían adoptar una posición tal que la radiación solar directa fuese perpendicular al plano de apertura del concentrador. Pero debido a que estos captadores solo poseen un grado de libertad (la rotación alrededor de su eje de giro), como ya se ha comentado en el capítulo 2, el sistema de seguimiento solar solo puede posicionar el captador cilíndrico-parabólico de forma adecuada para que la radiación solar directa al proyectarse sobre un plano perpendicular a la línea focal del concentrador parabólico posea la misma dirección que el vector normal al plano de apertura del concentrador.

Lo ideal sería que la propia radiación solar directa fuera en todo momento perpendicular al plano de apertura del concentrador, pero cuando se dispone de un solo grado de libertad esto solo resulta posible en momentos muy concretos, no de forma continua.

Por este motivo, lo usual durante la mayor parte del día es que la radiación solar directa y el vector normal al plano de apertura del concentrador cilíndrico-parabólico formen un ángulo, recibe el nombre de ángulo de incidencia. Este tiene una gran importancia en el comportamiento del captador, porque limita la cantidad de radiación solar que resulta aprovechable por el captador.

2.7.3 Irradiancia solar directa y temperatura ambiente

Los valores de irradiancia normal directa es el parámetro más importante para el campo solar, ya que ésta define en gran medida el potencial energético de una zona para ello se muestra el siguiente mapa de irradiancia.

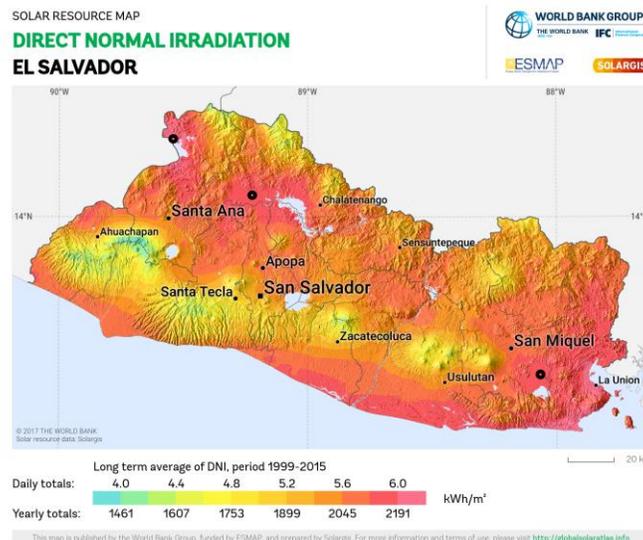


Ilustración 28: Mapa de irradiancia directa en El Salvador (Fuente Global solar atlas).

2.7.4 Potencia térmica del campo de captadores

La potencia térmica del campo de captadores, solo es un parámetro de partida para el diseño cuando no se va a instalar un sistema de almacenamiento térmico. Cuando se desea instalar un sistema de almacenamiento, como es el caso, la potencia térmica nominal es un resultado del dimensionamiento, no un dato de partida, como se explicará más adelante.

2.7.5 Campo solar

Un campo típico de CCPs está compuesto por un número de filas paralelas de captadores cilíndrico-parabólicos. Cada fila, a su vez, está compuesta por varios captadores conectados en serie de manera que el fluido de trabajo que circula por los tubos absorbedores es calentado conforme pasa desde la entrada a la salida de cada fila.

Una vez que se ha definido los parámetros que componen el Punto de diseño se procede al dimensionado del campo solar, que consta de dos pasos:

- a) Cálculo del número de captadores que deben conectarse en serie dentro de cada fila.
- b) Cálculo del número de filas que deben conectarse en paralelo.

Capítulo 3:
Localización de la
planta.

3.1 LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA.

Para tener una localización idónea para una planta de generación termo solar haciendo uso de la tecnología de concentradores cilíndrica parabólicos hay que tomar ciertos aspectos que son de importancia a la hora de la selección de dicho lugar dentro de El Salvador las cuales son:

Aspectos a tomar en cuenta para la selección del lugar de instalación:

- Irradiancia.
- Tipo de suelo.
- Accesibilidad al agua.
- Accesibilidad a red eléctrica de transmisión o subtransmisión.
- Accesibilidad en vehículos.
- Área disponible del terreno.

Ahora se ampliará cada uno de estos aspectos y su importancia a la hora de selección:

3.1.1 Irradiancia.

La irradiancia es uno de los aspectos a tomar en cuenta ya que entre mayor sea la irradiancia en el lugar donde se va a instalar la planta menor será el área necesaria para la generación de energía eléctrica [3].

Ahora tenemos que analizar cuáles zonas de El Salvador son las que están expuestas a mayor irradiancia, para esto se usará una herramienta que se encuentra en internet; donde se muestran diversos tipos de irradiancia, pero la que es de nuestro interés es de la irradiancia directa ya que el concentrador de cilíndricos parabólicos es la que más utiliza a la hora de la acumulación de calor ya que esta es la que se refleja en los espejos parabólicos.

La herramienta a utilizar se llama Global Solar Atlas donde entre otras muchas cosas se muestra la irradiancia directa que recibe diferentes zonas del país.

DIRECT NORMAL IRRADIATION EL SALVADOR

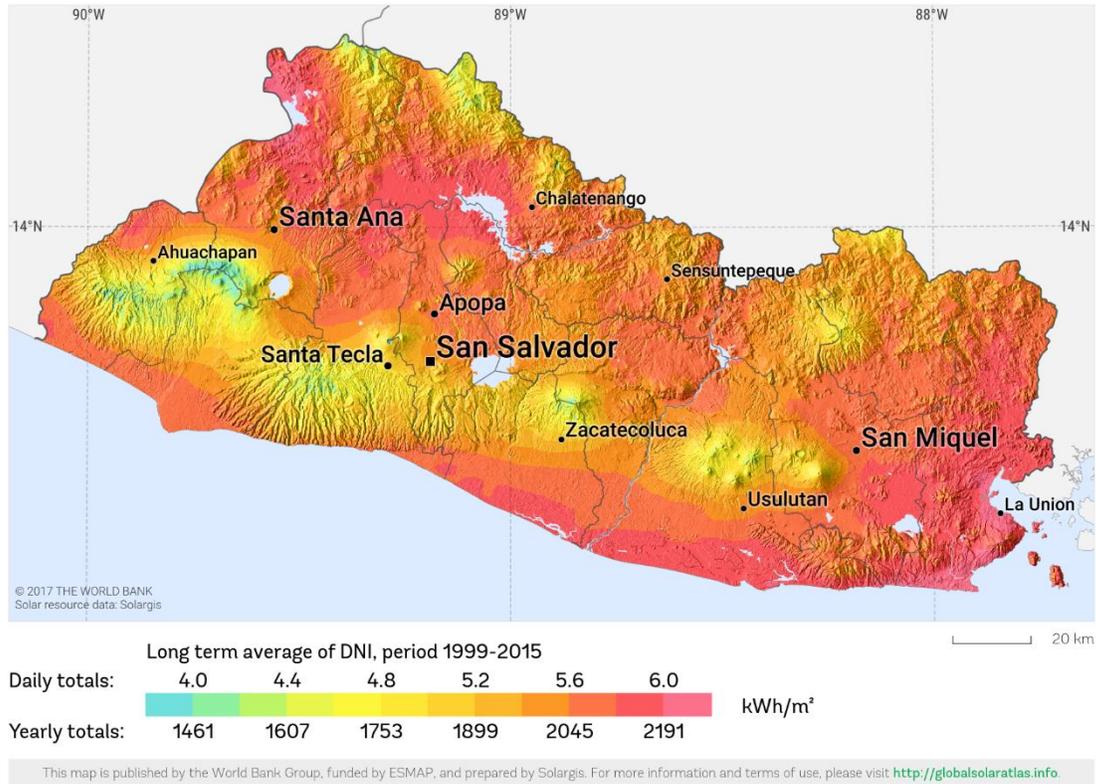


Ilustración 29: Mapa de Irradiancia normal de El Salvador (Fuente: globalsolaratlas.info).

Como podemos observar en el mapa hay sectores en el país donde se tienen irradiancias hasta de 6 kWh/m² y ahí serían los lugares idóneos para localizar una planta de energía termo solar.

3.1.2 Tipo de suelo.

La importancia del tipo de suelo que puede haber se trata porque al momento de instalar una planta termo solar se haga en un terreno que no sea fértil ya que se estaría desperdiciando una parte del suelo para poder plantar o cosechar diferentes tipos de plantas ahora se hará un análisis de dichos tipos de suelo que existen. En El Salvador existen muchos tipos de suelos los cuales se definirán cada uno de ellos para saber qué tipo son y sus características.

Según estudios de pedología realizados en el país en el año 2012 los tipos de suelos que se pueden encontrar en El Salvador son los siguientes [4]:

- Aluviales
- Andisoles
- Grumosoles
- Halomórficos
- Latosoles arcillosos ácidos
- Latosoles arcillo – rojizos
- Litosoles
- Regosoles

Descripción de cada uno de ellos:

Aluviales:

Son suelos recientes o de reciente deposición y carecen de modificaciones de los agentes externos (agua, clima, etc.). Las ubicaciones de ellos se encuentran en áreas ligeramente inclinadas o casi al nivel de las planicies costeras y valles interiores en donde el manto freático está cerca de la superficie y el drenaje por lo general es pobre. Este tipo de suelos son de alta productividad donde, se permite la agricultura intensiva y mecanizada, apto para cualquier cultivo.

Andisoles:

Suelos que contienen cenizas volcánicas de diferentes épocas y en diferentes partes del país, tiene por lo general un horizonte superficial entre 20 y 40 centímetros de espesor, color oscuro, textura franca y estructura granular. Tiene muy alta productividad, según la topografía son aptos para una agricultura intensiva mecanizada para toda clase de cultivos.

Grumosoles:

Suelos muy arcillosos de color gris a negro, cuando están muy mojados su vuelven pegajosos y plásticos. Cuando están secos son muy duros y se rajan. Por lo cual no son aptos para cultivos de alto valor comercial ya que al rajarse rompen las raíces de las plantas.

Halomórficos:

Suelos salinos de los manglares de colores grises debido a la condiciones anaeróbicas existentes durante su formación por permanecer inundados frecuentemente. Su textura es variable, es decir, de texturas limosas, arenosas y arcillosas de estratos en diferente posición. El uso potencial de estos suelos es muy pobre para la producción de cultivos agrícolas.

Latosoles arcillosos ácidos:

Son suelos similares a los latosoles arcillo-rojizos, pero más profundos, antiguos y de mayor acidez: por lo tanto más empobrecidos de nutrientes. Se localizan en zona norte y en las tierras altas y montañosas. Su producción agrícola es de moderada a baja y requieren de altas fertilizaciones.

Latosoles arcillo-rojizos:

Suelos arcillosos de color rojizos en lomas y montañas. Son bien desarrollados con estructura en forma de bloque con un color generalmente rojo aunque se encuentran también amarillentos o cafésos. Esta pigmentación se debe principalmente a la presencia de minerales de hierro de distintos tipos y grados de oxidación. La fertilidad puede ser alta en terrenos protegidos pudiendo utilizarse maquinaria agrícola cuando la pendiente es moderada. Son suelos aptos para casi todos los cultivos.

Litosoles:

Suelos de muy poca profundidad sobre roca pura, son suelos muy complejos. La mayoría son suelos cuyos horizontes superficiales han sido truncados a causa de una severa erosión laminar o sea que la erosión ocurre en láminas y no en forma de cárcavas, son suelos arcillosos como los latosoles pero muy superficiales. Las texturas varían de gruesa, arenas y gravas hasta muy pedregosos sobre la roca dura. El uso potencial es muy pobre de bajo rendimiento. Sin embargo en algunos lugares muy pedregosos por la gran cantidad de piedras reduce la erosión, por lo cual pudieran generar buenos rendimientos por mata si el cultivo se hace con chuzo.

Regosoles:

Suelos profundos, jóvenes de material suelto o no consolidado. El horizonte superficial, es el único evidente a la vista, suele ser de unos 10 a 20 centímetros de espesor, con alto contenido en materia orgánica. En El Salvador se encuentra siempre en material arenoso fino de color gris, suelto. Dada su precaria capa superficial en las cimas de las ondulaciones de los cordones litorales, se recomienda utilizar los regosoles únicamente para vegetación permanente como el cocotero, el marañón o el pasto.

MAPA PEDOLOGICO DE EL SALVADOR

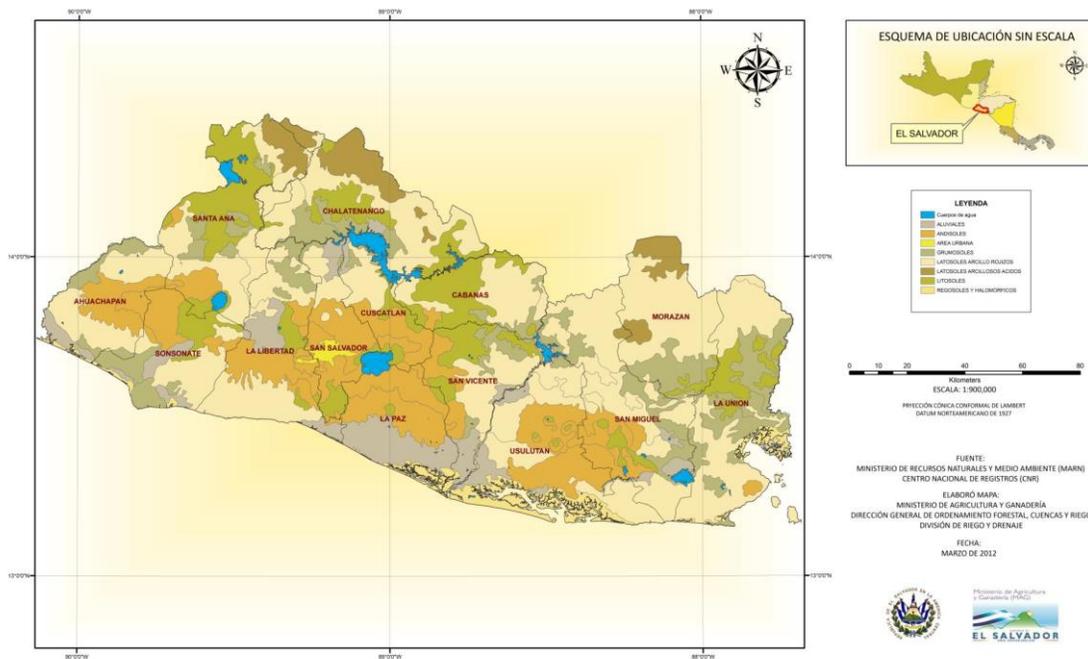


Ilustración 30: Mapa de los tipos de suelos de El Salvador (Fuente: Ministerio de Agricultura y Ganadería).

Según las distintas definiciones de los suelos que existen en El Salvador se clasifican en 2 diferentes las cuales son suelos:

- Suelos cultivables:
 - ✓ Aluviales
 - ✓ Andisoles
 - ✓ Latosoles arcillo-rojizos
 - ✓ Regosoles
- Suelos no cultivables:
 - ✓ Grumosoles
 - ✓ Halomórficos
 - ✓ Latosoles arcillosos ácidos
 - ✓ Litosoles

Según como se clasificaron así se trata de elegir los lugares más idóneos para la colocación de la planta para no afectar o utilizar terrenos que sean aptos para cultivos.

3.1.3 Accesibilidad a agua.

Como un recurso que es muy necesario para el funcionamiento de los generadores termo solares por concentración cilíndrico-parabólica ya que se necesita para la generación de vapor y para enfriamiento en el condensador de vapor.

Por lo cual es muy necesario tener cerca del lugar donde se piensa tener la planta de generación; ya que sin ésta no será posible la generación eléctrica.

Para saber en qué lugares hay accesibilidad al agua ya sea potable o de alguna fuente que exista cerca de la ubicación donde se piensa colocar la planta termo solar se utilizara los mapas hidrogeológicos de El Salvador que se encuentra en la página web de ANDA y éstos están divididos en 6 secciones [5].

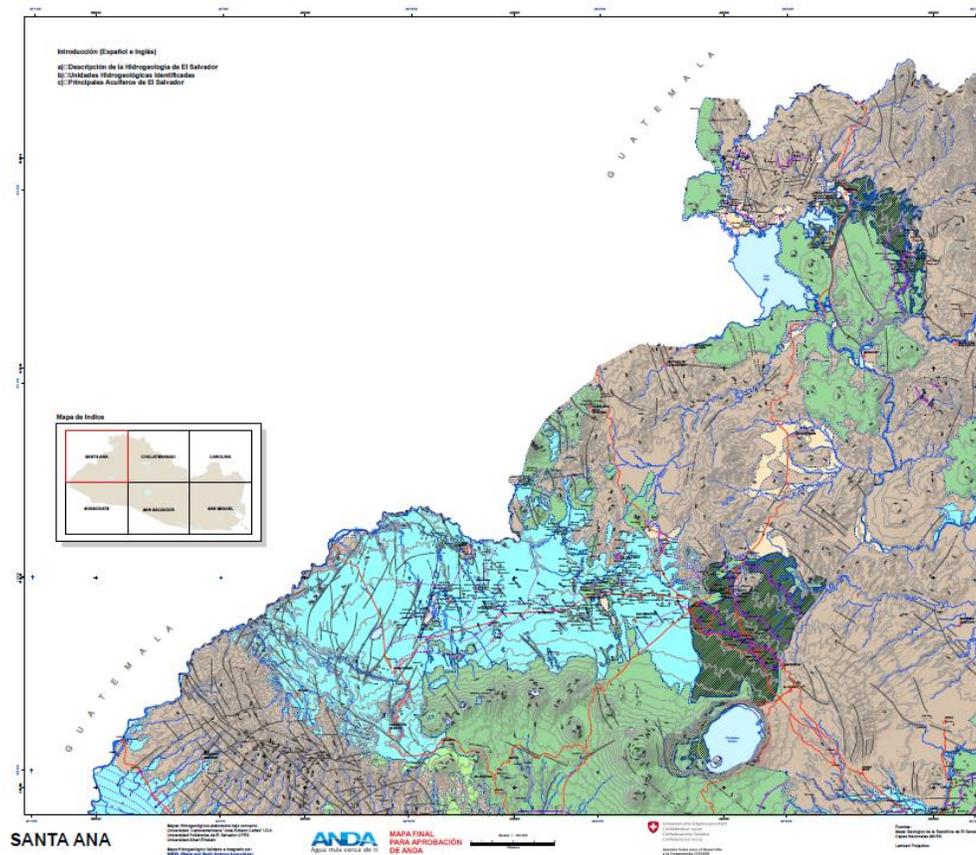


Ilustración 31: Mapa hidrogeológico zona Santa Ana (Fuente: ANDA).

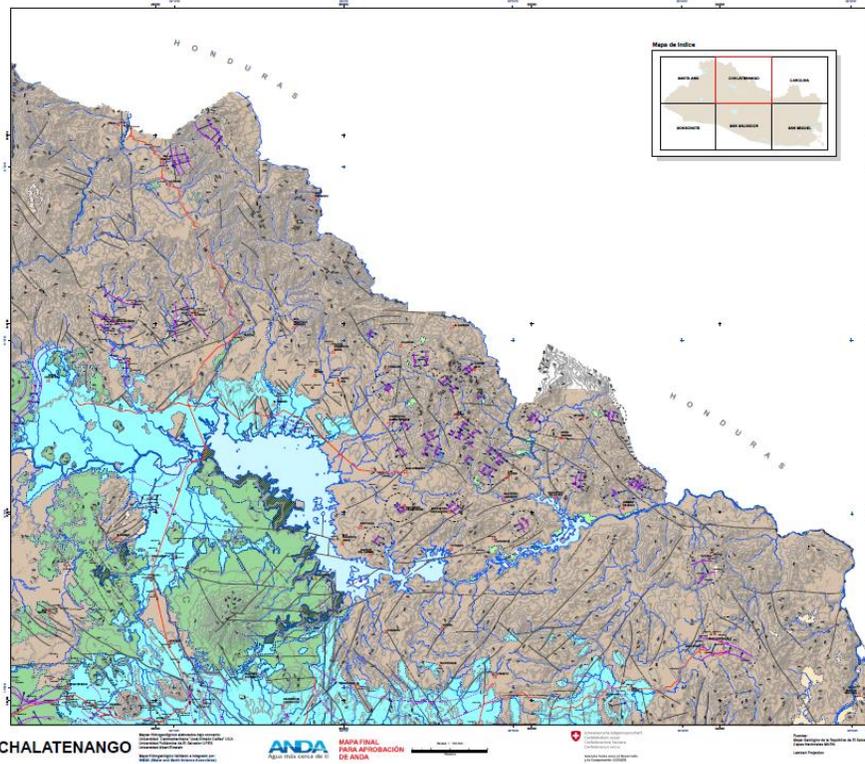


Ilustración 32: Mapa hidrogeológico zona Chalatenango (Fuente: ANDA).

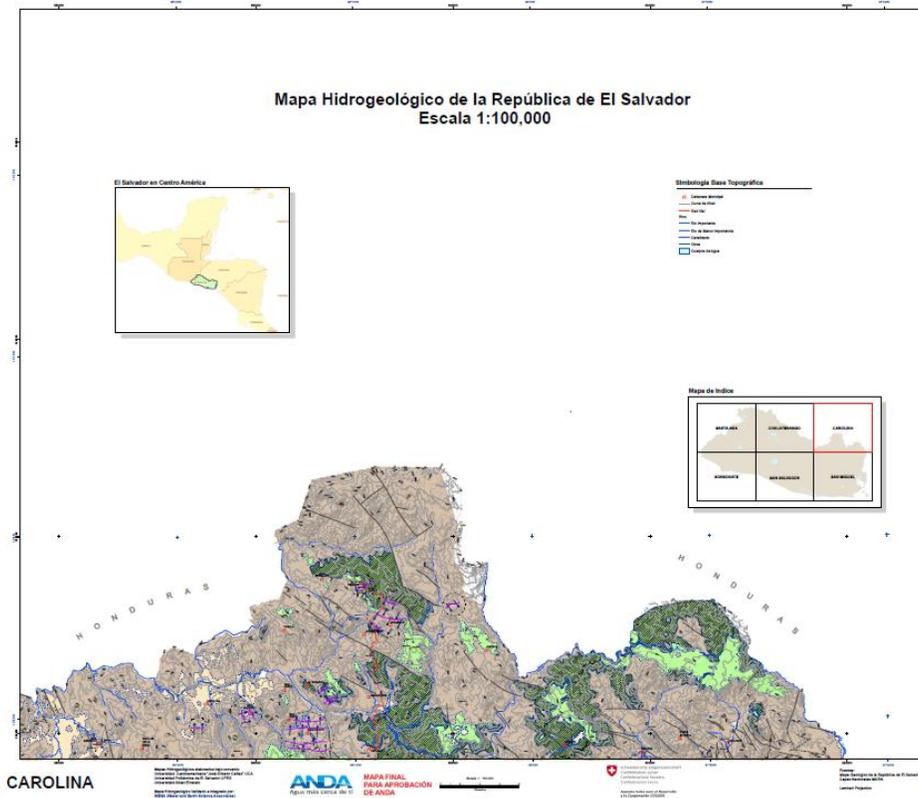


Ilustración 33: Mapa hidrogeológico zona Carolina (Fuente: ANDA).

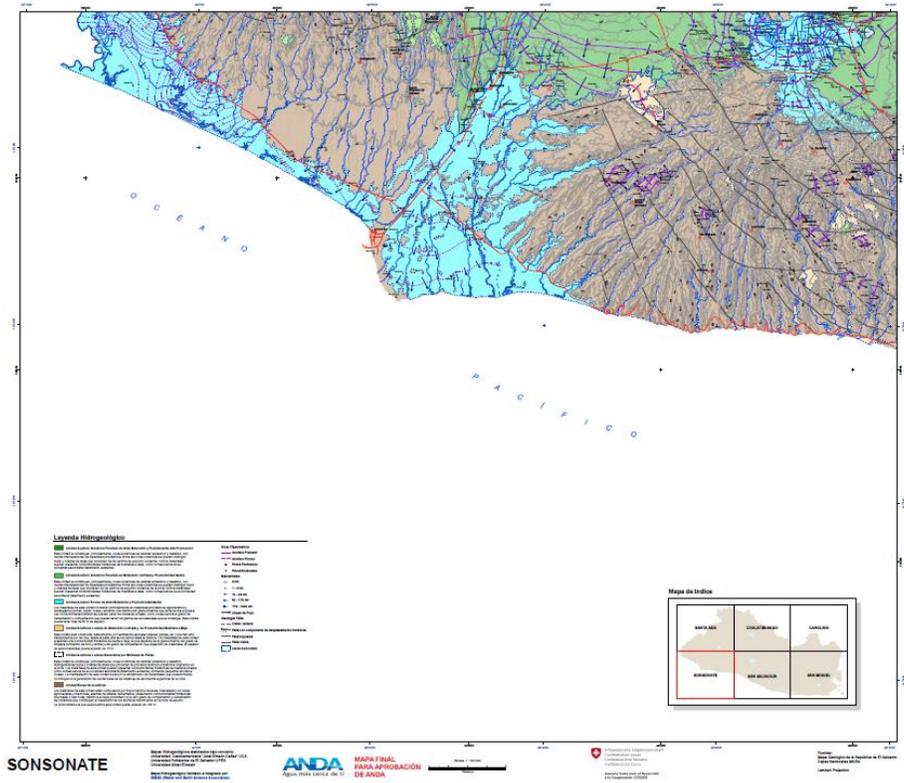


Ilustración 34: Mapa hidrogeológico zona Sonsonate (Fuente: ANDA).

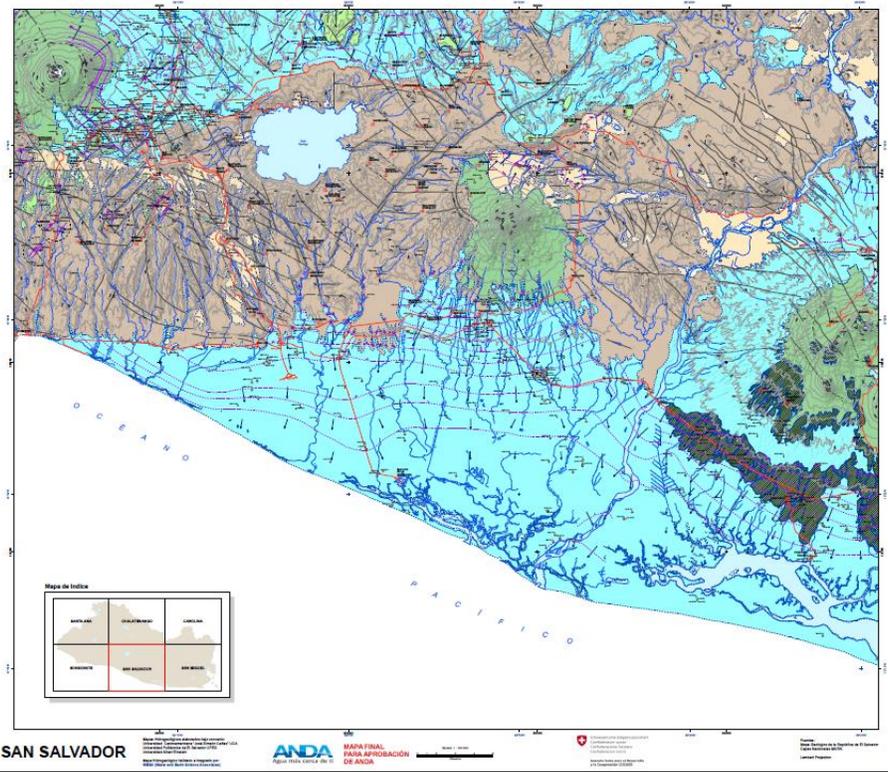


Ilustración 35: Mapa hidrogeológico zona San Salvador (Fuente: ANDA).

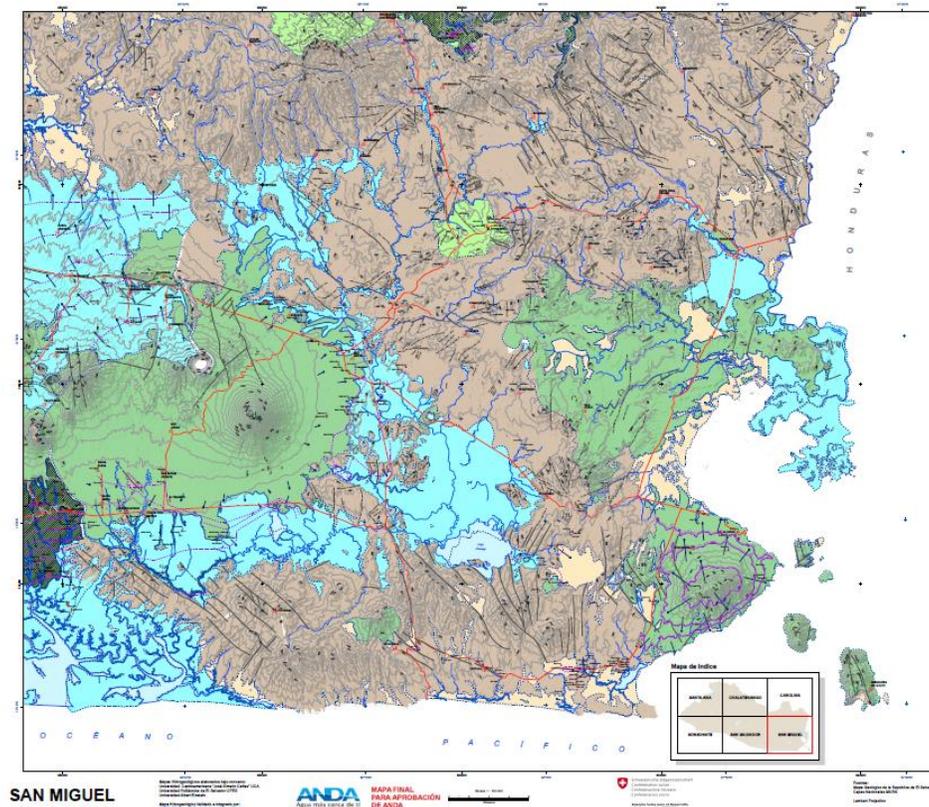


Ilustración 36: Mapa hidrogeológico zona San Miguel (Fuente: ANDA).

3.1.4 Accesibilidad a red eléctrica de transmisión o subtransmisión.

El lugar que se seleccione tiene que estar cerca de una línea ya sea de transmisión o subtransmisión eléctrica ya que eso facilitará la conexión del transformador de potencia a la red eléctrica del país, sin necesidad de tener que montar líneas hacia el lugar donde se encuentra el proyecto de generación termo eléctrica por concentradores cilíndricos parabólicos.

Para saber por dónde pasan dichas líneas se utiliza un mapa de El Salvador donde muestra las líneas y subestaciones que se encuentra en operación de 115 kV y 230 kV.

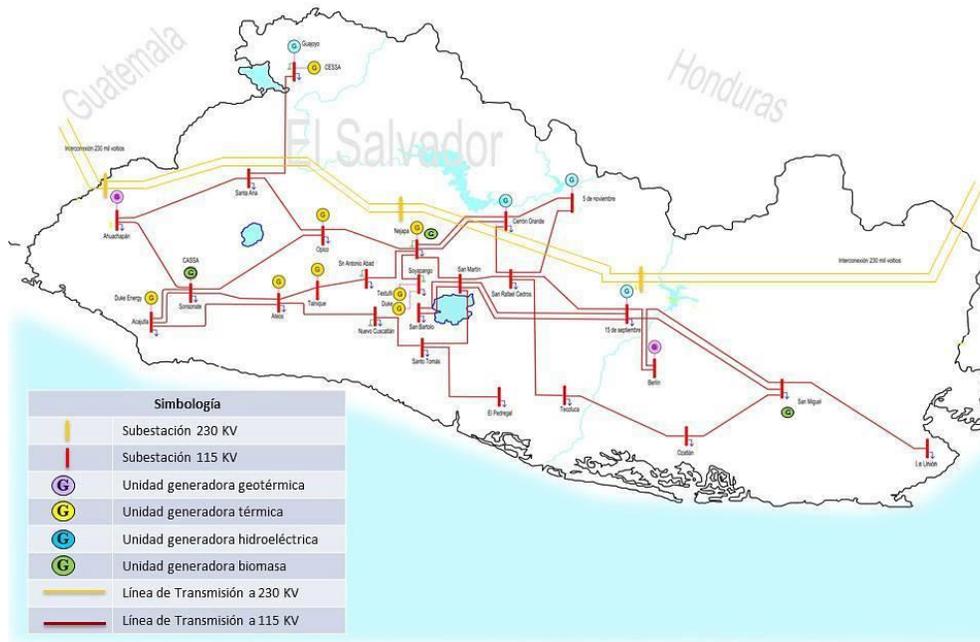


Ilustración 37: Red eléctrica 115 kV y 230 kV en El Salvador.

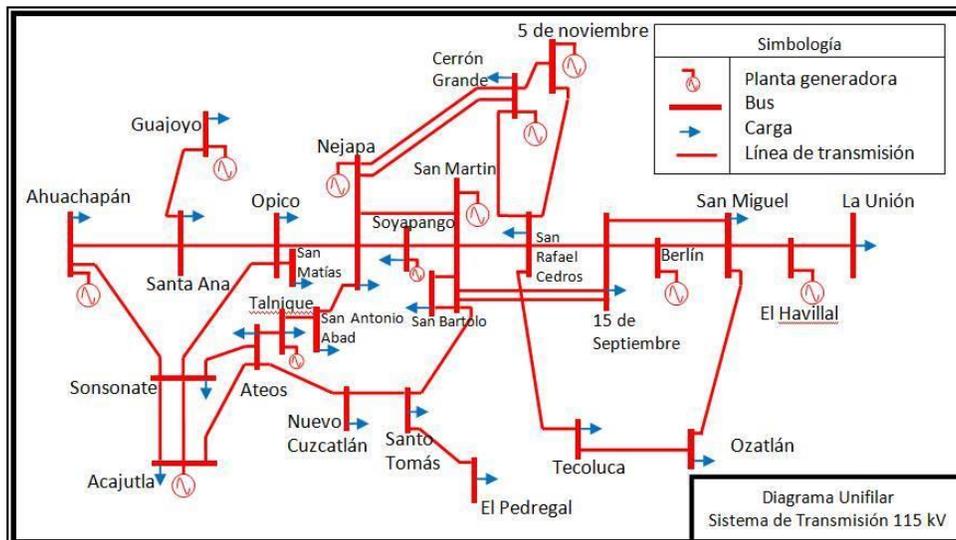


Ilustración 38: Diagrama unifilar sistema de transmisión 115 kV en El Salvador.

3.1.5 Accesibilidad en vehículos.

El terreno donde será ubicado el proyecto de generación tiene que ser accesible para los vehículos para la transportación de materiales necesarios para la construcción de la generadora termo solar; ya que aunque el terreno sea idóneo para la construcción pero al o tener acceso a vehículos dificulta el transporte a la generador ya sea para materiales o para darle el debido mantenimiento.

Por consiguiente para ver cuáles lugares son accesibles por medio de vehículos se utiliza el mapa de la red vial de El Salvador [6].



Ilustración 39: Mapa de red vial de El Salvador (Fuente: Fovial).

3.1.6 Área disponible del terreno.

El área que se utiliza para una planta de energía termo solar es muy importante ya que se tiene que saber el área de la cual se dispone a la hora de hacer el diseño para ver si las dimensiones que tenemos de la planta se pueden acoplar a las del diseño que se realizara en el siguiente capítulo.

Se seleccionaron 3 posibles lugares haciendo uso de la herramienta web de google earth para hacer uso del mapa y ver en qué lugares donde hay muy buena irradiancia se podría instalar una planta generadora mediante energía solar térmica utilizando concentradores cilíndrico parabólicos.

La cuales son las siguientes coordenadas [7]:

1. 14.054350, -89.163750 (se encuentra al sur de Chalatenango)
2. 13.341964, -88.067341 (se encuentra al sur de San Miguel)
3. 14.344618, -89.573299 (se encuentra al norte de Santa Ana)

1. 14.054350, -89.163750



Ilustración 40: Ubicación del primer lugar seleccionado (Fuente: Google Earth)

El área que se tiene disponible en esta ubicación se muestra en la siguiente imagen.

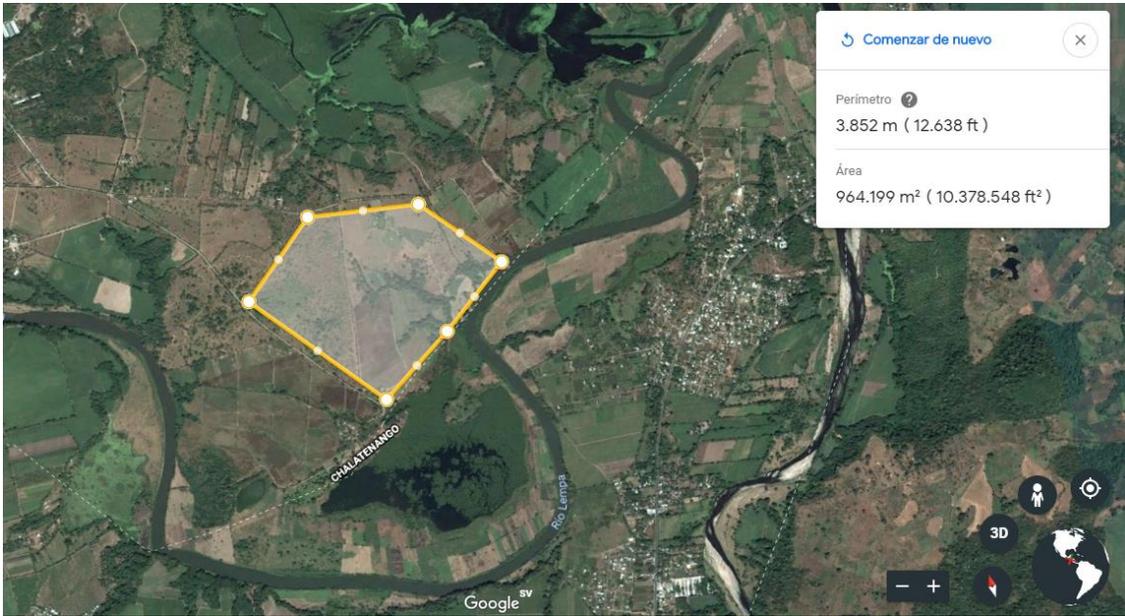


Ilustración 41: Área del primer lugar seleccionado (Fuente: Google Earth)

2. 13.341964, -88.067341



Ilustración 42: Ubicación del segundo lugar seleccionado (Fuente: Google Earth)

El área que se tiene disponible en esta ubicación se muestra en la siguiente imagen.

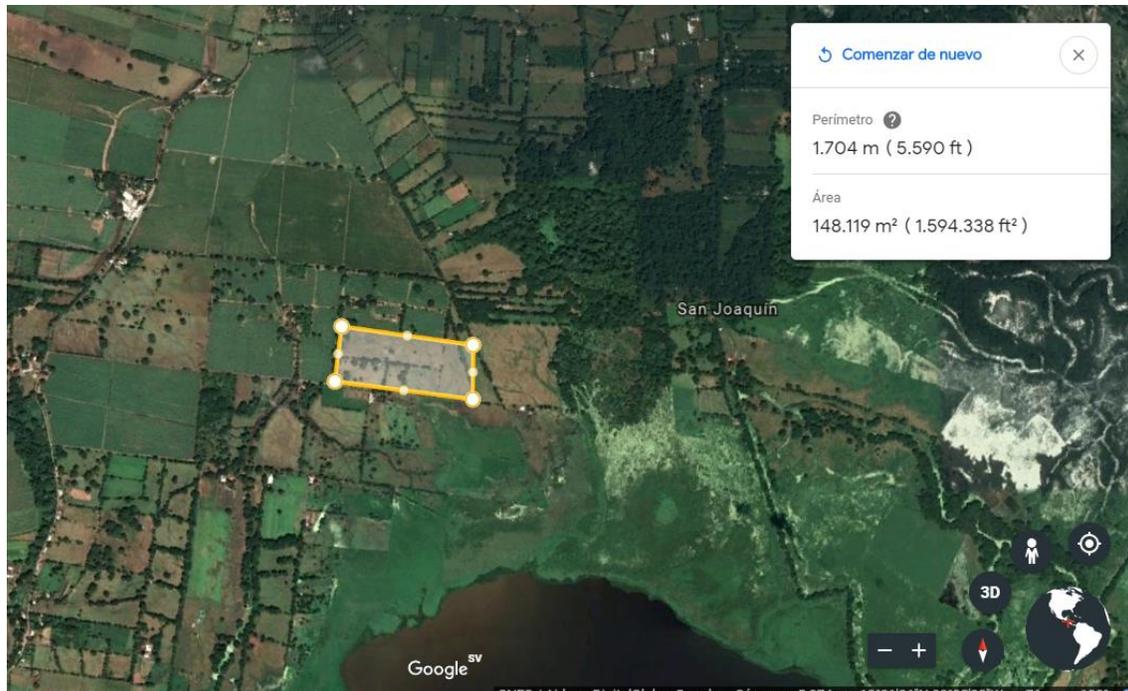


Ilustración 43: Área del segundo lugar seleccionado (Fuente: Google Earth)

3. 14.344618, -89.573299

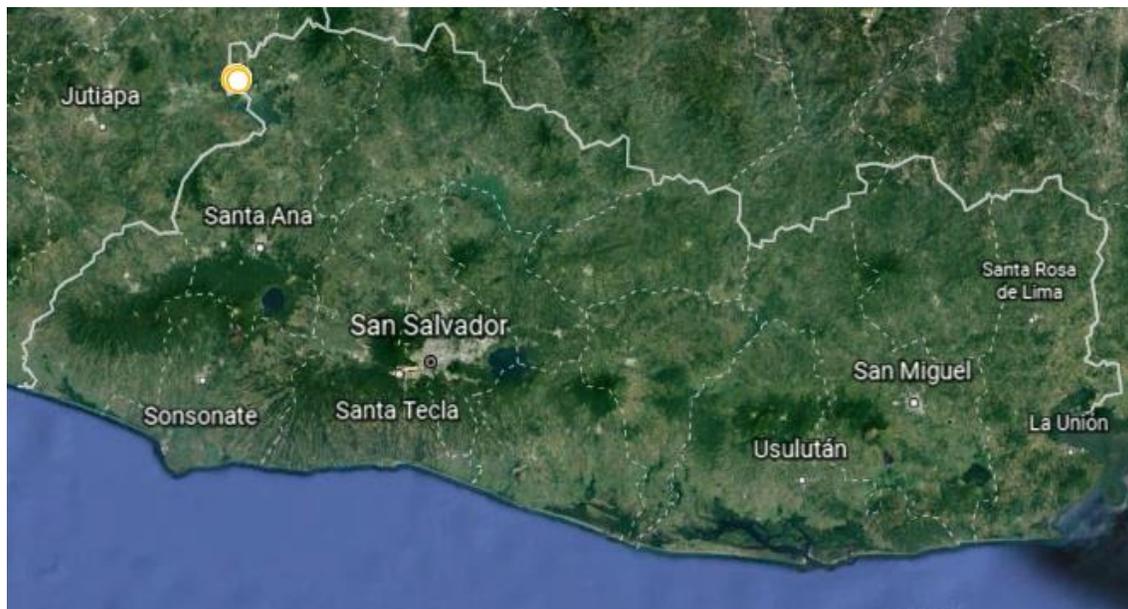


Ilustración 44: Ubicación del tercer lugar seleccionado (Fuente: Google Earth)

El área que se tiene disponible en esta ubicación se muestra en la siguiente imagen.

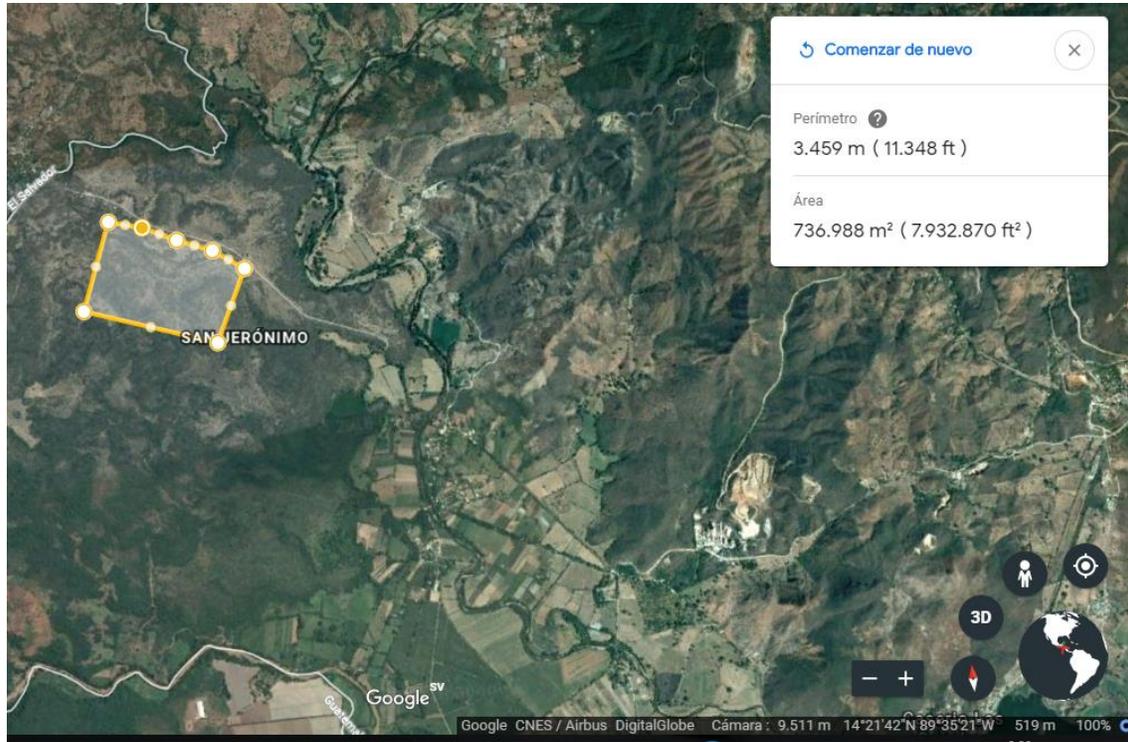


Ilustración 45: Área del tercer lugar seleccionado (Fuente: Google Earth)

Después de tener los 3 lugares donde se puede ubicar la planta termo solar ahora se realiza un cuadro comparativo para ver cuál es el más idóneo para su instalación utilizando los puntos antes vistos.

Coordenadas de los lugares.	Radiancia por día (Kwh/m ²).	Tipo de suelo	Accesibilidad al agua	Accesibilidad a red eléctrica	Accesibilidad de vehículos	Área disponible
14.054350, 89.163750	- 5.904	Grumosoles (no cultivables)	Si	Si	Si	964.199 m ²
13.341964, 88.067341	- 5.956	Aluviales (cultivables)	Si	Si	Si	148.119 m ²
14.344618, 89.573299	- 6.044	Litosoles (no cultivables)	Si	Si	Si	736.988 m ²

Tabla 6: Comparación de los tres lugares seleccionados.

Capítulo 4:

Diseño de la planta
solar térmica.

4.1 Diseño de la planta solar térmica

Para el diseño de una planta solar térmica es necesario conocer los requerimientos físicos requeridos en los elementos que forman parte del sistema de generación, tales requerimientos son ángulos, temperaturas, velocidades, flujos másicos, presiones etc. Para obtener los valores en los cuales estos requerimientos deben estar, es necesario conocer el funcionamiento básico que tendrá el diseño empleado, el problema fundamental es determinar cuántos y en qué forma serán conectados los colectores para proporcionar la potencia de salida requerida.

4.2 Funcionamiento básico del sistema a implementar.

El funcionamiento básico del sistema es el siguiente: cierta cantidad de luz solar es captada por el conjunto de CCP's y desviada hacia un área muy pequeña (es decir la luz se concentra) que en este caso es el tubo absorbedor dentro del cual se hace fluir un tipo de fluido HTF (fluido de transferencia de calor generalmente aceite térmico) que debe transportar grandes cantidades de calor sin cambiar de fase en el rango de temperatura de entrada y salida del campo de colectores, como consecuencia el fluido incrementa su temperatura a lo largo del recorrido dentro del absorbedor una vez ha salido del campo solar se dirige hacia un intercambiador de calor en el que hay dos circuitos (uno por cada fluido) en uno de los cuales circula el fluido térmico (aceite térmico) el cual cederá cierta cantidad de calor hacia el otro fluido (agua) en el otro circuito como consecuencia de esta entrada de calor hacia el agua este incrementa su temperatura evaporándose produciéndose vapor sobrecalentado, este vapor se dirige hacia una turbina que produce trabajo mecánico con el cual se mueve un generador eléctrico, a la salida de la turbina el vapor pierde presión y temperatura y es dirigido hacia el condensador en este, el vapor se convierte en líquido cediendo cierta cantidad de calor al medio de enfriamiento (agua o aire), ahora ya que el agua se encuentra a temperatura y presión relativamente baja en comparación con lo requerido en el intercambiador de calor es necesario que incremente su temperatura y presión para volver al punto inicial del ciclo para ello se emplean bombas que aumentan la presión y temperatura del agua[9].

4.3 Método de diseño.

El método empleado para el dimensionamiento de la planta termo solar se basa en la obtención de la eficiencia de conversión de potencia en cada etapa del sistema considerando una potencia de entrada y una de salida para poder representarlo en un diagrama de bloques en el que se conoce a priori la salida de potencia deseada para la cual todos los demás elementos deben acondicionarse por lo que se toma como punto de partida una potencia eléctrica total de 10 MW.

A lo largo de la trayectoria que realiza la energía al entrar al sistema de generación (planta de generación) como energía solar, y salir como energía eléctrica suceden varias transformaciones energéticas, algunas del mismo tipo, lo que se traduce en pérdidas de energía en todo el sistema de generación que inician en los captadores solares (CCP) seguidas de pérdidas en las tuberías en el intercambiador de calor, en la turbina y por último en el generador; son estas pérdidas las que definen la eficiencia total del sistema.

4.4 Elementos empleados

4.4.1 Colectores CCP.

Los colectores solares empleados son enormes estructuras que deben tener la capacidad de soportar cargas de viento cuando este en operación sin deformarse, para siempre mantener un punto de foco, además debe ser lo suficientemente liviano para permitir un fácil seguimiento del sol, resistentes a las condiciones ambientales, etc. Entre algunos tipos de colectores CCP se pueden mencionar: LS2, LS3, ASTRO, EUROTROUGH.

Para el diseño se usa un colector CCP EUROTROUGH150 debido a sus propiedades físicas y facilidades expuestas por el fabricante como un actuador hidráulico ya incluido [10].

Modelo	ET150	SKYTROUGH	ET100
Longitud focal	1.71 m	1.8 m	1.71 m
Radio del absorbedor	35 mm	40mm	35 mm
Ancho de apertura	5.76 m	6 m	5.76 m
Área de apertura	828 m ²	656 m ²	552 m ²
Longitud del colector	148.5 m	115 m	99.5 m
Número de Módulos por Drive	12	8	8
Número de espejos	336	-	224
Número de tubos absorbedores	36	-	24
Reflectividad del espejo	94%	94%	94%

Tabla 7: Datos del colector CCP.

4.4.1.1 Orientación

El campo solar será ubicado en terrenos planos idealmente, con ligeras pendientes hacia el sur (para evitar potencia adicional requerida en el sistema de bombeo) es decir que la componente horizontal del vector normal a la superficie del terreno apunte hacia el sur, tratando de estar siempre en paralelo con el vector de posición del sol o con la menor diferencia entre estos ángulos(ángulo de incidencia), esta diferencia se debe a la ubicación en latitud del país que corresponde a un ángulo

asimétrico con respecto al eje cenital, esto se ve compensado con ángulos de inclinación hacia el sur de un plano ubicado en el hemisferio norte.

Sistema de seguimiento: como forma de aprovechar la irradiancia solar y la variación que esta tiene a lo largo del día debe emplearse un sistema de seguimiento solar ya sea en lazo cerrado o lazo abierto (debido a que la posición del sol está determinada y es predecible) por las limitaciones que la tecnología empleada (CCP) supone debido a las grandes dimensiones en longitud de los colectores no es posible utilizar seguimiento en dos ejes, el sistema de seguimiento que se emplea es orientación norte-sur (es decir que el eje de giro es paralelo a la línea norte-sur) con seguimiento este-oeste (un eje), debido a que el movimiento aparente del sol a lo largo del día es bastante lento, no es necesario que los actuadores que se encargan de hacer girar los concentradores solares sean activados continuamente en base a esto se recomienda moverlos cada cierto periodo de tiempo que puede comprender entre 5 y 15 minutos, además el código que debe controlar el movimiento debe contener funciones que permitan controlar en cierta medida la radiación solar incidente mediante la variación del ángulo de incidencia con respecto al ángulo óptimo (ángulo de incidencia = 0°).

Debido a la ubicación geográfica y el pequeño tamaño de El Salvador, la ligera variación en la latitud de cualquier ubicación dentro de éste no tiene efecto significativo en el área efectiva de captación; por lo que la latitud puede tomarse constante.

Latitud: $14^\circ 04' 53''$

Longitud: $-89^\circ 09' 47''$

Ángulo de incidencia (θ): 16.31°

Correspondiente que se tendrá como referencia para el diseño, es decir se diseña en base a la irradiancia y condiciones solares de ese día, la latitud del lugar se puede conocer mediante mapas satelitales de internet, la declinación se calcula para el día de diseño; la orientación del plano es hacia el sur y la hora solar es a cero grados (medio día solar).

Eligiéndose el día número 75 (marzo) del año debido a que representa un mes durante la época seca y para el cual la declinación no es negativa.

Irradiancia: 940 W/m^2

Temperatura media: 28°C por las características geográficas y climáticas ninguno de los posibles lugares seleccionados presenta temperaturas ambientales demasiado bajas como para producir problemas en el fluido calo portador.

Irradiancia anual acumulada: 2152 kW/m^2 valor obtenido de Global Solar Atlas.

Los captadores cilíndrico-parabólicos están generalmente instalados en el campo de captadores de forma que sus ejes de rotación están orientados Norte-Sur o Este-Oeste.

Las variaciones estacionales en la energía térmica suministrada por un CCP a lo largo de días diferentes vienen determinadas por dos parámetros principales: el ángulo de incidencia de la radiación solar sobre el plano de abertura de los captadores, y el número de horas de Sol disponibles desde el Orto hasta el Ocaso. Debido a que el ángulo de incidencia es significativamente mayor en los días de invierno que en verano, y las horas de Sol son menos en los días de invierno que en los de verano, las variaciones estacionales en la energía térmica diaria suministrada por captadores orientados Norte-Sur son bastante grandes, porque la energía suministrada diariamente puede ser varias veces mayor durante los meses de verano que en los meses de invierno, dependiendo de las condiciones atmosféricas en el lugar de instalación.

4.4.2 El tipo de tubo absorbedor

El tubo absorbedor es el componente del campo solar en el cual se transfiere al fluido térmico la potencia térmica producida por el sol, es decir tiene como entrada una potencia de radiación y como salida una potencia térmica en el fluido (aceite). Este elemento en conjunto con los espejos e son los que más definen la eficiencia global del sistema puesto que es primero en afectar al parámetro de entrada (energía solar). El tubo colector debe ser bastante eficiente en absorber energía solar a esta se caracteriza por la absorptividad del tubo, además debe emitir muy poca energía con relación a su temperatura esta relación se conoce como emisividad o emitancia. Siendo los parámetros importantes en el tubo absorbedor. Para el diseño se utilizan tubos de alto vacío y que pueden operar con aceite térmico a casi 400°C los modelos de Schott y Siemens UVAC tienen propiedades similares en cuanto a operación se usara en el diseño el SIEMENS UVAC.

En el campo solar se utilizan 40 lazos con 4 drives conectados en serie cada uno, proporcionando un área de 140*Área del drive de donde se conoce que el área de cada drive es de 826 m² y la irradiancia normal del día de diseño es de 940 W/m².

De graficas de los colectores se obtiene la eficiencia global del colector en el que se considera como entrada la irradiancia normal incidente y como salida la potencia térmica del fluido caloportador (therminol VP-1) esta eficiencia ronda 0.65 según las gráficas del colector dicho valor ya considera el ángulo de incidencia.

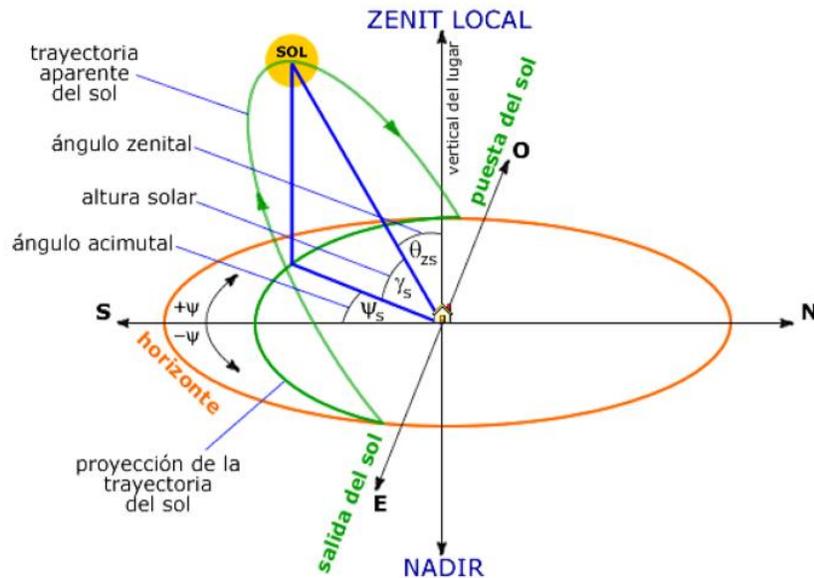


Ilustración 46: Coordenadas solares [9].

4.4.3 Fluido térmico

El fluido térmico debe ser capaz de operar en un amplio rango de temperaturas, siendo prioritarios los que permitan temperaturas más altas, en base a esta situación se selecciona el Therminol VP-1 que posee una temperatura máxima de operación de 400°C, debido a la degradación que este fluido térmico tiene cuando opera a temperaturas altas se usa una temperatura de salida (del campo solar) del aceite de 397°C. En el proceso de transporte del fluido térmico por las tuberías que interconectan cada lazo de colectores se producen ciertas pérdidas que rondan el 15 % de potencia térmica, que ocasionan una leve disminución de la temperatura debido es a esto la temperatura con la que el aceite llega al intercambiador de calor es de 395°C saliendo de este a temperatura que ronda los 235°C. Se recomienda mantener el fluido térmico a presión para evitar que se evapore fácilmente debido a la alta temperatura de operación.

Una tabla de datos característicos del fluido térmico utilizado se muestra a continuación:

Temperatura máxima de operación	400 °C
Temperatura máxima de capa	430 °C
Temperatura normal de evaporación	257 °C
Temperatura de auto ignición	601 °C
Coeficiente de expansión térmica a 200°C	0.000979/°C
Calor de vaporización a máxima temperatura de uso	206 kJ/kg
Densidad a 235 °C	881 kg/m ³
Densidad a 395 °C	694 kg/m ³
Presión de vapor a 200°C	23.9 kPa
Presión de vapor a 400°C	1090 kPa

Tabla 8: Datos del fluido térmico [22].

Debido a que la radiación solar no tiene un valor de irradiancia constante es necesario que se implemente una forma de control a fin de obtener los valores de salida (flujo de calor o temperatura) deseados o con el menor error con respecto a la magnitud salida deseada, para dicho objetivo es común variar el flujo del fluido calo portador variando la velocidad con la que este circula dentro de las tuberías.

El dimensionamiento del campo solar:

Un campo solar de CCPs tiene cierta cantidad de filas conectadas en paralelo, a cada una de estas se les llama lazos. Donde cada lazo, está compuesto por varios captadores conectados en serie (llamados drive) de manera que el fluido térmico que circula por los tubos absorbedores es calentado conforme pasa desde la entrada a la salida de cada lazo del campo de colectores.

El dimensionamiento del campo solar se realiza en base a 2 condiciones, la potencia térmica requerida y el salto térmico del fluido térmico.

Para el cálculo de la cantidad de drives que formarán un lazo se determina el salto térmico las temperaturas de entrada y salida del campo solar serán 235 °C y 395 °C respectivamente. Por tanto, el salto térmico requerido en este caso es de $\Delta T = 160$ °C.

Se ha determinado que cada drive aporta un salto térmico de 42 °C por lo que el número de captadores que forman un lazo resulta ser de 4, proporcionando cada lazo una potencia térmica de 1860 kW, puesto que la potencia de captación necesaria es de 72000 kW el número de lazos es de 35.

Intercambiador de calor

4.4.4 BOP

Al conjunto de elementos de que transforman la energía térmica en energía eléctrica se le llama bloque de potencia y este bloque de potencia posee un ciclo de trabajo de vapor llamado Rankine con una eficiencia definida por el tipo de ciclo Rankine utilizado (Rankine con recalentamiento y regeneración)

El bloque de potencia está compuesto de los elementos que transforman la energía térmica en energía eléctrica, y se debe ubicar de manera que quede localizado, a una distancia que minimice las pérdidas térmicas cuando el fluido sale del campo solar, además mantenerlo cerca reduce la carga sobre las bombas (generalmente ubicado en el centro del campo solar).

El bloque de potencia es el elemento de menor eficiencia en todo el sistema, por lo tanto puede considerarse una buena estimación el producto de esta con la eficiencia del campo de colectores.

La eficiencia del bloque de potencia está condicionada por: la temperatura máxima del vapor, presión máxima de la turbina, presión mínima de condensado.

Límites de temperatura definidos a la entrada y salida del vaporizador (intercambiador de calor).

$$T_{in} = 235^{\circ}C \quad T_{out} = 380^{\circ}C$$

4.4.4.1 El funcionamiento del bloque de potencia.

El fluido calo portador (therminol VP1) pasa a través de un intercambiador de calor donde transfiere su energía al agua (fluido de trabajo que circula por el bloque de potencia), obteniéndose vapor sobrecalentado que se usa inicialmente en la turbina de alta presión.

Una vez expandido el vapor en la parte de alta presión de la turbina el flujo se divide en dos. Uno de ellos se conducirá hacia el recalentador para volver a obtener vapor sobrecalentado y posteriormente expandirse en la turbina de baja presión, y la otra se utilizará para precalentar el agua de alimentación procedente de la segunda bomba y que va camino a la cámara de mezclado que esta antes del generador de vapor.

En la etapa de baja presión de la turbina, el vapor se expande hasta la presión del condensador, realizándose en su camino intermedio una extracción que también contribuyen a precalentar el agua que sale del condensador y que va camino a la entrada del generador de vapor. Cuando la mezcla de vapor y líquido entra al

condensador aún posee cierta cantidad de calor, que es extraído mediante un fluido de enfriamiento, una vez extraído el calor necesario para que todo el vapor se convierta en agua líquida al salir del condensador, se bombea hacia un colector de agua de alimentación donde se le proporcionará calor de la extracción de la etapa de baja presión; una segunda bomba transporta el agua hacia un segundo colector de agua de alimentación a diferencia que este no los mezcla, una tercera bomba transporta la primera extracción hacia una cámara de mezclado a la que también llega el fluido de la segunda bomba, obteniéndose así el flujo inicial que sale del vaporizador.

Se presenta una descripción de los elementos del bloque de potencia

4.4.4.2 Generador de vapor.

El generador de vapor es un intercambiador de calor que transfiere el calor del fluido calo portador hacia el agua, consiguiendo la evaporación de ésta para su utilización en la turbina de vapor. El fluido calo portador llega a este elemento con una temperatura aproximada de 395°C y salen de él a una temperatura cercana a los 235 °C. Este cambio de temperatura indica la transferencia de calor en el generador de vapor entre el fluido calo portador (therminol) y el fluido de trabajo (agua de proceso) llegando este hasta un estado de vapor sobrecalentado.

Es importante mencionar que este elemento no es realmente 100% eficiente ya que dicha eficiencia depende en gran medida del área de transferencia de calor y la conductividad de los fluidos en el proceso de intercambio, para determinar dicha eficiencia hay presentes graficas en las que se toman en cuenta las unidades de transferencia térmica (NTU), este valor de eficiencia resulta de 0.85 y el tipo de intercambiador es: intercambiador de tubos y carcasa. Por el que circulará en el lado de la carcasa (casco) el vapor de agua y por el lado de los tubos el fluido térmico (therminol VP-1).

Los requerimientos que debe cumplir son los presentados en la siguiente tabla.

Circuito	Tubos		Carcasa	
Fluido	Therminol VP-1		Agua	
Flujo [kg/s]	104		14	
Temperatura entrada salida [°C]	395	235	235	380
Velocidad max [m/s]	4		4	
Presión max[MPa]	1.4		12	
Razón de Calor útil transferido [kW]	33400			
Eficiencia mínima [%]	80			

Tabla 9: Parámetros básicos del intercambiador de calor.

4.4.4.3 Turbina de vapor.

La turbina de vapor es el elemento que realiza el trabajo mecánico que requiere el alternador. Para llevar a cabo esa conversión de energía, la turbina de vapor aprovecha la expansión del vapor que choca contra los alabes de la turbina

El tipo de turbina que se utiliza para centrales térmicas de concentración tienen casi las mismas características que las usadas en plantas térmicas convencionales, ya que la única diferencia funcional está en cómo se produce el calor que el fluido de trabajo requiere (en una térmica convencional se utiliza algún tipo de combustible para producir el calor).

El ciclo Rankine con recalentamiento y regeneración requiere de una turbina de dos etapas y con posibilidad de realizar extracciones a lo largo de la línea de expansión de la turbina. El cuerpo de la turbina viene dividido en dos partes, una etapa de alta presión y otra etapa de baja presión. El flujo procedente de la turbina de alta presión es direccionado hacia la turbina de baja presión una vez ha sido recalentado. Los ejes de ambos cuerpos se conectan de forma axial con el eje del generador eléctrico.

El escape está conectado con el condensador de forma axial. Para evitar la transmisión de vibraciones desde la turbina hacia otros elementos del bloque de potencia, la turbina se situará en una bancada independiente.

4.4.4.4 Condensador.

La mezcla de líquido y vapor resultante de la última extracción de la turbina de baja presión se dirige directamente hacia el condensador. En este elemento se extrae el calor de vaporización de la mezcla y se obtiene agua líquida. Este intercambio de energía se realiza típicamente con ayuda del agua procedente de una torre de refrigeración de tiro mecánico.

El condensado se retiene en la parte baja del condensador desde donde es aspirado por la bomba de condensado impulsándolo hacia los pre calentadores y el desaireador.

Las torres de refrigeración nutren del agua necesaria al condensador para evacuar el calor de la corriente proveniente de la turbina de vapor. Se trata de torres de refrigeración húmedas de tiro mecánico inducido con flujo en contracorriente.

El agua derivada del condensador entra a la torre de refrigeración por su parte superior y se deja caer sobre un empaquetamiento de relleno que renueva la superficie del agua que se está enfriando. En su caída, el agua se encuentra con una corriente de aire frío que es impulsado por un ventilador situado en la parte alta

de la torre. En este cruce de flujos, una parte del agua es evaporada, otra es arrastrada por el viento y otra cae al fondo de la torre desde donde es enviada de nuevo hacia el condensador.

4.4.4.5 Des aireador.

El des aireador es un intercambiador abierto en el que confluyen el condensado de la etapa de baja presión y las extracciones de la turbina de alta presión. Su misión es evitar que se cree una elevada concentración de oxígeno y otros gases contenidos en las aguas naturales. Estos gases pueden ser agentes nocivos que provocan fenómenos de corrosión en el acero y metales presentes en los diferentes elementos que componen el bloque de potencia.

La desgasificación se puede realizar por métodos térmicos o por métodos químicos. Lo más barato es el térmico. La alta temperatura a la que se encuentra el agua hace que estos gases no estén disueltos, pudiéndose eliminar mediante purgados. El método químico utiliza la adición hidracina para extraer el oxígeno.

Este elemento también cumplirá la función de tanque de almacenamiento de agua para la alimentación del generador de vapor. La parte inferior del desgasificador estará lleno de agua a un nivel que se mantendrá constante.

4.4.4.6 Tratamiento del fluido de trabajo.

Si se utiliza agua como líquido de enfriamiento, es necesario que la planta tenga acceso a una buena cantidad de agua, ya sea esta desviada de un río o bombeada desde un pozo, además de tener un tratamiento que le proporcione la calidad necesaria para operar.

El tratamiento básico para el agua es la desmineralización

El agua usada en plantas térmicas puede provenir de varias fuentes. Las aguas subterráneas de pozo, las aguas de lagos y embalses contienen algunas sales del agua natural, siendo las más comunes el calcio y el magnesio. En muchos procesos como es el caso existe la necesidad de reducir o eliminar en su totalidad estas sales por el daño potencial que representan en el equipo instalado. El término que se aplica para este proceso es desmineralización, y consiste básicamente en el filtrado de estos minerales. Las sales del agua se denominan sólidos disueltos, y como tales requieren el uso de tecnologías para cambiar el estado de las sales del agua de soluble a insoluble, y por consiguiente, extraíbles.

Ya que la planta termo solar en cualquiera de sus etapas, produce sustancias que no son adecuadas para el buen funcionamiento, como el caso de aceite térmico que tiene otros elementos debido a la degradación de éste y el agua que circula a través del bloque de potencia, si bien no es muy frecuente cambiarlo, es necesario tener

los implementos que le devuelvan la calidad necesaria para operar, en el caso del agua esto se puede manejar realizando el tratamiento correspondiente, para el caso del aceite térmico es necesario tomar las medidas preventivas que evite daños adicionales en el aceite como el caso de purgas de humedad u otros elementos que perjudiquen el comportamiento del sistema[8].

4.4.4.7 Bomba de agua de alimentación.

Las bombas de agua de alimentación tienen la función de elevar la presión hasta un valor determinado por los requerimientos termodinámicos (presión, entalpía, temperatura) en dicho punto, lo importante en este tipo de bombas es conocer la eficiencia isoentrópica que tienen en el caso de plantas térmica esta eficiencia ronda el 0.85, lo que significa que la energía requerida para realizar un trabajo determinado será mayor (la energía requerida se divide entre este valor). En el presente diseño se hay tres bombas de este tipo se asumirá el mismo valor de eficiencia isoentrópica para cada una de ellas.

4.4.4.8 Colectores de agua de alimentación.

Los colectores de agua de alimentación (CAA) son básicamente unidades de intercambio de calor ya sean estos abiertos o cerrados, los fluidos se mezclan en el primer caso, los fluidos solo intercambian calor en el segundo caso.

4.4.4.9 Generador eléctrico.

Este elemento es el encargado de convertir la potencia mecánica en potencia eléctrica es una de las máquinas de conversión más eficiente que existe superando 95% de eficiencia, se selecciona un generador síncrono con las siguientes características.

Potencia nominal [MVA]	10
Voltaje [kV]	11
Corriente nominal [A]	525
Nivel básico de aislamiento, BIL [kV]	110
Tipo de aislamiento	C
Factor de Potencia	0.90
Fases	3
Frecuencia [Hz]	60
Velocidad [RPM]	3600
Eficiencia mínima [%]	96

Tabla 10: Parámetros básicos del generador.

4.4.4.10 Transformador eléctrico.

Este tipo de elemento es el encargado de acondicionar el nivel de tensión que se requiere para transmitir la potencia eléctrica generalmente se usa un transformador elevador de tensión hasta 115 kV o 230 kV, generalmente hay más acceso a la línea de transmisión (115 kV).

Este elemento posee muy pocas pérdidas de potencia ($\leq 6\%$) lo que implica eficiencia de $>94\%$

Potencia del transformador (capacidad nominal)	10 MVA	
Impedancia mínima de cortocircuito	7 %	según tabla IEC 60076-5
Tipo de enfriamiento	OA	Sumergido en aceite con enfriamiento natural
Número de fases	3	
Nivel de voltaje primario	11 kV	Conexión Delta
Nivel de voltaje en el secundario	115 kV	Conexión estrella aterrizada
frecuencia	60 Hz	
Nivel básico de aislamiento (Bil)	250 kV	

Tabla 11: Parámetros básicos del transformador.

4.5 Ciclo Rankine

Para determinar la eficiencia del ciclo de Rankine utilizado (ciclo Rankine con recalentamiento y regeneración) es necesario tomar como punto de partida la presión de salida de la turbina y la de entrada de la misma pues la siguiente presión a determinar es la de la turbina de baja presión (debe rondar la cuarta parte de la presión de la turbina de alta)[23].

En base a lo expresado anteriormente, se puede obtener la potencia térmica necesaria para obtener la potencia eléctrica requerida, para tal situación se considera una potencia térmica de entrada y una potencia eléctrica de salida para el cual la eficiencia del ciclo Rankine representa dicha relación entre la entrada y la salida, y puesto que el rendimiento Rankine máximo es de alrededor de 39%, podemos obtener el dato estimado en la entrada es decir, la potencia térmica, mediante la siguiente fórmula sencilla:

$$\frac{P_e}{P_t} = \eta_R \rightarrow P_t = \frac{P_e}{\eta_R} = \frac{10 \text{ MW}}{0.39} = 25.64 \text{ MW}_t$$

En donde P_e y P_t : potencia eléctrica en MW y potencia térmica en MW, respectivamente.

Este valor puede ser una estimación de la potencia térmica requerida, ya que puede incluirse el efecto de pérdidas de conversión de energía mecánica a eléctrica además de incluir otras pérdidas térmicas.

Según datos de turbina reales la presión máxima de entrada a la turbina es de 110 bar (11 MPa) podemos usar una presión de 10 MPa la turbina permite presión de condensación de hasta 25 kPa

La turbina puede tener temperaturas de entrada de hasta 520°C

Para fines de cálculo se usan los siguientes datos de propiedades del vapor de agua [23]

Presión [kPa]	Vol. Especifico [m ³ /kg]		Energía interna [kJ/kg]			Entalpía [kJ/kg]			Entropía [kJ/kg*K]			Temperatura [°C]	Descripción
9000	0.001418		1350.9			1363.7			3.2866			303.35	Líquido comprimido
9000	0.001418	0.020489	1350.9	1207.6	2558.5	1363.7	1379.3	2742.9	3.2866	2.3925	5.6791	303.35	Agua saturada
9000	0.0291312		2824.36			3086.5			6.23768			390	Vapor sobrecalentado
Presión de recalentamiento													
Presión [kPa]	Vol. Especifico [m ³ /kg]		Energía interna [kJ/kg]			Entalpía [kJ/kg]			Entropía [kJ/kg*K]			Temperatura [°C]	Descripción
3000	0.001217		1004.600			1008.300			2.645400			233.85	Líquido comprimido
3000	0.001217	0.066667	1004.600	1598.500	2603.200	1008.300	1794.900	2803.200	2.645400	3.540200	6.185600	233.85	Agua saturada
3000	0.097616		2915.76			3208.58			6.8878			390.00	Vapor sobrecalentado

Tabla 12: Datos térmicos del agua.

Presión de extracción													
Presión [kPa]	Vol. Especifico [m ³ /kg]		Energía interna [kJ/kg]			Entalpía [kJ/kg]			Entropía [kJ/kg*K]		Temperatura [°C]	Descripción	
500	0.001093		639.5400			640.0900			1.860400		120.21	Líquido comprimido	
500	0.001093	0.374830	639.5400	1921.200	2560.700	640.0900	2108.000	2748.100	1.860400	4.960300	6.820700	120.21	Agua saturada
500	0.38884756		2583.76475			2778.17353			6.8878		165.28	Vapor sobrecalentado	
Presión de condensación													
Presión [kPa]	Vol. Especifico [m ³ /kg]		Energía interna [kJ/kg]			Entalpía [kJ/kg]			Entropía [kJ/kg*K]		Temperatura [°C]	descripción	
40	0.001026	3.993300	317.5800	2158.800	2476.300	317.6200	2318.400	2636.100	1.026100	6.643000	7.669100	75.86000	Agua saturada

Tabla 13: Datos termodinámicos a presión de extracción y condensación de vapor.

Los datos termodinámicos de cada punto del diagrama T-s de la figura [38] se muestran en la siguiente tabla.

punto	P [kPa]	T [°C]	h [kJ/kg]	s [kJ/kg*K]
1	40	75.86	317.6200	1.026100
2	500	75.89	318.0920	1.026100
3	500	120.21	640.0900	1.860400
4	9000	152.78	649.3805	1.860400
5	9000	233.62	1008.300	2.631100
6	3000	233.85	1008.300	2.645400
7	9000	235.19	1015.602	2.645400
8	9000	233.40	1008.300	2.62911
9	9000	390.00	3086.5	6.23768
10	3000	241.96	2829.968	6.23768
11	3000	390.00	3208.58	6.88780
12	500	165.28	2778.17353	6.88780
13	40	75.86	2362.4488	6.88780

Tabla 14: Estados termodinámicos ideales.

Para determinar las entalpías de los puntos “2, 4, 7” se parte del hecho que el trabajo realizado sobre el sistema (trabajo de la bomba) es igual a la diferencia de entalpías entre 2 presiones conocidas, es decir:

$$w_{bomba} = h_2 - h_1 = v(P_2 - P_1) \rightarrow h_2 = v_{@h1}(P_2 - P_1) + h_1$$

Para el estado "5" se asume una temperatura igual ala del estado "6"

Datos desconocidos como "5", "8" se usa iteración mediante IAPWS-IF97 usando software en línea [24].

Para determinar las fracciones de masa que sale de la turbina, se realiza balance de masa y energía en los calentadores de agua de alimentación (CAA):

Balance en el CAA cerrado

$$\dot{E}_{entrada} = \dot{E}_{salida}$$

$$(1 - y)h_4 + yh_{10} = (1 - y)h_5 + yh_6 \rightarrow y = \frac{h_5 - h_4}{h_5 + h_{10} - h_4 - h_6} = 0.164597$$

Balance en el CAA abierto

$$\dot{E}_{entrada} = \dot{E}_{salida}$$

$$(1 - y - z)h_2 + zh_2 = (1 - y)h_3 \rightarrow z = \frac{(1 - y)(h_3 - h_2)}{h_{12} - h_2} = 0.109345$$

$$\eta_{tér} = 1 - \frac{q_{salida}}{q_{entrada}} = \frac{w_{neto}}{q_{entrada}} = \frac{w_{turb_salida} - w_{bomba_entrada}}{q_{entrada}}$$

Donde:

$$w_{turb_salida} = (h_9 - h_{10}) + (1 - y)(h_{11} - h_{12}) + (1 - y - z)(h_{12} - h_{13}) = 917.93455$$

$$w_{bomba_entrada} = (1 - y - z)w_{bomba\ 1\ entrada} + (1 - y)w_{bomba\ 2\ entrada} + (y)w_{bomba\ 3\ entrada} = 15.40600$$

$$q_{entrada} = (h_9 - h_8) + (1 - y)(h_{11} - h_{12}) = 2394.49337$$

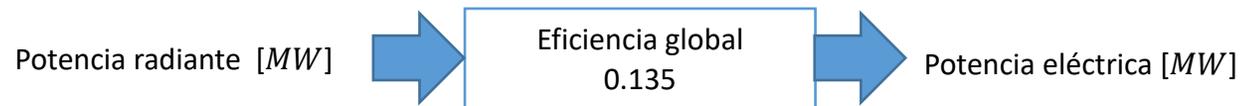
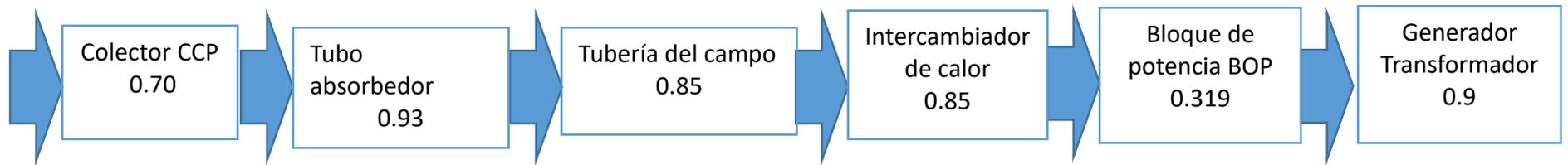
La eficiencia térmica ideal puede determinarse con la fórmula:

$$\eta_{tér} = \frac{w_{turb_salida} - w_{bomba_entrada}}{q_{entrada}} = 0.377$$

Al considerar únicamente los rendimientos isoentrópicos de la turbina y la bomba se obtiene un valor de eficiencia de ciclo de 0.319

Este valor de eficiencia considera como entrada la potencia térmica (calor) hacia caldera del bloque de potencia y como salida la potencia mecánica en el eje.

De curvas de datos del fabricante de CCP's se obtiene un dato estimado de eficiencia de este equipo es de 0.70, y para las pérdidas en el tubo absorbedor son de 375 W/m @ $I=900 \text{ W/m}^2$.



4.6 Cálculos

En este método de cálculo es conocida a priori la potencia eléctrica requerida. Que es de 10 MW, sin embargo depende de la potencia mecánica de la turbina que difiere con la potencia eléctrica según la eficiencia del generador y transformador eléctrico.

4.6.1 Transformador eléctrico

$$S = \sqrt{3}V_{ll}I_l \quad \text{donde}$$

V_{ll} : tensión entre 2 líneas [V]

I_l : corriente de línea [A]

$$P_R = S * fp \Rightarrow Q = S * \sin(\cos^{-1}(fp))$$

La eficiencia típica de esta máquina eléctrica es de 0.95

4.6.2 Generador de electricidad (alternador) generador síncrono

En este elemento se convierte energía mecánica en energía eléctrica, en el que las pérdidas más importantes están: las pérdidas inerciales (inercia del rotor) la fricción, pérdidas térmicas en el cable del bobinado del estator, bobinado del rotor, etc. El valor típico de eficiencia de un generador síncrono esta entre el 0.92 y 0.98 se tomara un valor ligeramente por debajo del valor medio (0.95)

Valor eficiencia 0.94

4.6.3 Bloque de potencia

El ciclo Rankine a emplear es el Rankine con recalentamiento y con regeneración, debido a que una turbina típica de esta potencia tiene como máxima presión de trabajo una presión de 11 MPa, es la presión máxima de trabajo esto implica que es la presión máxima en la caldera (intercambiador de calor para el caso particular).este tipo de turbinas debe permitir extracciones de vapor (para aplicar regeneración) así como cuerpos de baja y alta presión (para aplicar recalentamiento).

Principal limitaciones: Temperatura máxima del fluido térmico, presión máxima (11 MPa) en la turbina, presión de condensación (25 kPa)[14].

Regeneración: como ya se ha mencionado antes la etapa de regeneración es aplicada en la gran mayoría de centrales térmicas, para tal caso se aplican a lo sumo 7 etapas de regeneración en el presente diseño se aplican 2.

Recalentamiento: para la etapa de recalentamiento, se emplean a lo sumo 2, en este diseño hay presente una etapa de recalentamiento.

Inicialmente se procede a verificar sobre el diagrama T-s (temperatura-entropía) que la presión máxima, permita extracciones de vapor sobrecalentado (sin presencia de humedad) para aplicar sobrecalentamiento. En base a lo antes mencionado, si tomamos como la temperatura máxima que alcanzará el vapor es de 380°C, implicaría que no podemos tomar la máxima presión (11 MPa) de la turbina debido a que el valor de entropía alcanzado en ese punto no tendría una presión que ronde una fracción de entre 0.20 ó 0.33 veces la presión máxima empleada sin que ingrese humedad a la turbina, por tal razón en el diseño se utiliza una presión máxima de 9 MPa y una presión de recalentamiento de 3 MPa.

La presión de recalentamiento se selecciona de manera que sea una fracción de la presión con la que el vapor sale de la caldera. Y la presión de regeneración se selecciona de manera que la entalpía entre la presión de regeneración cuando la temperatura es la máxima (380°C, es decir cuando el vapor sale del proceso de recalentamiento) y la entalpía de la presión de condensación a temperatura de condensación (60°C a 70 °C) es el promedio entre los valores de entalpía, lo antes mencionado se expresa en las fórmulas siguientes:

Recalentamiento:

$$0.20 * P_{caldera} \leq P_{recalentamiento} \leq 0.35 * P_{caldera} \rightarrow 0.20 * 9 \text{ MPa} \leq P_{recalentamiento} \leq 0.35 * 9 \text{ MPa} \rightarrow 1.8 \text{ MPa} \leq P_{recalentamiento} \leq 3.15 \text{ MPa}$$

$$P_{regeneración} \rightarrow h_{regeneracion} = \frac{h_{pcondesacion} + h_{precalentamiento}}{2} = \frac{3086.5 + 2362.45}{2} = 2724 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

Para dicho valor de entalpía se encuentra que la presión más cercana es de 500 kPa.

Se aprovecha la extracción para recalentamiento para realizar una segunda extracción para regeneración, es decir se realiza dicha extracción de regeneración a presión de recalentamiento.

El esquema del ciclo se presenta a continuación:

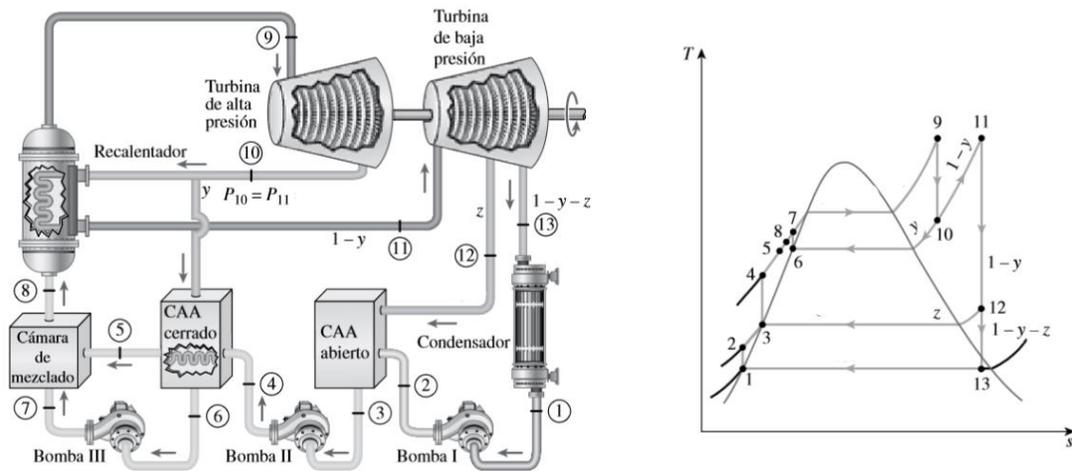


Ilustración 47: esquema base de diseño [23]

La tabla siguiente se obtiene de datos termodinámicos de vapor estos están presentes en tablas de libros de termodinámica, además de sitios de internet de donde pueden ser obtenidos con la ventaja de que las presiones pueden ser continuas (presiones que no están tabuladas en los libros).

Punto	P [kPa]	T [°C]	h [kJ/kg]	s [kJ/kg*K]
1	40	75.86	317.6200	1.026100
2	500	75.89	318.0920	1.026100
3	500	120.21	640.0900	1.860400
4	9000	152.78	649.3805	1.860400
5	9000	233.62	1008.300	2.631100
6	3000	233.85	1008.300	2.645400
7	9000	235.19	1015.602	2.645400
8	9000	233.40	1008.300	2.62911
9	9000	390.00	3086.5	6.23768
10	3000	241.96	2829.968	6.23768
11	3000	390.00	3208.58	6.88780
12	500	165.28	2778.17353	6.88780
13	40	75.86	2362.4488	6.88780

Tabla 15: Propiedades termodinámicas del diseño empleado.

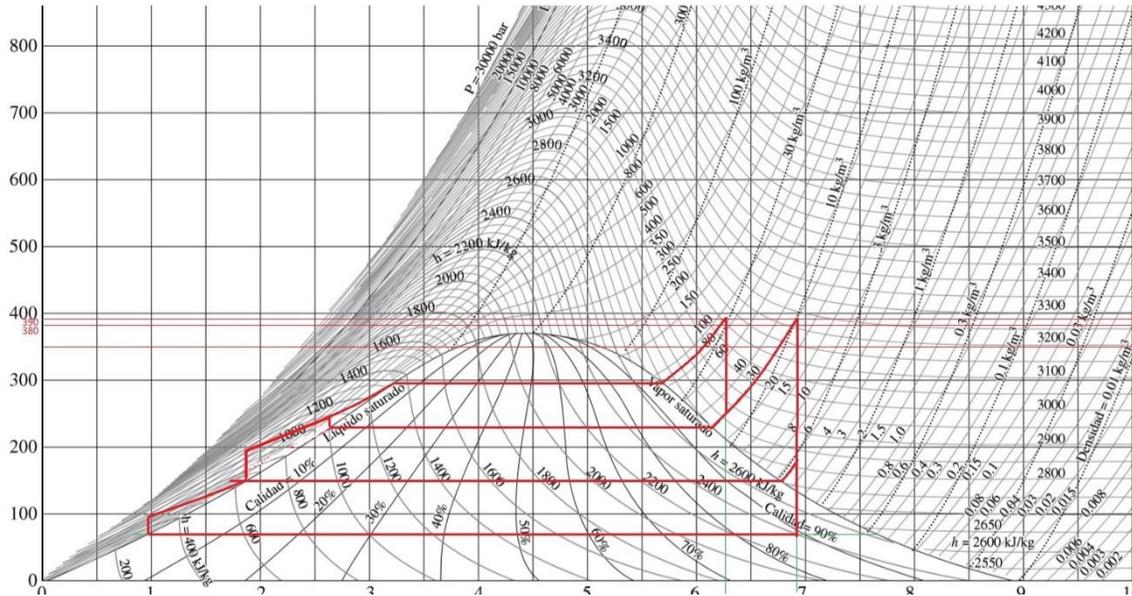


Ilustración 48: Diagrama T-s base de diseño [23].

La presión de condensación seleccionada (40 kPa) es debido al riesgo de que se pueda ingresar aire del exterior hacia el condensador (por la diferencia de presión, alrededor de 100 kPa en el exterior) esta es una limitante del equipo ya que depende de la hermeticidad del condensador en sus uniones con los demás equipos.

Una vez determinados todos los puntos del diagrama de diseño se puede calcular la eficiencia del ciclo Rankine con recalentamiento y regeneración.

Para determinar las entalpías de los puntos “2, 4,7” se parte del hecho que el trabajo realizado sobre el sistema (trabajo de la bomba) es igual a la diferencia de entalpías entre 2 presiones conocidas, es decir:

$$w_{bomba} = h_2 - h_1 = v(P_2 - P_1) \rightarrow h_2 = v_{@h1}(P_2 - P_1) + h_1$$

Para el estado “5” se asume una temperatura igual ala del estado “6”

Datos desconocidos como “5”, “8” se usa iteración mediante IAPWS-IF97 usando software en línea [24].

Para determinar las fracciones de masa que sale de la turbina, se realiza balance de masa y energía en los calentadores de agua de alimentación (CAA):

Balance en el CAA cerrado

$$\dot{E}_{entrada} = \dot{E}_{salida}$$

$$(1 - y)h_4 + yh_{10} = (1 - y)h_5 + yh_6 \rightarrow y = \frac{h_5 - h_4}{h_5 + h_{10} - h_4 - h_6} = 0.164597$$

Balance en el CAA abierto

$$\dot{E}_{entrada} = \dot{E}_{salida}$$

$$(1 - y - z)h_2 + zh_2 = (1 - y)h_3 \rightarrow z = \frac{(1 - y)(h_3 - h_2)}{h_{12} - h_2} = 0.109345$$

$$\eta_{tér} = 1 - \frac{q_{salida}}{q_{entrada}} = \frac{w_{neto}}{q_{entrada}} = \frac{w_{turb_salida} - w_{bomba_entrada}}{q_{entrada}}$$

Donde:

$$w_{turb_salida} = (h_9 - h_{10}) + (1 - y)(h_{11} - h_{12}) + (1 - y - z)(h_{12} - h_{13}) = 917.93455$$

$$w_{bomba_entrada} = (1 - y - z)w_{bomba\ 1\ entrada} + (1 - y)w_{bomba\ 2\ entrada} + (y)w_{bomba\ 3\ entrada} = 15.40600$$

$$q_{entrada} = (h_9 - h_8) + (1 - y)(h_{11} - h_{12}) = 2394.49337$$

La eficiencia térmica ideal puede determinarse con la fórmula:

$$\eta_{tér} = \frac{w_{turb_salida} - w_{bomba_entrada}}{q_{entrada}} = 0.377$$

Para tener un dato más realista se considera que los rendimientos isoentrópicos de la turbina y la bomba son de 0.82 y 0.80 respectivamente, lo que implica que los valores de entalpía(h) de los puntos 2,4,7,8,10,12,13 tienen una variación que provoca una disminución en la eficiencia, los nuevos valores (datos en color azul) se presentan en la siguiente tabla.

Punto	P [kPa]	T [°C]	h [kJ/kg]	s [kJ/kg*K]	s _a [kJ/kg*K]	h _a [kJ/kg]
1	40	75.86	317.62	1.0261	1.0261	317.62
2	500		318.092	1.0261		318.21
3	500	120.21	640.09	1.8604	1.8604	640.09
4	9000		649.3805	1.8604		651.703125
5	9000	233.62	1008.3	2.6311		1019.2151
6	3000	233.85	1008.3	2.6454	2.6454	1008.3
7	9000	235.19	1015.602	2.6454		1017.4275
8	9000	233.40	1008.3	2.62911		1018.92087
9	9000	390	3086.5	6.23768	6.23768	3086.5
10	3000	241.96	2829.968	6.23768		2873.57844
11	3000	390	3208.58	6.8878	6.8878	3208.58
12	500	165.28	2778.174	6.8878		2851.34263
13	40	75.86	2362.449	6.8878		2506.2911

Tabla 16: Variaciones en la entalpía.

Los datos anteriores se utilizan para calcular el calor de entrada, calor de salida, trabajo neto entre otros; estos datos se muestran en la siguiente tabla.

ef_isoentrópica_BOMBA	0.8
ef_isoentrópica_TURBINA	0.83
fracción_Y	0.16459761
fracción_Z	0.10934511
q_ent	2347.44024 kJ/kg
q_sal	1589.10057 kJ/kg
w_B	11.6323708 kJ/kg
w_T	761.885681 kJ/kg
w_net	750.25331 kJ/kg
Eff_ciclo	0.31960486

Tabla 17: Datos térmicos obtenidos.

Lo anterior implica que para obtener 10Mw de potencia mecánica se requiere una cantidad de calor dada por la siguiente ecuación.

$$q_{entrada} * \dot{m} = \frac{10Mw}{\eta_{tér}} = 31.3 \left[\frac{MJ}{s} \right] = Q_{\rightarrow vapor}$$

Por lo que un flujo másico de vapor debe ser:

$$\dot{m} = \frac{33.467Mw}{q_{entrada}} \cong 14 \text{ kg/s}$$

4.6.4 El intercambiador de calor

El intercambiador de calor, posee una eficiencia de 0.85, lo que implica que se requiere una mayor cantidad de calor en el fluido térmico para producir los 31.3 MW requeridos en el lado del vapor.

Según las gráficas de eficiencia para un intercambiador de casco y tubos

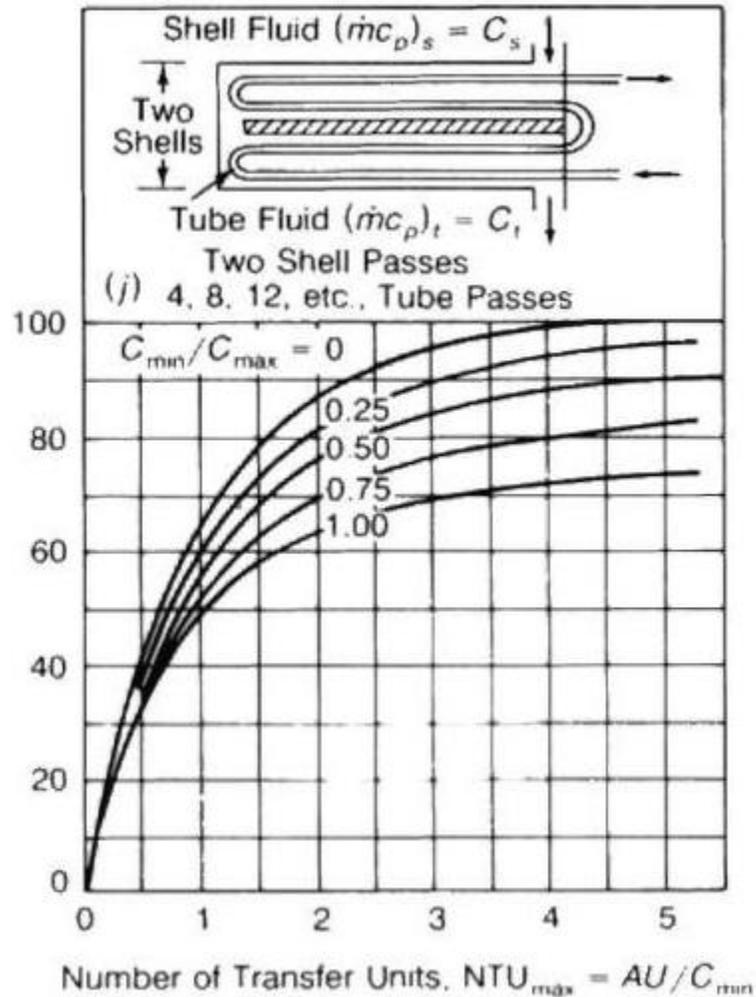


Ilustración 49: Eficiencia [18]

- La principal limitación en un intercambiador real, es el área de intercambio ya que una efectividad del 100% implica un área que tiende al infinito, tomando en cuenta que el coeficiente global de transferencia de calor para un intercambio de calor entre aceite y agua/vapor según tablas es de $240 \text{ W/m}^2\text{C}$.

Fluido caliente	Fluido frío	U (W/m ² k)
Agua	Agua	1300 – 2500
Amoníaco	Agua	1000 – 2500
Gas	Agua	10 – 250
Gas	Gas	10 - 60
Gas	Orgánico liviano	20 – 100
Gas	Orgánico pesado	20 – 60
Orgánico liviano (< 0,5 cP)	Gas	20 – 100
Orgánico pesado (> 1 cP)	Gas	20 - 60
Agua	Aire comprimido	50 – 70
Agua	Aceite lubricante	110 – 340
Orgánico liviano	Agua	370 – 750
Orgánico mediano (0,5 – 1 cP)	Agua	240 – 650
Orgánico pesado	Aceite lubricante	25 – 400
Vapor	Agua	2200 – 3500
Vapor	Amoníaco	1000 – 3400
Agua	Amoníaco (condensación)	850 – 1500
Agua	Freón-13 (ebullición)	280 – 1000
Vapor	Gases	25 – 240
Vapor	Orgánicos livianos	490 – 1000
Vapor	Orgánicos medianos	250 – 500
Vapor	Orgánicos pesados	30 – 300
Orgánicos livianos	Orgánicos livianos	200 – 350
Orgánicos medianos	Orgánicos medianos	100 – 300
Orgánicos pesados	Orgánicos pesados	50 – 200
Orgánicos livianos	Orgánicos pesados	50 – 200
Orgánicos pesados	Orgánicos livianos	150 – 300
Petróleo	Gasóleo	130 – 320
Vapor (Evaporador)	Agua	1500 – 6000
Vapor (Evaporador)	Otros fluidos	300 – 2000
Evaporador de refrigeración		300 – 1000
Vapor (Condensador)	Agua	1000 – 4000
Vapor (Condensador)	Otros fluidos	300 – 1000

Ilustración 50: Coeficiente global de transferencia. [19]

Con dicho valor, el área necesaria de intercambio es:

$$A \geq C_{min} * \frac{NTU}{U} \rightarrow A \geq 4186 \left[\frac{J}{kg^{\circ}C} \right] \left(14 \left[\frac{kg}{s} \right] \right) * \frac{2.5}{240 \left[\frac{W}{m^2} \right]} \geq 610 \text{ m}^2$$

En donde C_{min} : es la capacidad calorífica mínima en J/s°C

NTU es número de unidades de transferencia térmica.

U es coeficiente global de transferencia térmica en W/m².

$$\dot{Q}_{HTF} = \frac{\dot{Q}_{vapor}}{0.85} = 36.81 \frac{MJ}{s}$$

En donde: \dot{Q}_{HTF} y \dot{Q}_{vapor} son las potencias térmicas de el therminol y el vapor respectivamente en MJ/s

Para el cálculo del flujo másico de therminol VP-1 se procede de la siguiente ecuación:

$$\dot{Q}_{HTF} = \dot{m}(h_{395^{\circ}C} - h_{235^{\circ}C}) \Rightarrow \dot{m} = \frac{Q_{HTF}}{(h_{395^{\circ}C} - h_{235^{\circ}C})} = \frac{39020}{787 - 409.75} = 104 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

En donde \dot{m} es el flujo másico en kg/s.

4.6.5 Colectores CCP.

Si se consideran las pérdidas en las tuberías (metálicas) que transportan el fluido térmico hacia el intercambiador de calor, estas rondan el 15% (0.15 pérdidas) lo que implica una eficiencia del 85% (0.85)

$$\dot{Q}_{colectores} = \frac{\dot{Q}_{HTF}}{0.9} = 43.36 \text{ MW}_{\text{térmico}}$$

En donde $Q_{colectores}$: potencia térmica en la salida de los colectores en MW

El conjunto colector absorbedor tiene una eficiencia térmica global indicada por el punto de operación en la gráfica siguiente:

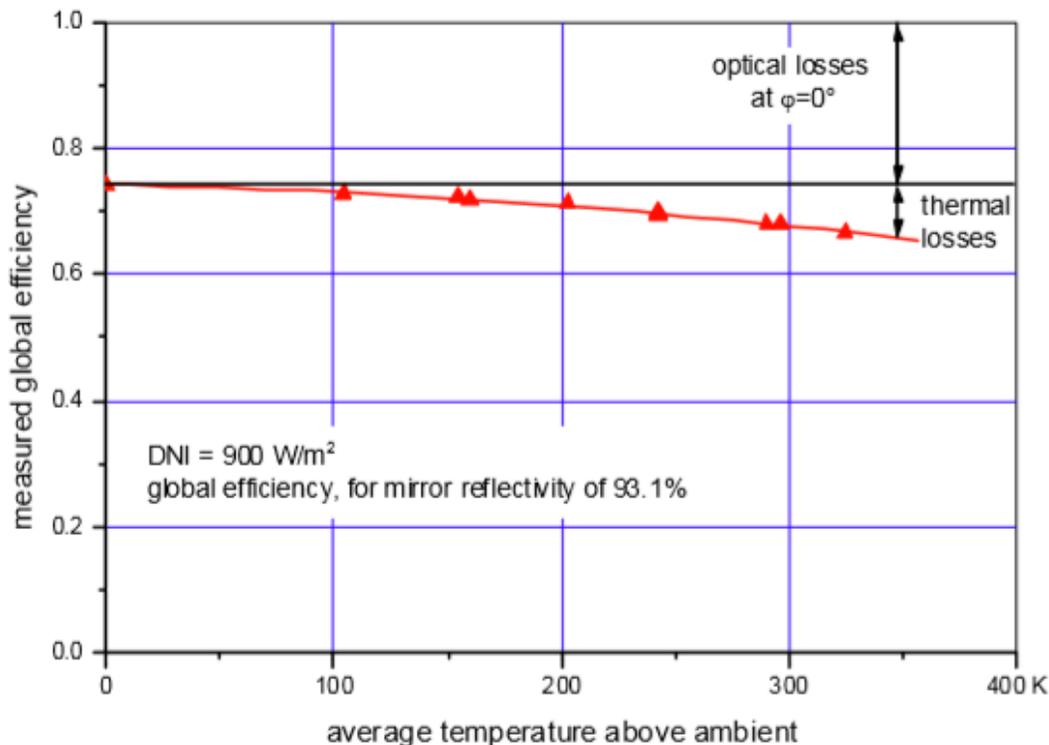


Ilustración 51: Eficiencia térmica global CCP. [10]

La cual tiene como entrada la temperatura promedio del HTF por encima de la temperatura ambiente en otras palabras:

$$T_{av} = \frac{T_{HTF_out} + T_{HTF_in}}{2} - T_{amb} = \frac{395 + 235}{2} - 30 = 285 [K] \rightarrow \text{la eficiencia es } 0.65$$

$$\dot{Q}_{irrad} = \frac{\dot{Q}_{colectores}}{0.65} = \frac{43.36 [Mw_{termico}]}{0.65} = 66.71 \text{ MW}$$

En donde T_{av} , T_{HTF_out} , T_{HTF_in} y T_{amb} son: temperatura promedio por encima de la temperatura ambiente, temperatura de salida del fluido térmico, temperatura de entrada del fluido térmico y temperatura ambiente, en K, respectivamente. \dot{Q}_{irrad} : es la potencia térmica efectivamente captada por los colectores solares

Modelo	ET150	SKYTROUGH	ET100
Longitud focal	1.71 m	1.8 m	1.71 m
Radio del absorbedor	35 mm	40mm	35 mm
Ancho de apertura	5.76 m	6 m	5.76 m
Área de apertura	828 m ²	656 m ²	552 m ²
Longitud del colector	148.5 m	115 m	99.5 m
Número de Módulos por Drive	12	8	8
Número de espejos	336	-	224
Número de tubos absorbedores	36	-	24
Reflectividad del espejo	94%	94%	94%

Tabla 18: Diferentes tipos de estructuras utilizables.

El modelo empleado es el ET150

4.6.6 Ángulo de incidencia.

Para el cálculo del ángulo de incidencia se asume que la superficie del terreno debe ser uniforme y con el mismo ángulo de la normal para cualquier parte del terreno, cada colector puede tener cierta inclinación con orientación hacia el sur.

El día específico que se toma como base de parámetros solares para el diseño se llama “día de diseño” este es seleccionado en este caso para un día de verano en el salvador para el cual hay buena irradiancia y poca nubosidad. Por lo antes mencionado se elige un día de marzo (2° semana) debido a que en este mes se recibe mayor energía del sol.

Los factores que definen el día de diseño son: la declinación, la latitud del lugar, el ángulo de inclinación y el ángulo acimutal del plano.

Declinación

$$\delta = 23.45 \sin \left[(284 + N) \frac{360}{365} \right] = 23.45 \sin \left[(284 + 71) \frac{360}{365} \right] = -2.4178^\circ$$

En donde N: es el día del año (N=1 para el 1 de enero y N =365 para el 31 de diciembre)

Ángulo horario

$$\omega = (H - 12)15^\circ = (12 - 12)15 = 0$$

En donde H: es la hora del día ($\omega = 0$ para H=12 para el medio día)

Latitud $\phi = 13.8^\circ\text{N}$

Ángulo de incidencia.[20]

$$\theta = \cos^{-1} \left\{ [\cos \delta] \left[\sqrt{[(\sin^2 \omega) + (\cos \omega \cos \phi + \tan \delta \sin \phi)^2]} \right] \right\} = 16.21^\circ \rightarrow \cos \theta = 0.9602$$

4.6.7 Número de colectores.

El ángulo de incidencia puede proporcionar por cada drive una potencia térmica dada por:

$$\dot{Q}_{1CCP} = DNI * \cos(\theta) * A_{ap} * 0.65 = 940 * 0.96 * 826 * 0.65 = 0.486 \text{ MW}$$

En donde: Q_{1CCP} es la potencia térmica de un colector CCP en MW, DNI es la irradiancia directa en w/m^2 , θ es el ángulo de incidencia en $^\circ$, A_{ap} es el área de apertura en m^2 .

Por lo que el número total de colectores (drives):

$$N_{CCP} = \frac{Q_{irrad}}{Q_{1CCP}} = \frac{66.71}{0.486} = 138$$

$$\dot{Q}_{ent} = \dot{Q}_{perd} + \dot{m}c_p(\Delta T) = \dot{Q}_{perd} + \rho A |\vec{V}| c_p(\Delta T) = \dot{Q}_{perd} + \rho \pi (0.035)^2 |\vec{V}| c_p(\Delta T)$$

En donde: \dot{Q}_{ent} es la potencia térmica que entra hacia el absorbedor en kJ/s, \dot{Q}_{perd} es la potencia térmica perdida en kJ/s, T_i es la temperatura de entrada en K, T_o es la temperatura de salida en K, c_p es el calor específico del therminol vp-1 en kJ/kgK, ρ es la densidad promedio del therminol vp-1, A es el área transversal del tubo absorbedor, V es la velocidad de fluido térmico (therminol VP-1) en m/s.

Si consideramos que la densidad de fluido térmico se mantiene en el promedio entre la temperatura de entrada y la temperatura de salida y que el calor específico es función de la temperatura, la ecuación tiene la forma siguiente:

$$\dot{Q}_{ent} = \dot{Q}_{perd} + \rho\pi(0.035)^2|\vec{V}|c_p(\Delta T) = \dot{Q}_{perd} + \rho\pi(0.035)^2|\vec{V}|\int_{T_i}^{T_o} c_p(T)dT$$

La ecuación de calor específico en función de la temperatura es:

$$c_p = (1.4950 + 0.0028T) \left[\frac{kJ}{kg^\circ K} \right] \rightarrow c_p = a + bT \rightarrow a = 1.4950, b = 0.0028$$

$$\int_{T_i}^{T_o} c_p = \int_{T_i}^{T_o} (a + bT) dT = \left(aT + \frac{b}{2}T^2 \right) \Big|_{T_i}^{T_o} = \frac{b}{2}T_o^2 + aT_o - \left(\frac{b}{2}T_i^2 + aT_i \right)$$

$$si \ k = \rho\pi(0.035)^2|\vec{V}| \rightarrow \dot{Q}_{ent} = \dot{Q}_{perd} + k \left[\frac{b}{2}T_o^2 + aT_o - \left(\frac{b}{2}T_i^2 + aT_i \right) \right]$$

$$k \left[\frac{b}{2}T_{o1}^2 + aT_{o1} - \left(\frac{b}{2}T_i^2 + aT_i + (\dot{Q}_{ent} - \dot{Q}_{perd})/k \right) \right] = 0 \rightarrow T_{o1} = 278.8^\circ C$$

$$k \left[\frac{b}{2}T_{o2}^2 + aT_{o2} - \left(\frac{b}{2}T_{o1}^2 + aT_{o1} + (\dot{Q}_{ent} - \dot{Q}_{perd})/k \right) \right] = 0 \rightarrow T_{o2} = 320.37^\circ C$$

$$k \left[\frac{b}{2}T_{o3}^2 + aT_{o3} - \left(\frac{b}{2}T_{o2}^2 + aT_{o2} + (\dot{Q}_{ent} - \dot{Q}_{perd})/k \right) \right] = 0 \rightarrow T_{o3} = 360.0^\circ C$$

$$k \left[\frac{b}{2}T_{o4}^2 + aT_{o4} - \left(\frac{b}{2}T_{o3}^2 + aT_{o3} + (\dot{Q}_{ent} - \dot{Q}_{perd})/k \right) \right] = 0 \rightarrow T_{o4} = 397.95^\circ C$$

La velocidad seleccionada del fluido es de 1.5 m/s y ya que a velocidades menores el salto térmico es mayor (bajo las condiciones de diseño).

Al realizarse el mismo procedimiento para cada drive las temperaturas de salida de cada uno de los drives restantes.

4.6.8 Configuración del campo solar.

Para lograr el salto térmico del fluido térmico desde una temperatura de 235 °C hasta 395 °C

Es necesario colocar cierta cantidad de drives en serie, se sabe que el salto térmico de cada drive es de 41 °C por lo que se requieren:

$$N_{CCP_serie} = \frac{395-235}{42} = 4$$

Por lo tanto, el número de lazos es de:

$$N_{lazoCCP} = \frac{N_{CCP}}{N_{CCP_serie}} = \frac{138}{4} = 35 \text{ lazos}$$

Ya teniendo estos se puede realizar el plano que se muestra en la sección 4.7 para la distribución de los concentradores cilíndrico-parabólicos.

4.6.9 Relaciones de potencia eléctrica y área.

Para determinar la relación entre la potencia eléctrica generada y el área de captación utilizada se deduce la siguiente ecuación:

$$D_e = \eta_g(DNI) = 0.135(940 \text{ W/m}^2) = 127 \text{ W/m}^2$$

En donde D_e es la relación entre la potencia eléctrica y el área de captación en W/m^2 , η_g es la eficiencia global.

Para la determinación de la relación entre la potencia obtenida y el área de terreno utilizada se considera el área que debe ocupar el bloque de potencia y el área de separación entre cada colector, el área de terreno que ocupa el bloque de potencia es de alrededor 10% del área de colectores y la separación entre colectores incrementa el área en un 120 % por lo que se puede considerar la siguiente relación:

$$D_t = \frac{D_e}{2.3} = \frac{\eta_g(DNI)}{2.3} = \left(\frac{0.135}{2.3}\right) \left(940 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}\right) = 55 \text{ W/m}^2$$

En donde D_t es la relación entre la potencia eléctrica y el área de terreno necesario en W/m^2 .

4.6.10 Producción de energía eléctrica estimada.

Para el cálculo de la energía producida anualmente se toman en cuenta los valores promedio de insolación (radiancia) en cada uno de los tres puntos de ubicación seleccionados, los valores mostrados en la tabla son valores diarios para la ubicación de Santa Ana (S.A), Chalatenango (Ch) y San Miguel (S.M)

Mes	Número de mes	Días del mes	Radiación diaria (kWh/m ²)		
			S.A	Ch	S.M
Enero	1	31	5.15	5.66	4.68
Febrero	2	28	5.365	5.95	5.15
Marzo	3	31	5.36	5.95	5.15
Abril	4	30	4.75	5.75	5.3
Mayo	5	31	3.94	5.46	4.95
Junio	6	30	3.73	5.29	4.8
Julio	7	31	4.3	5.3	4.96
Agosto	8	31	4.35	5.7	5.25
Septiembre	9	30	4.27	5.3	4.86
Octubre	10	31	4.57	5.36	4.7
Noviembre	11	30	5.07	5.65	4.3
Diciembre	12	31	5.21	5.5	4.63
		365	56.065	66.87	58.73

Tabla 19: Insolación diaria promedio por mes.[17]

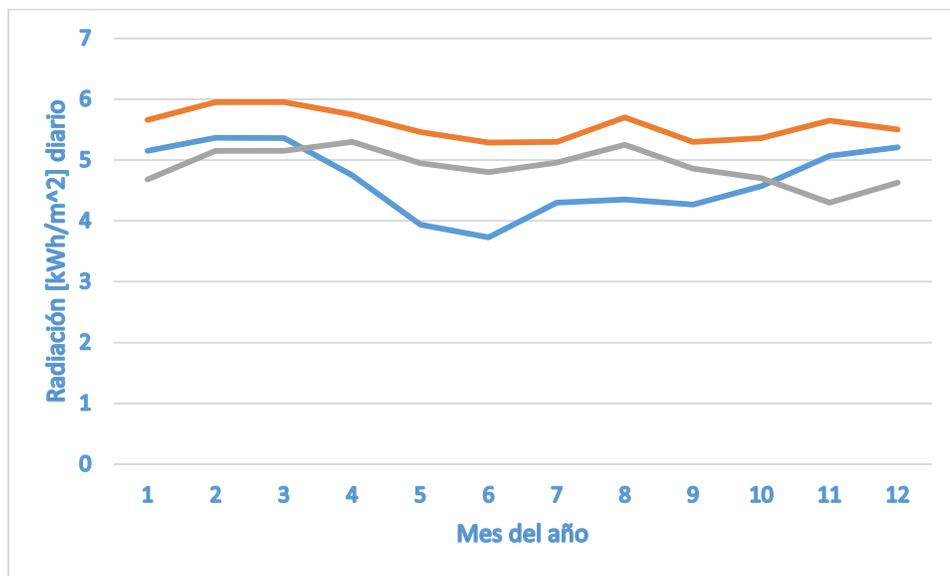


Tabla 20: Radiación mensual.

Para estimar la energía producida anualmente se toma en cuenta que un 25% de del tiempo no se aprovecha la radiación solar debido a la baja irradiancia en horas menores que las 8 am y horas mayores que las 4 pm, horas para las cuales la planta puede estar preparándose para el arranque ya que los tiempos de establecimiento de los parámetros termodinámicos requieren tiempos relativamente largos; en la siguiente tabla se considera al área de cada uno de los terrenos. En la siguiente tabla los datos ya consideran el efecto del 25% de energía no aprovechada.

			Energía eléctrica mensual [kWh]		
Mes	Número de mes	Días del mes	S.A.	CH.	S.M.
Enero	1	31	1557457.118	1711690.736	1415320.255
Febrero	2	28	1589884.267	1763245.366	1526170.359
Marzo	3	31	1903159.695	2112649.288	1828595.603
Abril	4	30	1695405.924	2052333.487	1891716.083
Mayo	5	31	1452297.436	2012574.62	1824586.881
Junio	6	30	1317450.08	1868447.969	1695378.12
Julio	7	31	1576760.667	1943449.194	1818775.095
Agosto	8	31	1609303.407	2108742.395	1942262.733
Septiembre	9	30	1497096.512	1858222.836	1703955.28
Octubre	10	31	1550470.332	1818494.743	1594575.615
Noviembre	11	30	1521638.013	1695711.001	1290541.116
Diciembre	12	31	1534675.618	1620099.021	1363828.812
TOTAL		365	18805599.07	22565660.66	19895705.95

Tabla 21: Energía mensual disponible.

Se usa la siguiente relación (factor de planta) para estimar la energía anual producida en relación a la energía máxima posible.

$$F_{planta} = \frac{\text{energía_producida}_{anual}}{\text{energía_produccion_máxima}_{anual}} = \frac{(\sum_{1^{o}mes}^{12^{o}mes} kWh)}{P_{electrica}(365*24)}$$

El factor de planta esperado para cada ubicación es el siguiente:

$$F_{planta_S.A} = \frac{\text{energía_producida}_{anual}}{\text{energía_produccion_máxima}_{anual}} = \frac{(\sum_{1^{o}mes}^{12^{o}mes} kWh)}{P_{electrica}(365*24)} = 0.238$$

$$F_{planta_Ch} = \frac{\text{energía_producida}_{anual}}{\text{energía_produccion_máxima}_{anual}} = \frac{(\sum_{1^{o}mes}^{12^{o}mes} kWh)}{P_{electrica}(365*24)} = 0.286$$

$$F_{planta_S.M} = \frac{\text{energía_producida}_{anual}}{\text{energía_produccion_máxima}_{anual}} = \frac{(\sum_{1^{o}mes}^{12^{o}mes} kWh)}{P_{electrica}(365*24)} = 0.252$$

Costos de la planta

Para determinar los costos de este tipo de tecnología se hace una estimación en base a datos encontrados en bibliografía de este tipo de tecnologías.

En cuanto a tecnología solar térmica de media temperatura, se predice un aumento en la producción de los componentes y la aparición de un mayor número de suministradores, esto puede permitir reducir los costes de generación a 0.1 \$/kWh, a medio plazo, siendo el objetivo por conseguir un precio de 0.05 \$/kWh.

			Ubicación		
Tipo	Valor	Unidades	S.A.	CH.	S.M.
Por potencia instalada	3600	\$/kW	36	36	36
Por generación	0.096	\$/kWh	2.407	2.89	2.546
Energía eléctrica producida	0.23	\$/kWh	5.77	6.92	6.1
Total		Millones de \$ USD	44.175	45.81	44.65

Tabla 22: Costos estimados.[9]

4.7 Distribución del campo de colectores.

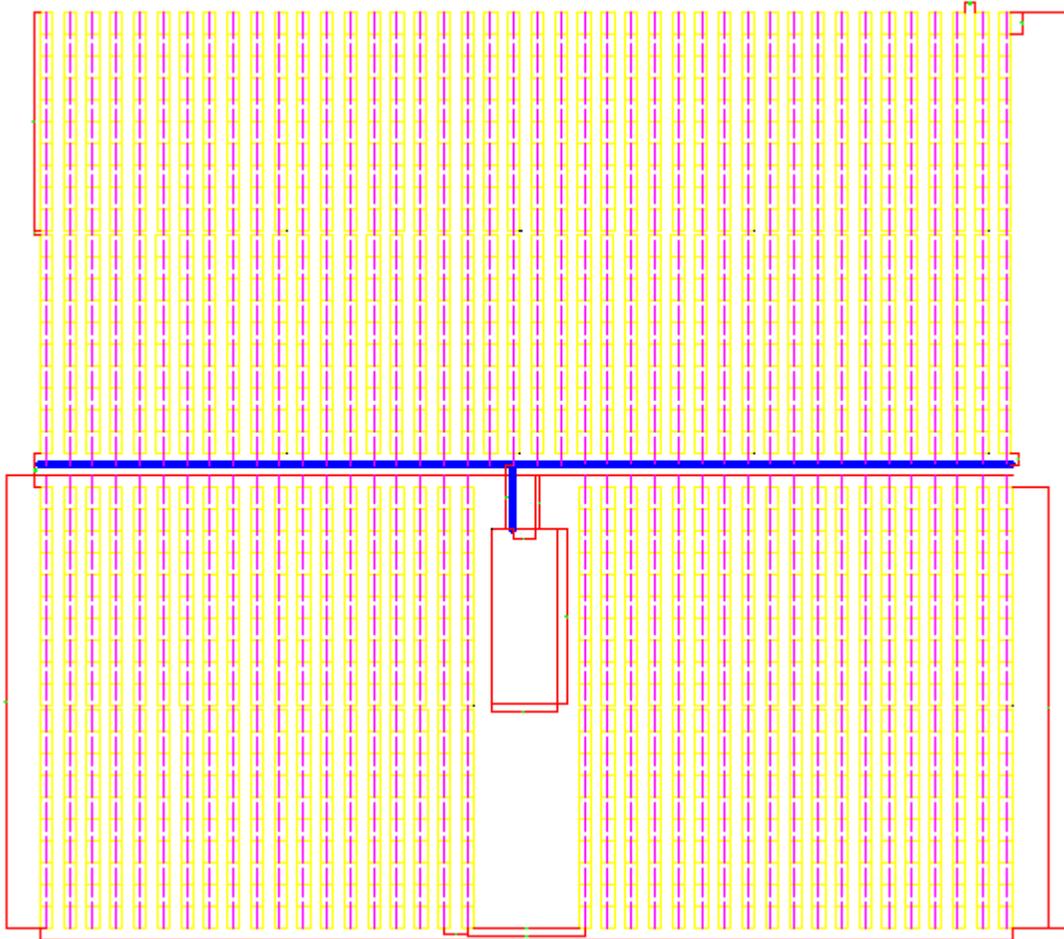


Ilustración 52: Plano del diseño realizado de la planta termo solar con concentradores cilíndrico parabólico.

Conclusiones:

- ❖ Una planta de generación de energía eléctrica a partir de energía solar térmica de concentración como el caso de una central de concentradores cilíndrico parabólicos es una alternativa no viable económicamente debido a sus altos costos de hasta 4 veces el costo para una potencia eléctrica similar utilizando tecnología de paneles fotovoltaicos que tiene precios más bajos en el mercado sin embargo se considera la energía térmica obtenida la que puede ser hasta 3 veces mayor que la potencia eléctrica de diseño como en el caso actual en el que se obtiene 33 MW de potencia térmica, ya que en el consumo de energía de la industria normalmente se utiliza energía mecánica y energía térmica esta última en el caso de la industria de la alimentación, textil entre otras que requieren energía térmica para determinados procesos, incluso el calor desechado en el bloque de potencia puede alimentar procesos que requieran calor de baja temperatura lo que implicaría un costo ligeramente menor contribuyendo así al mejoramiento de la industria en El Salvador.
- ❖ El diseño realizado se hizo para una planta generadora de 10 MW mecánicos que es la potencia que genera la turbina a la salida, por lo que la potencia eléctrica resultante es de 9 MW no es una potencia demasiado grande ya que el diseño se hizo para un prototipo en consecuencia el área para producir esta potencia no es muy grande en comparación con otros tipos de energía renovable; existen varios lugares en El Salvador donde se puede realizar la instalación de este tipo de planta; el diseño pretende obtener un factor de planta anual que comprenda del 0.20 – 0.53, según los datos obtenidos en la investigación sobre la tecnología de concentradores cilíndrico-parabólicos. El factor de planta obtenido en cada uno de los sitios son los siguientes: Chalatenango 0.286, San Miguel 0.252 y Santa Ana 0.238. Como era previsible el factor de planta tiene valores cercanos al límite inferior del rango debido a que no se utiliza almacenamiento térmico en el diseño empleado, con estos valores se pretende generar anualmente 18.8 GWh, 22.5 GWh y 19.9 GWh para las ubicaciones en Santa Ana, Chalatenango y San Miguel respectivamente.
- ❖ El diseño empleado logra captar energía solar de una potencia de hasta 72 MW para convertirlo en potencia aprovechable, además minimiza las emisiones de contaminantes como el dióxido de carbono ya que no cuenta con caldera auxiliar que requieren normalmente de combustibles fósiles, el día de diseño tomado es el 16 marzo debido a que en este mes se tienen los

valores más altos de insolación en cada uno de los territorios seleccionados, según las gráficas de la tabla 11.

- ❖ Con la investigación realizada sobre la energía termo solar donde podemos encontrar Concentrador Solar Stirling, Concentradores Cilíndrico-Parabólicos, Reflectores Lineales Fresnel, Concentrador Central de Torre y Chimenea Solar donde al realizar una comparación entre ellas se concluye que la de concentradores Cilíndrico-Parabólicos es la más idónea para hacer el estudio y realizar un diseño ya que es la tecnología más desarrollada que se encuentra y al ser una forma de generación de energía eléctrica renovable tiene daños mínimos al ambiente.
- ❖ Como podemos observar según la investigación realizada las plantas de energía termo solar no pueden llegar a cubrir la dependencia de otro tipo de generación que no sea renovable ya que por el momento se vuelve difícil la sustitución completa de la generación de energía eléctrica por generación termo solar o alguna otra clase de energía renovable pero con el crecimiento de este tipo de generación de energía eléctrica, se podría ir disminuyendo la dependencia de combustibles fósiles u otra generación de energía no renovable y con esto reducir la dependencia.
- ❖ Al realizar la investigación de tomaron en cuenta 6 parámetros a la hora de tomar la decisión para una ubicación en el país de la planta que se diseñó en este trabajo de graduación y se seleccionaron 3 que son idóneos como posibles lugares de construcción los cuales se encuentran ubicados al norte de Santa Ana, al sur de Chalatenango y al sur de San Miguel según los parámetros que se tomaron en cuenta son lugares que se tiene buena irradiancia, el tipo de suelo es de carácter no cultivable, buena accesibilidad al agua, accesibilidad a red eléctrica, accesibilidad a vehículos y el área del terreno es idónea para la construcción de una planta termo solar ya que cada una de ellas cuentan con esas características pero se tomó el lugar ubicado al sur de Chalatenango para realizar el diseño ya que es la que posee más área para poder trabajar.

Referencias.

- [1] <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/113516>
- [2] <https://solar-energia.net/energia-solar-termica>
- [3] <http://www.aprendeconenergia.cl/glossary/irradiancia/>
- [4] Clasificación de suelos por división política de El Salvador, C.A., Ministerio de Agricultura y Ganadería de El Salvador, 2002.
- [5] <http://www.anda.gob.sv/>
- [6] <http://fovial.com/>
- [7] <https://www.google.com/earth/>
- [8] <https://www.adiquimica.com/tratamiento-aguas/centrales-plantas-electricas/>
- [9] Centrales de energías renovables, José Antonio Carta González, Roque Calero Pérez, Antonio Colmenar Santos, Manuel-Alonso Castro Gil, PRENTICE-HALL, 2009.
- [10] https://www.researchgate.net/publication/282858878_Euro_Trough_Collector_Qualification_Complete_-_Performance_Test_Results_from_PSA
- [11] Máquinas eléctricas Chapman 5ª edición, McGraw-Hill / Interamericana de España, S.A.; (May 1, 2012).
- [12] Energiza Diciembre 2010, Centrales termosolares.
- [13] Energiza Diciembre 2011, Centrales termosolares.
- [14] elementos constructivos de las turbinas de vapor, pfernandezdiez.es
- [15] <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/el-salvador>
- [16] <http://solarelectricityhandbook.com/solar-irradiance.html>
- [17] <http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/12857/1/Monitoreo%20de%20irradiancia%20solar%20en%20los%20diferentes%20campus%20de%20la%20Universidad%20de%20El%20Salvador.pdf>

[18] <https://archive.org/details/KakacS.1991BoilersEvaporatorsAndCondensers/page/n47>

[19] <https://www.monografias.com/docs113/dimensionamiento-intercambiadores-calor-tubulares/dimensionamiento-intercambiadores-calor-tubulares.shtml>

[20] <https://astrocole.blogspot.com/2018/04/tabla-de-declinacion-solar.html>

[21] Guía de Buenas Prácticas en el uso de agua para refrigeración de centrales termoeléctricas. Ministerio de Energía, División de Desarrollo Sustentable, Diciembre 2016.

[22] <https://www.therminol.com/products/Therminol-VP1>

[23] Termodinámica, McGraw-Hill Interamericana de España S.L.; Edición: 7 (1 de junio de 2015), Cengel Yunus (Autor), Boles Michael (Autor).

[24] http://www.peacesoftware.de/einigewerte/wasser_dampf_e.html