



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

FUNDAMENTOS PARA EL DISEÑO DE UNA CENTRAL DE POTENCIA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA TERMOSOLAR

Rafael Antonio Godoy Anzueto

Asesorado por el Ing. Héctor Augusto Mendoza Dardón

Guatemala, mayo de 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**FUNDAMENTOS PARA EL DISEÑO DE UNA CENTRAL DE
POTENCIA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA TERMOSOLAR**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

RAFAEL ANTONIO GODOY ANZUETO

ASESORADO POR EL ING. HÉCTOR AUGUSTO MENDOZA DARDÓN

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2012

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón
VOCAL IV	Br. Juan Carlos Molina Jiménez
VOCAL V	Br. Mario Maldonado Muralles
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Romeo Neftalí López Orozco
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Julio César Molina Zaldaña
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

FUNDAMENTOS PARA EL DISEÑO DE UNA CENTRAL DE POTENCIA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA TERMOSOLAR

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha marzo de 2008.

Rafael Antonio Godoy Anzueto

Guatemala, 8 de agosto de 2,011

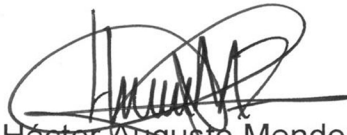
Ingeniero
Jorge Pérez
Coordinador área de Potencia
Esc. Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos
Guatemala

Estimado Ing. Pérez

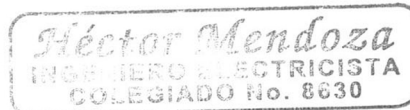
Por este medio le informo que he revisado el trabajo de graduación **FUNDAMENTOS PARA EL DISEÑO DE UNA CENTRAL DE POTENCIA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA TERMOSOLAR**, desarrollado por el estudiante de Ingeniería Mecánica Eléctrica Rafael Antonio Godoy Anzueto, quien contó con la asesoría del suscrito.

Según mi criterio considero que el trabajo realizado por el estudiante Godoy Anzueto, satisface los objetivos para los que fue planteado, por lo que recomiendo su aprobación.

Atentamente,



Ing. Héctor Augusto Mendoza Dardón
Jefe de Sección de Ingeniería Eléctrica
Mercomun Publicidad, S.A. / Cervecería Centro Americana, S.A.
Colegiado No. 8630





Ref. EIME 70. 2011
Guatemala, 4 de OCTUBRE 2011.

FACULTAD DE INGENIERIA

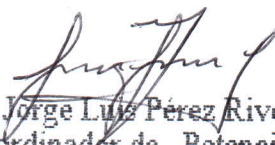
Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**FUNDAMENTOS PARA EL DISEÑO DE UNA CENTRAL DE
POTENCIA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA TERMOSOLAR,**
del estudiante **Rafael Antonio Godoy Anzueto**, que cumple con los
requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
Coordinador de Potencia



JLPR/sro



REF. EIME 78. 2011.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; RAFAEL ANTONIO GODOY ANZUETO titulado: "FUNDAMENTOS PARA EL DISEÑO DE UNA CENTRAL DE POTENCIA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA TERMOSOLAR", procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero

GUATEMALA, 25 DE NOVIEMBRE 2,011.





DTG. 183.2012

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **FUNDAMENTOS PARA EL DISEÑO DE UNA CENTRAL DE POTENCIA MEDIANTE EL USO DE ENERGÍA TERMOSOLAR**, presentado por el estudiante universitario **Rafael Antonio Godoy Anzueto**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
Decano en Funciones

Guatemala, 2 de mayo de 2012.

/gdech



AGRADECIMIENTOS A:

Dios	Por ser la luz que guía mi camino.
La Universidad de San Carlos de Guatemala	Mi casa de estudios, por ser a lo largo de mi carrera fuente de conocimiento y albergar los recuerdos más hermosos de mi vida estudiantil.
Ing. Héctor Mendoza	Por el asesoramiento brindado y por su experiencia aportada en la elaboración de este trabajo.
Departamento de Lingüística	Por la colaboración y paciencia que me brindaron en la estructuración de este trabajo.

ACTO QUE DEDICO A:

Ruth Elvira Anzueto

Por su gran amor, entrega, consejos, y la lucha constante que ha hecho por sus hijos con la finalidad de sacarlos adelante, gracias al ejemplo de perseverancia y dedicación he logrado mis metas, por tener la confianza de que lograríamos alcanzar lo que nos propusiéramos.

Elizabeth de Godoy

Por ser fuente infinita de mi inspiración, por motivarme mediante su amor y estar a mi lado dándome su apoyo durante los momentos que más lo necesité, por formar parte de mi vida y mi corazón, por la bendición que Dios me dio de ser su esposo.

Luis y Ana Lucia Godoy

Mis hermanos, por ser testigos de mi trayectoria profesional y sentimental, siempre estar en el lugar y momento preciso ayudándome a tomar las mejores decisiones, cómplices de mis metas y ser mi orgullo en todo momento, por ser mis hermanos y regalarme todos los días su amor.

Guadalupe Anzueto

Por ser ejemplo de disciplina, perseverancia, dedicación, y brindarme su apoyo incondicional a lo largo de mi carrera, por ser mi segunda mamá y siempre estar pendiente de mí.

Mis abuelos

Por darme su apoyo incondicional antes y a lo largo de mi carrera, por darme las mejores lecciones de vida con sus ejemplos, por todo el amor que nos dieron durante el tiempo que Dios los puso en nuestro camino.

Mis primos

Por ser ejemplos de como debe de desempeñarse un buen profesional a lo largo de la vida, por motivarme siempre a alcanzar mis metas.

Sebastián Castro

Mi sobrino, por llenar nuestros corazones de alegría, amor, ternura y agradecimiento a Dios.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XIII
OBJETIVOS	XV
INTRODUCCIÓN	XVII
1. RADIACIÓN SOLAR EN LA SUPERFICIE DE LA TIERRA	1
1.1. La constante solar	1
1.2. Distribución espectral de la radiación extraterrestre	4
1.3. Instrumentación para la observación del flujo solar	9
1.3.1. Heliógrafo	9
1.3.2. Pirheliómetros	11
1.3.3. Piranómetros	12
1.3.4. Albedómetro	14
1.3.5. Pirradiómetro diferencial o bilanmetro	14
1.4. Concepto de masa atmosférica	15
1.5. Atenuación de la radiación directa	18
1.5.1. Difusión	19
1.5.2. Absorción	19
1.6. Características de la radiación directa	21
1.6.1. Movimiento de la tierra.....	21
1.6.2. Definición de parámetros	22
1.6.3. Relaciones trigonométricas	25
1.6.4. Flujo energético solar sobre la superficie terrestre	27

1.7.	Análisis de valores medidos de radiación solar	28
1.8.	Cálculo de la radiación solar sobre superficies inclinadas	32
1.8.1.	Componente directa	34
1.8.2.	Componente difusa	36
1.8.3.	Radiación total	38
1.9.	Efecto de la orientación y movimiento de la superficie receptora...	40
2.	INTRODUCCIÓN ENERGÍA SOLAR TÉRMICA	44
2.1.	Aplicaciones	44
2.2.	Sistemas de captación	44
2.2.1.	Sistemas de captación lineal y puntual	44
2.2.2.	Sistemas de baja temperatura	45
2.2.3.	Sistemas de media y alta temperatura	46
2.2.3.1.	Centrales con tecnología de torre	46
2.2.3.2.	Centrales con tecnología cilindro parabólica ...	52
2.2.3.3.	Centrales con tecnología de disco Stirling	58
3.	CICLO TÉRMICO DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR	61
3.1.	Principios térmicos	61
3.1.1.	Calor latente	61
3.1.2.	Calor específico	62
3.1.3.	Punto triple	62
3.1.4.	Principio cero de la termodinámica	64
3.1.5.	Primer principio de la termodinámica	64
3.1.6.	Segundo principio de la termodinámica	64
3.1.7.	Tercer principio de la termodinámica	65
3.2.	Funcionamiento de tubos vaporizadores y recalentadores	65
3.2.1.	Transferencia de calor y conductividad térmica	66
3.3.	Ciclos térmicos	68

3.3.1.	Ciclo Rankine	69
3.3.1.1.	Diagrama T-S del ciclo	70
3.3.2.	Ciclo Brayton	70
3.3.3.	Ciclo Stirling	72
3.3.3.1.	El ciclo Stirling ideal	72
3.4.	Aplicaciones ciclo Stirling	73
3.4.1.	Central Stirling	73
3.4.2.	Motor Stirling	75
3.4.2.1.	Funcionamiento del motor Stirling	76
4.	FUNDAMENTOS DEL DISEÑO DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR	77
4.1.	Ventajas y desventajas de las centrales solares	77
4.1.1.	Comparación entre configuraciones disponibles	77
4.1.2.	Comparación de la energía solar y la energía proveniente del combustible fósil	78
4.2.	Criterios de localización para las centrales termosolares	80
4.2.1.	Ubicación usando mapas solares para determinar la región con más densidad de radiación solar	80
4.2.2.	Determinación de los parámetros necesarios para el diseño de la central solar	82
4.3.	Cálculo del campo solar	83
4.3.1.	Rendimiento del campo solar $\eta_{c.solar}$	85
4.3.2.	Rendimiento de la turbina de vapor	88
4.3.3.	Especificación del generador	89
4.3.4.	Calculo de la dimensión de la superficie total	91
4.4.	Producción eléctrica	95
4.4.1.	Producción eléctrica solar	95
4.4.2.	Potencia eléctrica nominal	97
4.5.	Dimensionamiento de la caldera auxiliar	98

5.	CONVERSIÓN ENERGÍA MECÁNICA ROTACIONAL EN ENERGÍA ELÉCTRICA	101
5.1.	Máquinas de reacción externa	101
5.1.1.	Turbina de vapor de agua	101
5.1.2.	Turbina de gas	102
5.1.2.1.	Análisis termodinámico	103
5.1.2.2.	Ciclo Brayton de una turbina de gas	104
5.1.3.	Ciclos de funcionamiento	105
5.2.	Generador síncrono	106
5.2.1.	Principios de funcionamiento	107
5.2.2.	Circuito equivalente de un generador síncrono	108
5.2.3.	Potencia interna	112
5.3.	Turbo generador	114
5.3.1.	Principio de funcionamiento	114
5.3.2.	Características del turbo generador	116
5.3.3.	Par torsional de un turbogenerador	116
5.3.4.	Pérdidas del turbo generador	118
5.3.4.1.	Pérdidas en el estator	119
5.3.4.2.	Pérdidas en el rotor	120
5.3.4.3.	Efectos de la corriente inversa	121
5.3.5.	Armónicos	122
	CONCLUSIONES	125
	RECOMENDACIONES	127
	BIBLIOGRAFÍA	129

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Balance de radiación solar	3
2.	Balance de radiación terrestre	3
3.	Curva estándar de la radiación solar extraterrestre	6
4.	Heliógrafo de Campbell-Stoke y Denis-Jordan	10
5.	Pirheliómetro de disco de plata de Abbot	12
6.	Piranómetro de Kipp y Zonen	13
7.	a) Albedómetro, b) Bilanmetro ventilado de Gier y Dunkle	14
8.	Mediciones típicas de un pirradiómetro	15
9.	Masa del aire atmosférico	17
10.	Distribución espectral de la radiación solar	18
11.	Posiciones del sol a lo largo del año	23
12.	Situación espacial de diferentes ángulos	24
13.	Situación espacial con respecto a la vertical del lugar	25
14.	Valores mensuales medidos de $I_{0(h)}$	30
15.	Clasificación basada en el mapa de clima región centroamericana	31
16.	Promedio mensual de radiación difusa diaria y total	33
17.	Relación entre la radiación horaria y la diaria	33
18.	Radiación solar sobre superficies inclinadas	35
19.	Cálculo radiación difusa recibida por un plano inclinado	36
20.	Comparación gráfica de las componentes de la radiación total sobre una superficie horizontal	39
21.	Radiación solar anual sobre superficies con inclinación Ψ	41
22.	Tipos de concentradores	45

23.	Esquema del funcionamiento de una central de torre	47
24.	Componentes de una central de torre	48
25.	Central de torre PS10, en la plataforma Solúcar, en Sevilla	50
26.	Central de torre PS20, ubicada en Sevilla	51
27.	Esquema de una central con tecnología cilindro-parabólica CCP	54
28.	Vista aérea de Solnova 1, Solnova 3 y Solnova 4	55
29.	Ocupación de terreno para una planta de 100 MW	56
30.	Esquema tecnología de disco Stirling	58
31.	Diagrama de fase del agua que muestra el punto en el cuál pueden coexistir las tres fases	63
32.	Diagrama T – S típico de un ciclo Rankine, mostrando un proceso no ideal	69
33.	Ciclo Brayton en una turbina de gas, en función de la entropía S y la temperatura T	71
34.	Diagrama de un ciclo Stirling ideal	72
35.	Espejo parabólico sobre un seguidor solar, instalado frente a un receptor solar acoplado a un motor Stirling	74
36.	Promedio anual de la radiación horizontal en Guatemala	82
37.	Circuito básico de un colector parabólico	85
38.	Balance de pérdidas ópticas	86
39.	Esquema de un ciclo Brayton. C representa al compresor B al quemador y T a la turbina	105
40.	Representación de los rotores de polos salientes y lisos	108
41.	Circuito equivalente por fase de un generador síncrono en vacío	109
42.	Circuito equivalente de un generador síncrono bajo carga	109
43.	Representación fasorial de un generador síncrono bajo condiciones de carga resistiva, inductiva y capacitiva	111

TABLAS

I.	Radiación solar en el espacio, constante solar: $I_0(\text{ext})= 1,353 \text{ kW/m}^2$	7
II.	Clasificación de la radiación según el ancho de banda	8
III.	Masa atmosférica en función de la altura aparente ϕ del sol y presión de 760 mm de Hg	17
IV.	Valores de ξ según la latitud λ tomados por un heliógrafo de Campbell-Stokes	30
V.	Clasificación de climas	31
VI.	Valores promedios mensuales de horas de sol según el mapa mundial de Köppen-Geiger	32
VII.	Superficie necesaria para plantas de 20MW	51
VIII.	Ventajas y desventajas centrales con tecnología de torre	52
IX.	Espacio necesarios para plantas de 100MW	56
X.	Ventajas y desventajas centrales cilindro parabólicas	57
XI.	Ocupación de terreno para unidades remotas	59
XII.	Ventajas y desventajas de centrales de disco Stirling	60
XIII.	Parámetros característicos del sistema HTF	67
XIV.	Comparación de tecnologías termosolares	78
XV.	Radiación normal directa para las coordenadas dadas	84
XVI.	Datos técnicos del colector Eurotrough ET-150	84
XVII.	Distribución tri horaria de la radiación solar directa en kW/m^2	92
XVIII.	Distribución de la radiación solar directa kW/m^2	93
XIX.	Características del campo solar	95
XX.	Producción eléctrica mensual proyectada	96
XXI.	Clasificación turbina vapor de agua	102
XXII.	Clasificación de la turbina de gas	102

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
HTF	Aceite térmico
φ	Altura aparente del sol
τ	Ángulo horario
CCP	Central cilindro parabólica
Σ	Coeficiente de turbidez
δ	Declinación
H	Entalpía
S	Entropía
GeV	Gigaelectrón voltio
GWh	Gigawatt hora
DNI	Irradiación solar directa

J

Joule

Kw

Kilowatt

λ

Longitud de onda

MWe

Megawatts eléctricos

μm

Micrómetro

mmHg

Milímetros de mercurio

Ω

Ohmios

RPM

Revoluciones por minuto

GLOSARIO

Adiabático	Proceso en el cual un fluido genera trabajo sin intercambiar calor con su entorno.
Albedo	Relación expresada en porcentaje de la radiación que cualquier superficie refleja sobre ésta, que incide sobre la misma. Las superficies claras tienen valores de albedo superior a las oscuras, y las brillantes más que las mates.
Eje directo	Se define en dirección norte-sur del rotor, con su origen en el centro del campo magnético y en dirección hacia el norte.
Eje en cuadratura	El origen de este eje es el mismo al eje directo, pero su dirección es perpendicular a éste.
Gigaelectrón volt	Unidad de energía equivalente a la energía cinética que adquiere un electrón al ser acelerado por una diferencia de potencial en el vacío de 1 voltio.
Irradiancia	Magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética, en este estudio, radiación solar. En unidades del sistema internacional se mide en W/m^2 .
kWe	Potencia eléctrica generada.

Radiación global	Suma de la intensidad de la radiación directa y de la radiación difusa.
Sistema HTF	Sistema de aceite térmico, (<i>Heat thermal fluid</i>) sistema circulatorio que une el calor captado en el campo solar y la energía eléctrica producida.
SWERA	Productos que proporcionan información sobre el recurso solar en un lugar específico y está disponible para el uso de las tecnologías solares. http://swera.unep.net .
Teorema Ferraris	Devanado polifásico que tenga p pares de polos por el cual recorran corrientes polifásicas equilibradas de pulsación ω , produce p pares de polos ficticios que deslizan, con velocidad ω/p a lo largo del devanado sin sufrir modificaciones.
Transmitancia	Magnitud que expresa la cantidad de energía que atraviesa un cuerpo en la unidad de tiempo (potencia).

RESUMEN

Una central termosolar es una instalación industrial en la que, a partir del calentamiento de un fluido se dará inicio a un ciclo termodinámico convencional, produciendo la potencia necesaria y mover el rotor de un alternador para generación de energía eléctrica como en una central térmica clásica, caracterizándose por el uso de la radiación solar como fuente de calor.

El principal fundamento para el diseño de la central es la adecuada concentración de la radiación solar para que se puedan alcanzar temperaturas elevadas, de 300 °C hasta 1 000 °C, para obtener así, un rendimiento aceptable en el ciclo termodinámico, el cual no se tendría con temperaturas más bajas. La concentración de los rayos solares se hace por medio de espejos con orientación automática que señalan a un punto central donde se calienta el fluido, o con mecanismos más pequeños de geometría parabólica.

La ventaja de la utilización de la radiación solar, como fuente de calor en una central térmica, es que el combustible es gratuito, abundante e inagotable, obteniendo beneficios convincentes tales como: protección ambiental, crecimiento económico, creación de empleo, diversificación de suministro de combustibles, así como el potencial global de transferencia tecnológica e innovación.

En el presente estudio, se ha demostrado, que utilizando la energía solar no hay barreras técnicas, económicas o de recursos para satisfacer las necesidades eléctricas de la población guatemalteca, asimismo, demostrar que la ubicación geográfica de Guatemala es ventajosa para el aprovechamiento de

la radiación solar como fuente de energía, desarrollando una opción viable que puede sustituir a los combustibles fósiles dentro de las regiones soleadas del país, con los fundamentos necesarios para el diseño de una central termosolar.

Para la correcta interpretación es necesario poseer conocimientos sobre geometría, termodinámica y generación eléctrica, a través de la búsqueda de información en proyectos que actualmente se están desarrollando alrededor del mundo y que por el momento han arrojado resultados positivos.

OBJETIVOS

General

Plantear los fundamentos necesarios para el diseño de una central de potencia utilizando como fuente de energía primaria la radiación solar, en la región guatemalteca.

Específicos

1. Hallar la región con mayor insolación dentro los límites geográficos de Guatemala.
2. Plantear los valores medios de radiación solar para la región guatemalteca, mediante el uso de *software online*.
3. Establecer los diferentes sistemas termosolares que existen en la actualidad.
4. Establecer el ciclo termodinámico que se podría aplicar en Guatemala.
5. Plantear la configuración del sistema termosolar más idóneo para Guatemala.
6. Describir los componentes y subsistemas que conforman un sistema termosolar.

INTRODUCCIÓN

La capacidad que tiene el Sol para calentar los objetos expuestos a sus rayos es un hecho común. Este efecto se produce cuando la radiación electromagnética solar choca con cualquier objeto y parte de esta radiación se transforma en calor provocando un aumento de temperatura en el objeto en el cual inciden los rayos.

En la actualidad, son varios los sistemas que aprovechan la energía calorífica que aporta el Sol. En todos, el principio es siempre el mismo, elevar la temperatura de una sustancia para que el calor absorbido logre un efecto determinado; ya sea el calentamiento de agua, de aire o la generación de un movimiento que se pueda transformar en electricidad.

Este tipo de aplicación se ha ido extendiendo y desarrollando debido a que representa un ahorro de recursos energéticos no renovables, gracias a que su fuente es gratuita e inagotable y, además, promueve un respeto al ambiente con una importante rentabilidad económica.

Gracias a la concentración de los rayos del Sol en un punto se puede elevar la temperatura a valores muy por encima del punto de ebullición del agua, logrando con esto, un buen rendimiento en ciclo térmico, obteniendo que las centrales termosolares reemplacen a las centrales térmicas convencionales.

Guatemala geográficamente se encuentra en una posición envidiable, ya que durante todo el año se irradian los rayos del Sol sobre la región, teniendo la

capacidad de producir grandes cantidades de energía eléctrica mediante el uso de la energía solar y satisfacer las necesidades de muchas familias.

1. RADIACIÓN SOLAR EN LA SUPERFICIE DE LA TIERRA

El Sol es la estrella más próxima a la Tierra, está a una distancia promedio de 149 600 000 de kilómetros. Es una estrella de mediana edad, ni demasiado grande ni muy brillante. El Sol permanecerá esencialmente inalterable por varios miles de millones de años; ha cambiado muy poco en los últimos tres mil millones de años y se estima que no cambiará mucho en los próximos tres mil millones, razón por la que se puede considerar como una fuente renovable e inagotable de energía para la Tierra.

1.1. La constante solar

El estudio de la incidencia de los rayos solares sobre el planeta Tierra es necesario, debido a que existen pérdidas provocadas por distintos fenómenos y a partir de la medición de la radiación solar a nivel de la superficie, se puede determinar la cantidad de energía que se tendrá a disposición para iniciar el ciclo térmico de la central termosolar.

Desde el punto de vista energético, la masa solar que por segundo se irradia al espacio en forma de partículas de alta energía y de radiación electromagnética es aproximadamente de 5.6×10^{35} GeV y de ella, la Tierra recibe en el exterior de su atmósfera un total de $1,73 \times 10^{14}$ kW, o sea $1,353 \text{ kW/m}^2$, que se conoce como constante solar y cuyo valor fluctúa en un $\pm 3\%$ debido a la variación periódica de la distancia entre la Tierra y el Sol.

La atmósfera y la superficie terrestre se encuentran a temperaturas medias distintas y por lo tanto, también radían energía; así, la longitud de onda

de la radiación solar está comprendida entre, 0,5 μm y 4 μm , mientras que la radiación terrestre lo está entre 3 μm y 80 μm , es decir, se trata de emisiones de onda larga.

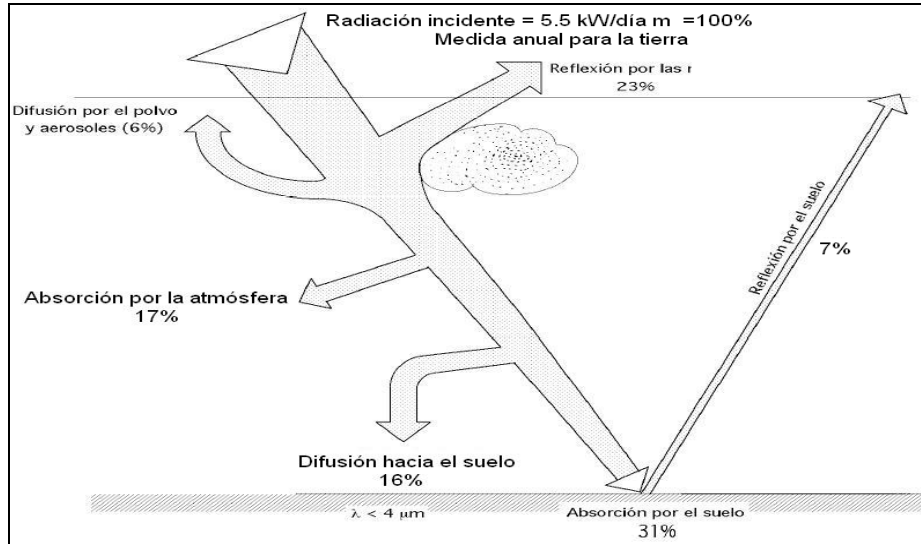
Los $1,73 \times 10^{14}$ kW de energía solar que inciden sobre la Tierra, se reparten en la siguiente forma

- Reflejada por la atmósfera hacia el espacio exterior: 30%, $0,52 \times 10^{14}$ kW.
- Utilizada para calentar la atmósfera: 47%, $0,80 \times 10^{14}$ kW.
- Para la evaporación de los océanos: 23%, $0,40 \times 10^{14}$ kW.
- En generar perturbaciones atmosféricas, como el viento: $0,0037 \times 10^{14}$ kW.
- Utilizada en la fotosíntesis: $0,0004 \times 10^{14}$ kW.

De lo anterior se deduce, (ver figuras 1 y 2), que: el 47% de la energía solar incidente alcanza la superficie terrestre, de forma que el 31% lo hace directamente y el otro 16% después de ser difundida por el polvo, vapor de agua y moléculas de aire; el resto de la energía solar, el 53%, no alcanza la superficie de la Tierra, ya que:

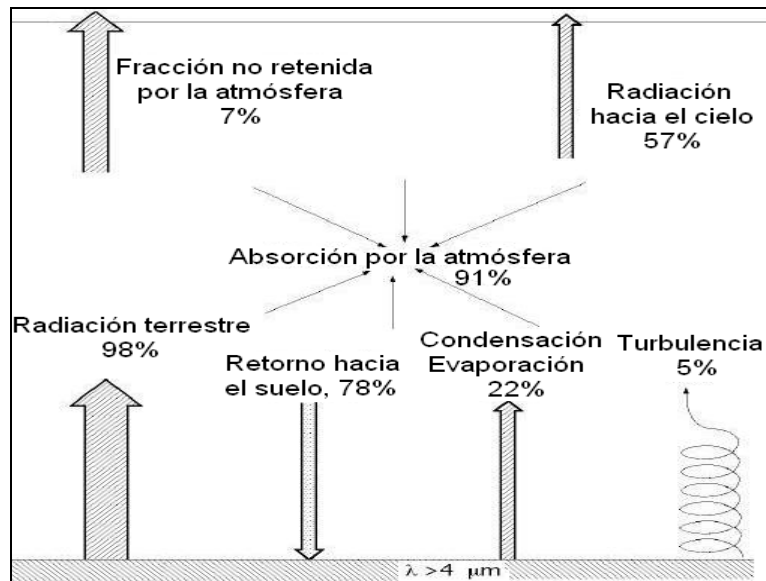
- 15% es absorbida por la tropósfera, (agua, ozono y nubes).
- 23% es reflejada por las nubes.
- 7% es reflejada por el suelo.
- 2% es absorbida por la estratósfera, principalmente por el ozono.
- El 6% restante es la energía difundida por la atmósfera que se dirige hacia el cielo.

Figura 1. **Balance de radiación solar**



Fuente: Escuela Politécnica Nacional de Quito. *Energía solar*. p. 71.

Figura 2. **Balance de radiación terrestre**



Fuente: KEIHL, Jeffrey; TRENBERTH, Kevin. *Sun climate system*. p. 38.

1.2. Distribución espectral de la radiación extraterrestre

El Sol se puede considerar como un gigantesco reactor de fusión nuclear, constituido por diferentes gases que se encuentran retenidos en el mismo por fuerzas gravitatorias. La energía, en forma de radiación electromagnética, resultado de las reacciones de fusión que tienen lugar en él, fundamentalmente en el núcleo, debe ser transferida a la superficie exterior para que, desde allí, ser radiada al espacio; en este proceso de transferencia aparecen fenómenos convectivos y radiativos, así como sucesivas capas de gases, dando lugar a un espectro de emisión continuo.

Se puede considerar al Sol como un cuerpo negro que radia energía a la temperatura de 5,762K, ya que la distribución de energía para cada longitud de onda aprovechable por los procesos térmicos y fototérmicos, es básicamente la misma que la de este cuerpo negro.

La Tierra, en su movimiento alrededor del Sol, describe una órbita elíptica, de escasa excentricidad, de forma que la distancia entre el Sol y la Tierra varía aproximadamente un $\pm 3\%$.

La distancia media Tierra-Sol es de 149 600 000 de km. a esta se le llamará: d .

En el solsticio de verano, la Tierra está alejada una distancia del Sol máxima

$$d_{\text{máx}} = 1,017 d$$

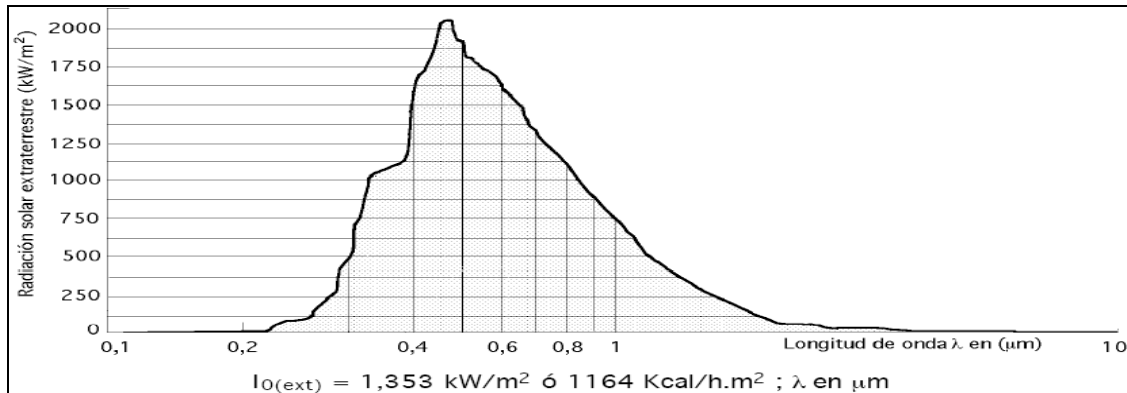
En el solsticio de invierno, la Tierra se halla a la distancia mínima del Sol

$$d_{min} = 0,983 d$$

Con estos datos, un observador terrestre situado sobre un círculo en el cual el Sol ocupa el centro, observa a éste bajo un ángulo de 32 minutos.

La radiación emitida por el Sol y las relaciones espaciales con la Tierra, conducen al concepto de intensidad de radiación en el límite exterior de la atmósfera; su valor es prácticamente constante y se conoce como constante solar, definiéndose como la energía solar por unidad de tiempo recibida sobre una superficie perpendicular a la radiación, de área unidad. Esta radiación al atravesar la atmósfera, es parcialmente absorbida y difundida por ciertos componentes de la misma; en las últimas décadas, al disponer de satélites artificiales, se han podido realizar mediciones directas de la intensidad solar, libres de la influencia de la atmósfera terrestre, habiéndose dado un valor estándar de la misma $I_{0(ext)}$ propuesto por Thekaekara y Drummond en 1979, ver figura 3.

Figura 3. Curva estándar de la radiación solar extraterrestre



Fuente: THEKAEKARA, Matthew. *Solar radiation measurement*. p. 309.

Es importante conocer la distribución espectral de la radiación solar, ya que la interacción de la misma con los distintos medios materiales, es función de la longitud de onda de la radiación incidente; en la figura 3 se presenta el espectro de la radiación extraterrestre correspondiente a la distribución de energía que llegaría a la Tierra en ausencia de la atmósfera.

La curva estándar de la distribución espectral de la radiación extraterrestre, está basada en medidas hechas en el espacio exterior a gran altitud, en la que el promedio de energía para una anchura de banda de longitud de onda media λ y la energía integrada para longitudes de onda inferiores a λ vienen dadas en la tabla I (Thekaekara-NASA).

E_λ ($\text{W/cm}^2\mu\text{m}$)= promedio de radiación solar comprendido sobre una pequeña banda del espectro centrada en la longitud de onda λ . Siendo $\Delta\lambda$ el % de la constante solar asociada a longitudes de onda menores que λ .

Tabla I. Radiación solar en el espacio, Constante solar: $I_0(\text{ext})= 1,353$ kW/m^2

λ	E_λ	$\Delta\lambda$	λ	E_λ	$\Delta\lambda$	λ	E_λ	$\Delta\lambda$
0,115	0,007	0,0001	0,43	1639	12,47	0,9	891	63,37
0,14	0,03	0,0005	0,44	1810	13,73	1	748	69,49
0,16	0,23	0,0006	0,45	2006	15,14	1,2	485	78,4
0,18	1,25	0,0016	0,46	2066	16,65	1,4	337	84,33
0,2	10,7	0,0081	0,47	2033	18,17	1,6	245	88,61
0,22	57,5	0,05	0,48	2074	19,68	1,8	159	91,59
0,23	66,7	0,1	0,49	1950	21,15	2	103	93,49
0,24	68	0,14	0,5	1942	22,6	2,2	79	94,83
0,25	70,9	0,19	0,51	1882	24,01	2,4	62	95,86
0,26	130	0,27	0,52	1833	25,38	2,6	48	96,67
0,27	232	0,41	0,53	1842	26,74	2,8	39	97,31
0,28	222	0,56	0,54	1783	28,08	3	31	97,83
0,29	482	0,81	0,55	1725	29,38	3,2	22,6	98,22
0,3	514	1,21	0,56	1695	30,65	3,4	16,6	98,5
0,31	689	1,66	0,57	1712	31,91	3,6	13,5	98,72
0,32	830	2,22	0,58	1715	33,18	3,8	11,1	98,91
0,33	1059	2,93	0,59	1700	34,44	4	9,5	99,06
0,34	1074	3,72	0,6	1666	35,68	4,5	5,9	99,34
0,35	1093	4,52	0,62	1602	38,1	5	3,8	99,51
0,36	1068	5,32	0,64	1544	40,42	6	1,8	99,72
0,37	1181	6,15	0,66	1486	42,66	7	1	99,82
0,38	1120	7	0,68	1427	44,81	8	0,59	99,88
0,39	1098	7,82	0,7	1369	46,88	10	0,24	99,94
0,4	1429	8,73	0,72	1314	48,86	15	0,048	99,98
0,41	1751	9,92	0,75	1235	51,69	20	0,015	99,99
0,42	1747	11,22	0,8	1109	56,02	50	0,00039	100

Fuente: THEAKAEKARA, Matthew. *Solar radiation measurement*. p. 325.

E_λ = promedio de radiación solar centrada. En la longitud de onda λ , en $\text{W/cm}^2\mu\text{m}$. $\Delta\lambda$ es el porcentaje de la constante solar asociada con longitudes de onda inferiores a λ .

Tabla II. **Clasificación de la radiación según el ancho de banda**

Región	ULTRAVIOLETA	LUZ VISIBLE	INFRARROJO
Banda de longitud de onda	0 a 0,38 [μm]	0,38 a 0,78 [μm]	0,78 a ∞ [μm]
Fracción de la banda $\Delta\lambda$	0,07= 7%	0,4729=47,29%	0,4571=45,71%
Energía de la banda	94,7 W/m ²	639,8 W/m ²	618,4 W/m ²

Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura* p. 14.

Si a partir de estos valores se quiere calcular la fracción de la radiación solar extraterrestre y la magnitud de dicha radiación en el ultravioleta, corresponde:

($\lambda < 0,38 \mu\text{m}$), visible ($0,38 \mu\text{m} < \lambda < 0,78 \mu\text{m}$), e infrarrojo, ($\lambda > 0,78 \mu\text{m}$), se obtiene los valores de $\Delta\lambda$ correspondientes a las longitudes de onda de 0,38 μm y 0,78 μm. A partir de los cuales puede determinarse la energía de la banda para: $I_{0(\text{ext})} = 1\ 353 \text{ kW/m}^2$. Ver tabla II.

La radiación emitida desde el núcleo del Sol está localizada en la zona del espectro de rayos gamma y rayos X, aumentando la longitud de onda a medida que la temperatura desciende al alejarse del núcleo solar.

El estudio de este espectro indica que:

- El 7% de la energía, 95 W/m², corresponde al intervalo de longitudes de onda inferiores a 0,038 μm.

- El 47,3%, 640 W/m^2 , corresponde a longitudes de onda comprendidas entre $0,38$ y $0,78 \mu\text{m}$.
- El 45,71% restante corresponde a longitudes de onda superiores a $0,78 \mu\text{m}$ a partir de los cuales se puede determinar la energía de la banda para $I_{0(\text{ext})} = 1\,353 \text{ kW/m}^2$.

1.3. Instrumentación para la observación del flujo solar

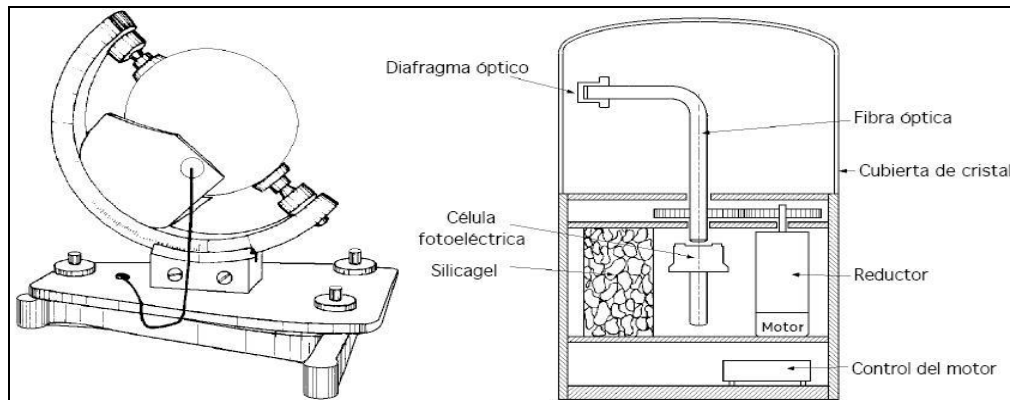
Los aparatos utilizados en la medición de la radiación solar, se clasifican en tres tipos:

- Medición de intervalos de radiación solar diaria máxima
- Medición de intensidad de radiación solar
- Medición de radiación solar global, directa y difusa

1.3.1. Heliógrafo

Sirve para medir la duración de la luz solar: puede definirse como el intervalo de tiempo durante el cual inicia el día y determinan los períodos del día durante los cuales la intensidad de la radiación directa es superior a un cierto umbral definido por La Organización Meteorológica Mundial, como la irradiación directa proveniente del Sol medida en el suelo, de al menos 120 W/m^2 . El heliógrafo es un aparato meteorológico que mide la duración de la insolación diaria.

Figura 4. Heliógrafos Campbell-Stokes y Denis-Jordan



Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*. p. 15.

El intervalo de tiempo transcurrido entre la salida y la puesta de Sol, define el máximo tiempo de radiación solar diaria posible, para un día concreto del año y para un lugar determinado.

Los heliógrafos no comienzan a registrar la radiación solar hasta que la directa es superior a un cierto valor, variable de un tipo de aparato a otro. El registrador de referencia intermedio de luz solar (IRSR) tiene un mínimo de intensidad de 210 W/m^2 , equivalente a $1/5$ de la máxima posible; debido a las variaciones entre los instrumentos, este umbral puede oscilar entre 7 y $28 \mu\text{W/cm}^2$.

En el heliógrafo Campbell-Stokes, (ver figura 4), la radiación directa se concentra con ayuda de una lente esférica sobre un papel coloreado de textura definida; enseguida se produce una quemadura o una decoloración del papel indicando que la radiación directa es más o menos intensa, siendo la longitud

de la misma proporcional a la duración de la radiación solar, efectuándose su examen bajo normas muy estrictas, el proceso es manual.

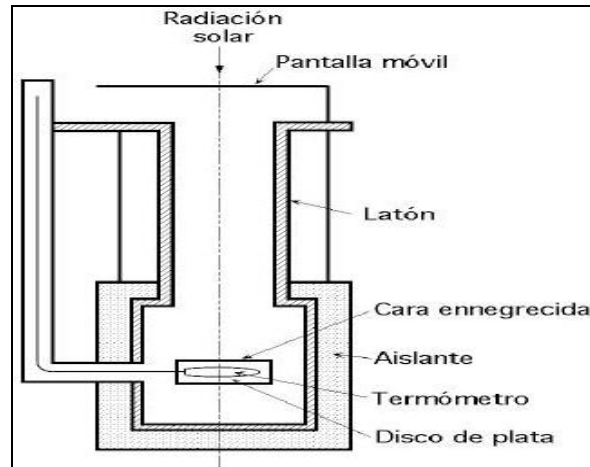
El heliógrafo de Denis-Jordan (ver figura 4), está constituido por una fibra óptica acodada 90° accionada por un motor de corriente continua, girando a razón de una vuelta por cada 1/100 de hora. La extremidad de la fibra óptica recibe la radiación solar a través de un diafragma y una célula fotoeléctrica situada en el otro extremo de la fibra produce una señal cuya magnitud es proporcional a la intensidad de la radiación.

1.3.2. Pirheliómetros

Mide la radiación solar directa: tienen una abertura colimada y una cara de recepción que debe permanecer siempre normal a los rayos solares. El pirheliómetro recibe energía sólo del disco solar y de un estrecho anillo de cielo contiguo, a través de un tubo largo; este aparato está dotado de un dispositivo automático de seguimiento del Sol. El ángulo de abertura es de 5.7° ; el error provocado por una abertura excesiva, aumenta en proporción a la cantidad de radiación del cielo admitida.

El pirheliómetro de disco de plata de Abbot (ver figura 5), permite deducir la intensidad de la radiación directa a partir de lecturas termométricas sucesivas, abriendo y cerrando alternativamente la entrada del aparato, estando sometido a unas normas muy estrictas, ya que el tiempo de exposición tiene que ser muy preciso.

Figura 5. Pirheliómetro de disco de plata de abbot



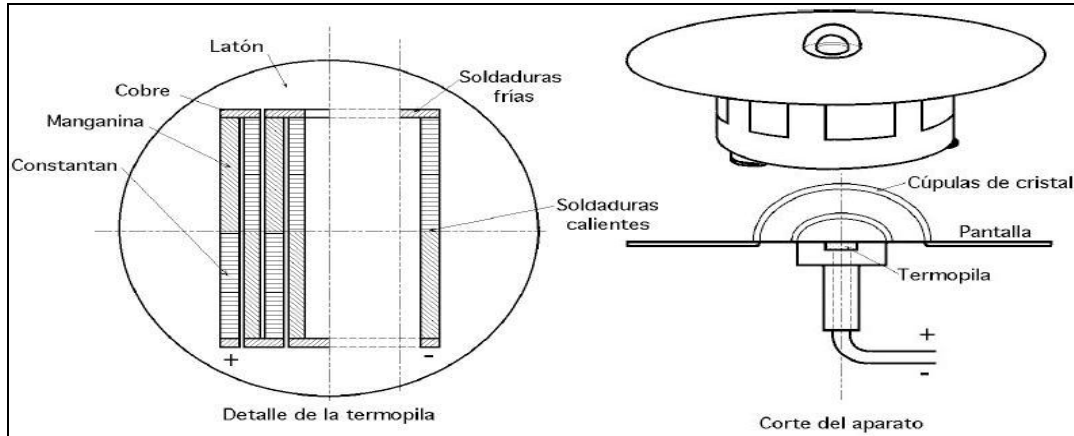
Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*. p. 15.

1.3.3. Piranómetros

Los piranómetros: se utilizan para medir la radiación global, directa y difusa que se recibe en todas direcciones, por lo que el instrumento tiene que descansar sobre una base horizontal. La banda de frecuencias medida por el piranómetro está comprendida entre $0,3 \mu\text{m}$ y $3 \mu\text{m}$; si se protege de la radiación directa por un anillo protector desvanecedor, entonces mide sólo la radiación difusa.

El piranómetro de Kipp y Zonen, (ver figura 6), está constituido por una termopila contenida en una caja metálica cerrada en su parte superior por dos hemisferios de cristal de 3 a 5 cm de diámetro y 2 mm de espesor.

Figura 6. Piranómetro de Kipp y Zonen



Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura* p. 15.

El calor emitido al nivel de la superficie negra es evacuado en parte por conducción y el resto por radiación y convección. El flujo térmico por conducción se transmite a la masa de la termopila que es buena conductora; por el contrario, las láminas son débilmente conductoras, por lo que aparece una diferencia de temperatura del orden de 20 °C entre la línea mediana y las extremas que implica una diferencia de potencial del orden de 500 μV/ °C. El piranómetro provee el valor de la radiación global $I_{T(h)}$ que incide sobre una superficie horizontal de valor:

$$\text{Radiación global} \quad I_{T(h)} = I_{d(h)} + I_{0(h)} \cos \theta_s \quad [W/m^2] \quad (\text{Ec. 1})$$

La radiación directa se elimina poniendo el aparato a la sombra, con ayuda de una pantalla, para que la superficie sensible del piranómetro capte sólo la radiación difusa.

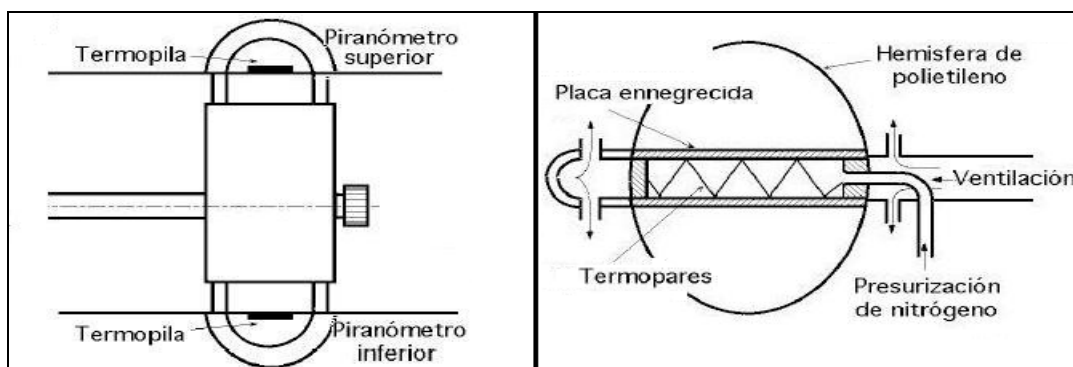
1.3.4. Albedómetro

Para medir la radiación difusa, o radiación del cielo, se adapta al piranómetro una pantalla destinada a ocultar la radiación solar directa, de forma que no se esconda una parte importante del cielo. Se puede utilizar un disco móvil dotado de un movimiento ecuatorial, en el que la sombra se proyecta permanentemente sobre la superficie sensible del piranómetro, o también se puede adaptar una banda parasol que se desplaza manualmente a lo largo del año. Se necesita una corrección para tener en cuenta la radiación difusa interceptada, ver figura 7.

1.3.5. Pirradiómetro diferencial o bilanmetro

Estos aparatos, muy delicados, miden la diferencia entre las radiaciones dirigidas hacia el suelo y el espacio, permiten establecer dos balances radiactivos. Poseen una doble superficie sensible, una vuelta hacia arriba y la otra hacia abajo.

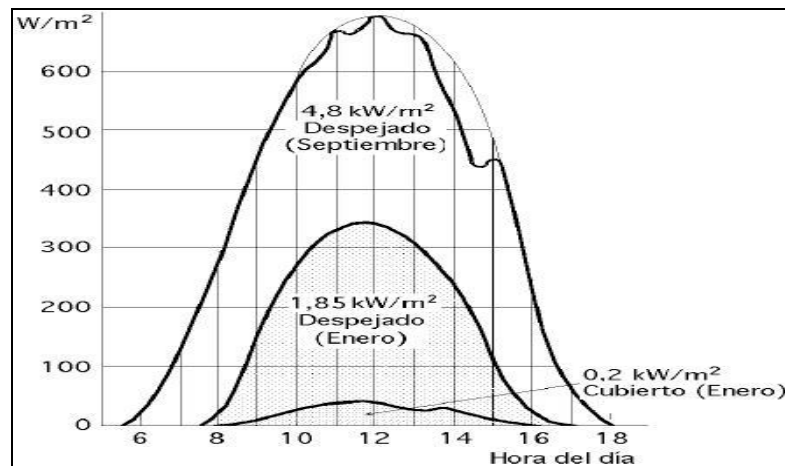
Figura 7. Albedómetro y Bilanmetro ventilado de Gier y Dunkle



Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*
p. 17.

Están destinados a medir radiaciones de longitud de onda comprendidas entre $0,3 \mu\text{m}$ y $100 \mu\text{m}$, mediante detectores térmicos (termopilas de doble cara) protegidos por una cúpula de polietileno especial, transparente hasta $15 \mu\text{m}$ y barridos por una corriente de nitrógeno para evitar las condensaciones que falsearían las medidas a causa de la absorción de radiación infrarroja por el agua, ver figura 7.

Figura 8. **Mediciones típicas de un pirradiómetro**



Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura* p. 17.

1.4. Concepto de masa atmosférica

La radiación procedente del Sol que llega a la superficie terrestre tiene que atravesar la capa atmosférica que envuelve la Tierra, cuyo espesor aproximado es de unos 9 km en condiciones normales, contados desde el nivel del mar hasta el nivel más alto de la vertical de la misma. Dicha radiación es difundida y absorbida.

No obstante, hay una cierta cantidad de radiación solar que no ha encontrado obstáculo y ésta es la radiación directa que llega del Sol, es decir, la radiación solar recibida desde el Sol sin cambio de dirección. La radiación difusa se define como la radiación solar recibida desde el Sol después de que la reflexión y la difusión por la atmósfera hayan modificado su dirección. El camino óptico recorrido por la radiación solar es diferente según sea la altura cenital del Sol y ello conduce a la introducción del concepto de masa de aire m , o masa atmosférica atravesada por la radiación, ver figura 9.

Se considera el paso vertical a través de la atmósfera a nivel del mar como m igual a 1, es decir, el Sol en la vertical del lugar, la presión media a nivel del mar es de 760 mm de mercurio, el valor de la masa de aire atmosférico es:

$$m = OA = \frac{P}{760} \quad (\text{Ec. 2})$$

m = masa atmosférica atravesada por la radiación

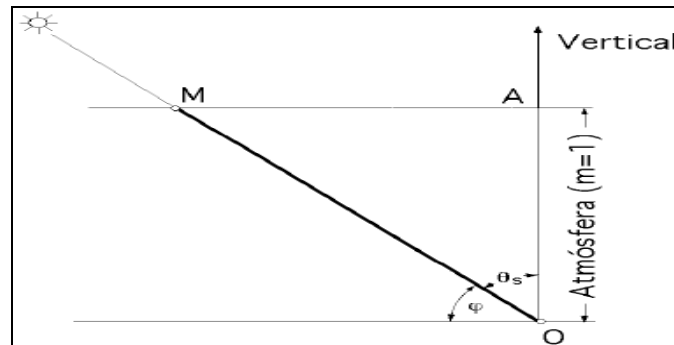
p = presión atmosférica del lugar [mmHg]

Si la presión p del medio es diferente de 760 mmHg se multiplica la masa atmosférica por $\frac{P}{750}$; Para una dirección de la radiación solar directa que forme un ángulo φ con la horizontal.

La trayectoria OM recorrida por la misma en función de la presión atmosférica p es:

$$OM = \frac{OA}{\sin \varphi} = \frac{p}{760 \sin \varphi} = \frac{p}{760 \cos \theta_s} \quad (\text{Ec. 3})$$

Figura 9. Masa de aire atmosférico



Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*. p. 18.

Tabla III. Masa atmosférica en función de la altura aparente φ del sol y presión de 760 mm de Hg

Ángulo φ	Masa atmosférica $m = \frac{1}{\sin \varphi}$	Masa verdadera
90	1	1
80	1,02	1,015
70	1,06	1,064
60	1,16	1,154
50	1,31	1,304
40	1,56	1,553
30	2	1,995
20	2,92	2,904
15	3,86	3,816
12	4,81	4,716
10	5,76	5,6
6	9,57	8,9

Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*. p. 19.

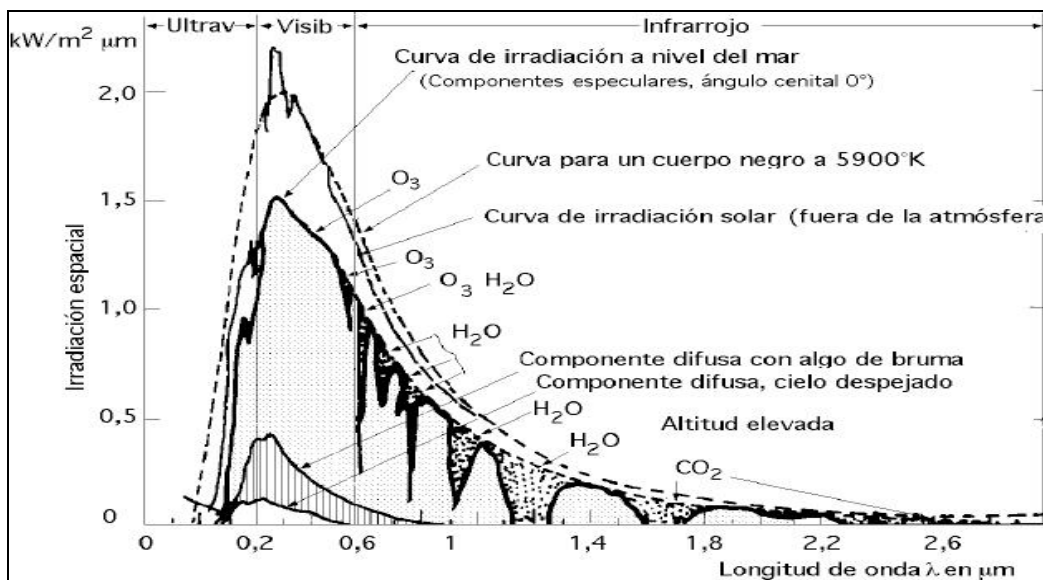
En la tabla III se muestra el valor del camino recorrido obtenido a partir de la fórmula y el camino real, en donde se han tenido en cuenta la curvatura de la Tierra y la refracción de los rayos solares al atravesar la atmósfera.

1.5. Atenuación de la radiación directa

La radiación incidente normal recibida del Sol, sobre la superficie terrestre, está sujeta a variaciones debidas fundamentalmente a:

- Variaciones de la distancia Tierra-Sol.
- Variaciones de la difusión, debidas a las moléculas de aire, vapor de agua y polvo.
- Variaciones en la absorción atmosférica por el O_3 , H_2O y el CO_2 .

Figura 10. **Distribución espectral de la radiación solar**



Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*. p. 09.

La radiación solar normal incidente en la atmósfera terrestre tiene la distribución espectral indicada en la figura 10. Los rayos X y otras radiaciones de onda corta del espectro solar, son absorbidos en gran proporción en la ionosfera por el N_2 , O_2 y otros componentes atmosféricos; la mayor parte del ultravioleta queda absorbido por el O_3 .

Para longitudes de onda superiores a $2,5 \mu m$ se produce la radiación terrestre y una fuerte absorción por el CO_2 y el H_2O de la atmósfera, por lo que al suelo llega muy poca energía.

En consecuencia, y desde el punto de vista de las aplicaciones terrestres de la energía solar, solamente interesan las radiaciones comprendidas en las longitudes de onda de $0,29 \mu m$ hasta $2,5 \mu m$, que son las que a su paso a través de la atmósfera van a sufrir las variaciones debidas a la difusión y a la absorción.

1.5.1. Difusión

Hay tres formas básicas de difusión en la atmósfera de la radiación solar:

- Por moléculas de aire
- Por partículas de polvo
- Por el vapor de agua

1.5.2. Absorción

La absorción de la radiación solar a su paso por la atmósfera terrestre es debida fundamentalmente:

- Al ozono en el ultravioleta ($\lambda < 0,3 \mu\text{m}$) y un poco para el visible ($0,5 < \lambda < 0,6 \mu\text{m}$)
- Al vapor de agua confinado en las capas bajas de la atmósfera en el infrarrojo ($\lambda > 0,7 \mu\text{m}$)

Más allá de $2,3 \mu\text{m}$ la transmisión a través de la atmósfera es muy baja, debido a la absorción por el H_2O y CO_2 , por lo que en el espectro de energía solar extraterrestre, la energía es inferior al 5% de la total del espectro solar, siendo pequeña la energía recibida a nivel del suelo. La transmitancia por absorción se debe combinar de la misma manera que por difusión. La transmitancia monocromática resultante para la radiación directa se puede plantear de la siguiente manera:

$$F_{\lambda} = F_{\lambda(S)} F_{\lambda(abs)} = F_{\lambda(S)} F_{\lambda(abs.ozono)} F_{\lambda(abs.vapordeagua)} \quad (\text{Ec. 4})$$

Aclarando que, por lo menos, uno de los factores de absorción, bien el del ozono o el del vapor de agua, es la unidad, puesto que las bandas de absorción correspondientes al O_3 y H_2O no se traslapan entre sí.

Un modelo presentado por Unsworth y Monteith contempla un coeficiente de turbidez, σ mediante el cual se pueden relacionar la irradiancia solar normal directa I_{s0} con la irradiancia normal directa en el aire limpio I_0 (o flujo solar entrante en la atmósfera), mediante la ecuación:

$$I_{s0} = I_0 e^{-\sigma m} \cdot [W/m^2] \quad (\text{Ec. 5})$$

I_0 = irradiancia normal de la radiación solar para una atmósfera limpia que contiene CO_2 , O_3 y H_2O , como elementos que absorben y emiten radiación

$\frac{I_{s0}}{I_0}$ = fracción de la potencia transmitida

α_s = fracción extinguida que es absorbida por la atmósfera

$$\alpha_s = \frac{I_0 - I_{s0}}{I_0} \quad (\text{Ec. 6})$$

1.6. Características de la radiación directa

El Sol se comporta como un cuerpo negro, emitiendo energía, siguiendo la ley de Planck a una temperatura de 6 000 K. 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 en especial por el ozono. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia, por unidad de tiempo y área, su unidad es el W/m^2 (vatio por metro cuadrado).

1.6.1. Movimiento de la tierra

El movimiento de la Tierra alrededor del Sol se llama traslación y lo hace describiendo una órbita elíptica de muy poca excentricidad llamada Eclíptica, estando el Sol situado en uno de sus focos. La duración del recorrido es de 365 días, 5 horas y 48 minutos a una velocidad de 108 000 km/ hora, aproximadamente. Esta órbita está inclinada con respecto al plano del Ecuador un ángulo de $23^\circ 45'$ y ello hace que sobre un punto determinado de la Tierra los rayos del Sol caigan unas veces más perpendicularmente que en otros y,

por lo tanto, que la radiación incidente I_0 sobre la misma sea diferente, ver figura 11.

Por otra parte, la Tierra tiene un movimiento de rotación alrededor de su eje en el que emplea 24 horas. Debido a la inclinación del eje de rotación y del movimiento orbital de la Tierra, la duración del día y de la noche varía según la latitud λ del lugar. Así, en el ecuador terrestre el día y la noche son iguales, doce horas, pero esa igualdad se va perdiendo a medida que se pasa del ecuador hacia los polos, ya que progresivamente van apareciendo inviernos de noches más largas en contraposición con veranos de noches más cortas; en las regiones polares duran medio año cada uno.

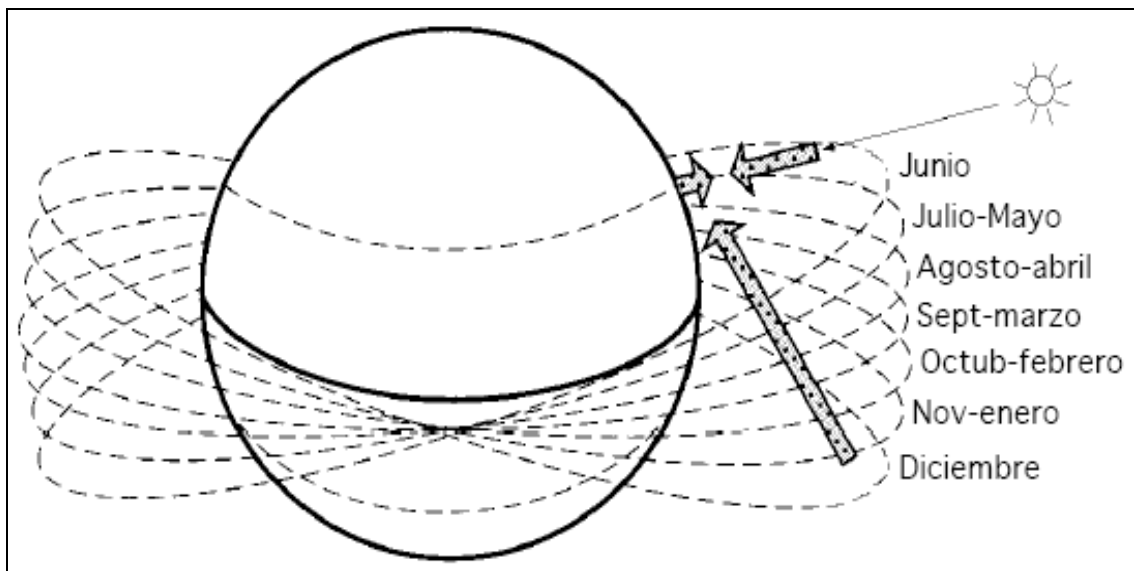
1.6.2. Definición de parámetros

Para calcular la radiación solar incidente sobre una superficie que tiene una determinada inclinación y orientación, es necesario definir algunos términos:

- El ángulo acimutal del Sol β_s , es el que forma la componente horizontal de la radiación solar directa, en dirección de norte a sur, en el hemisferio norte. Se mide sobre el plano horizontal que pase por el lugar.
- El ángulo cenital solar θ_s es el que forma la radiación directa del Sol y la vertical del lugar, en un punto cualquiera de la Tierra. Este ángulo varía continuamente a lo largo del día y depende de la latitud del lugar y de la declinación.

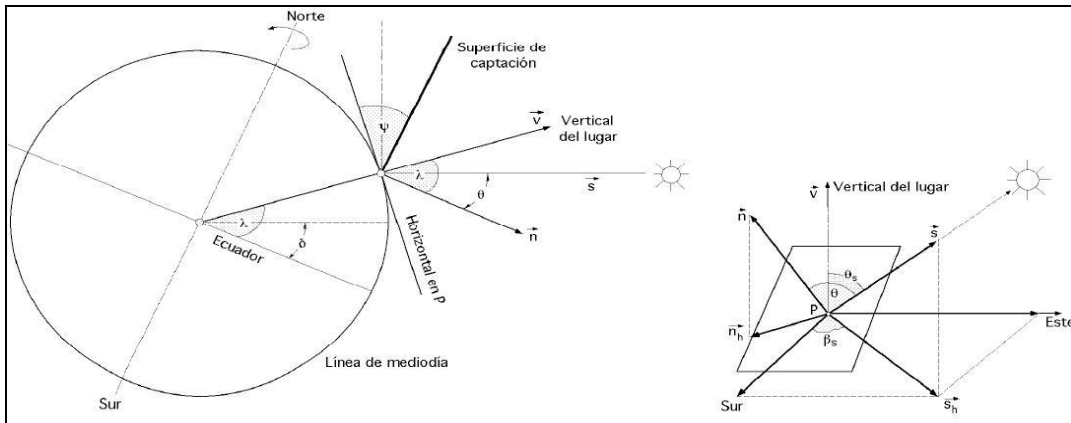
- La declinación δ es la posición angular del Sol al mediodía solar, respecto al plano del ecuador terrestre; el valor de este ángulo suele tomarse cada día al mediodía solar. Esto es debido a que el eje de rotación de la Tierra está inclinado un ángulo de $23^{\circ}45'$ respecto al eje del plano que contiene la órbita que describe alrededor del Sol y de ahí que el valor de la declinación varíe entre $\pm 23^{\circ}45'$ a lo largo del año. La declinación al norte del ecuador se considera positiva.
- El ángulo horario τ es el desplazamiento angular del Sol, respecto al mediodía, que es el instante en que el Sol se encuentra más alto en el cielo y se corresponde con un ángulo cenital solar mínimo, es decir, con un ángulo horario igual a 0. Cada hora es igual a 15° de longitud, tomando un valor (+) por las mañanas y (-) por las tardes.

Figura 11. **Posiciones del Sol a lo largo del año**



Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*. p. 112.

Figura 12. Situación espacial de diferentes ángulos

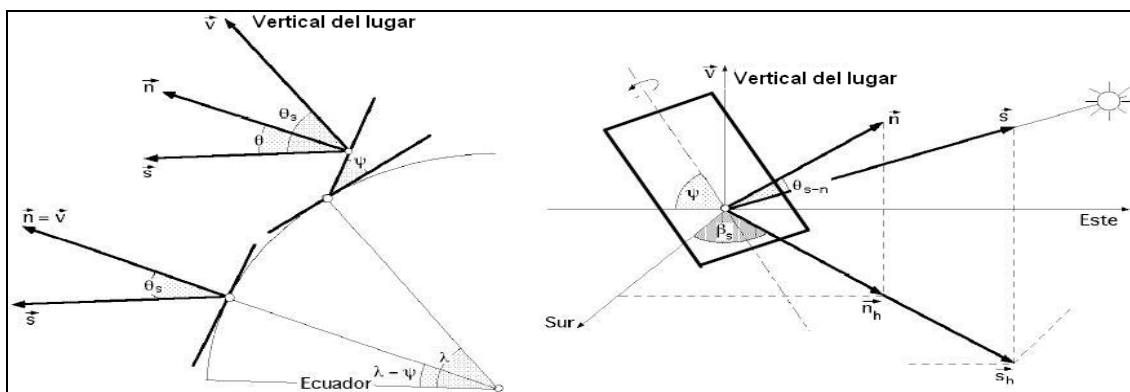


Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*. p. 112.

- La latitud λ de un lugar cualquiera sobre la superficie de la Tierra, es su desplazamiento angular por encima o por debajo del Ecuador, medido desde el centro de la Tierra. Se considera positiva al N del Ecuador.
- La longitud del lugar L es el ángulo que forma el plano que pasa por los polos en un lugar de la superficie de la Tierra y el plano que pasa por Greenwich; este plano es un cero arbitrario y la línea que corta sobre la superficie terrestre se denomina meridiano de Greenwich. La longitud y la latitud son las coordenadas que localizan un punto cualquiera sobre la superficie de la Tierra.
- Otro ángulo que se debe tener en cuenta es el que forma el terreno, (o la superficie que se considere), con la horizontal del lugar y llamada: ψ ; éste es el ángulo cenital de la superficie y, por lo tanto, el que forma la normal a la superficie con la vertical del lugar.

La altura solar o ángulo de elevación del Sol por encima del horizonte es importante por dos razones. En primer lugar, a mayores alturas solares, la radiación recorre una distancia más corta al atravesar la atmósfera, mientras que para alturas solares más bajas, la radiación procedente del Sol es forzada a recorrer una masa de aire mucho mayor, $m > 1$. Los efectos atenuantes de la masa de aire implicados reducen la radiación solar y las mayores alturas solares proporcionan más horas de luz, lo que permite mejores insolaciones.

Figura 13. **Situación espacial con respecto a la vertical del lugar**



Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*. p. 113.

1.6.3. Relaciones trigonométricas

Las relaciones trigonométricas existentes entre la posición de un plano orientado en cualquier forma y en cualquier momento, respecto a la dirección de la componente directa de la radiación solar incidente, se puede expresar mediante la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \text{sen } \delta \text{sen } \lambda \cos \psi - \text{sen } \delta \cos \lambda \text{sen } \psi \cos \beta + \cos \delta \cos \lambda \cos \psi \cos \tau + \\ & + \cos \delta \text{sen } \lambda \text{sen } \psi \cos \beta \cos \tau + \cos \delta \text{sen } \psi \text{sen } \beta \text{sen } \tau \quad (\text{Ec. 7}) \end{aligned}$$

En la que ψ es el ángulo que forma el terreno con la horizontal del lugar, ver figura 13.

Si el plano del terreno coincide con el plano horizontal ($\psi = 0$). Los ángulos cenital θ_s y acimutal β_s de la radiación solar directa, que definen la posición del Sol son:

$$\cos \theta_s = \text{sen } \delta \text{sen } \lambda + \cos \delta \cos \lambda \cos \tau \quad (\text{Ec. 8})$$

$$\cot g \beta_s = \frac{\text{tg } \delta \cos \lambda - \text{sen } \lambda \cos \tau}{\text{sen } \tau} \quad (\text{Ec. 9})$$

Función de la latitud del lugar λ , del día del año definido por su declinación media δ y la hora del día definida por el ángulo horario τ .

Mediante la ecuación del ángulo cenital solar se puede determinar el ángulo horario τ_s de salida o puesta del Sol, haciendo $\theta_s = 90^\circ$:

$$\cos \tau_s = -\frac{\text{sen } \lambda \text{sen } \delta}{\cos \lambda \cos \delta} = -\text{tg } \lambda \text{tg } \delta \quad (\text{Ec. 10})$$

Para la declinación δ se toma el valor medio diario, al mediodía, dado por la ecuación:

$$\delta = 23.45 \text{sen} \left(360 \frac{284 + Z}{365} \right) \quad (\text{Ec. 11})$$

En la que Z es el día del año considerado, contado a partir del 1 de enero.

1.6.4. Flujo energético solar sobre la superficie terrestre

La velocidad aparente del Sol, 15° por hora, se define como la velocidad angular de la Tierra respecto al Sol, en la forma:

$$v_s = \frac{d\tau}{dt} \cdot [m/seg] \quad (\text{Ec. 12})$$

La energía solar dq por unidad de superficie recibida en el punto P de la superficie terrestre, durante el tiempo dt , viene dada por:

$$dq = I_0 \cos \theta_s dt = \frac{I_0 (\text{sen} \lambda \text{sen} \delta + \cos \lambda \cos \delta \cos \tau) d\tau}{V_s} \cdot [J] \quad (\text{Ec. 13})$$

Siendo I_0 la intensidad efectiva de la componente directa de la radiación solar medida en el punto P.

Para calcular la energía q recibida por unidad de superficie a lo largo de un día, (ver figura 8), se integra la ecuación anterior considerando valores medios de I_0 y de δ , entre los valores $\pm \tau_s$ obteniéndose:

$$q = \frac{2I_0 (\tau_s \text{sen} \lambda \text{sen} \delta + \cos \lambda \cos \delta \text{sen} \tau_s)}{V_s} = \frac{2I_0 \text{sen} \delta \text{sen} \lambda (\tau_s - \text{tg} \tau_s)}{V_s} \cdot [J] \quad (\text{Ec. 14})$$

1.7. Análisis de los valores medidos de radiación solar

Además de los datos de radiación solar, hay otras medidas meteorológicas que se relacionan con la misma y que en ausencia de datos sobre radiación se pueden usar para su determinación. Entre éstos destacan, por ejemplo:

- Los datos sobre horas de radiación solar que se pueden conseguir en la mayoría de las estaciones meteorológicas.
- Los datos sobre nubosidad que están también disponibles.

Los datos sobre radiación constituyen la mejor fuente de información; sin embargo, a falta de éstos se pueden utilizar algunas relaciones empíricas que permiten calcular la radiación solar a partir del número de horas de Sol, o porcentajes de posibles horas de Sol o de nubosidad.

Otra alternativa consiste en realizar los cálculos para una localidad determinada, utilizando datos de otras localidades de similar latitud, topografía y clima.

En la actualidad hay tablas en las que se puede observar el promedio de horas de radiación solar, suceso observado durante veinte años en algunas ciudades del mundo,

$$I_{PROMEDIO(h)} = I_{0(h)} \left(a + b \frac{n_{mensual}}{N_{diario}} \right) \cdot [W/m^2] \quad (\text{Ec. 15})$$

En la que:

$I_{PROMEDIO(h)}$ = promedio de radiación horizontal para un determinado período
(1 mes, 1 día, etc.)

$I_{0(h)}$ = radiación con cielo despejado para el mismo período

n = promedio de horas diarias de Sol brillante para el mismo período

$\frac{n_{mensual}}{N_{diario}}$ = porcentaje posible de Sol brillante

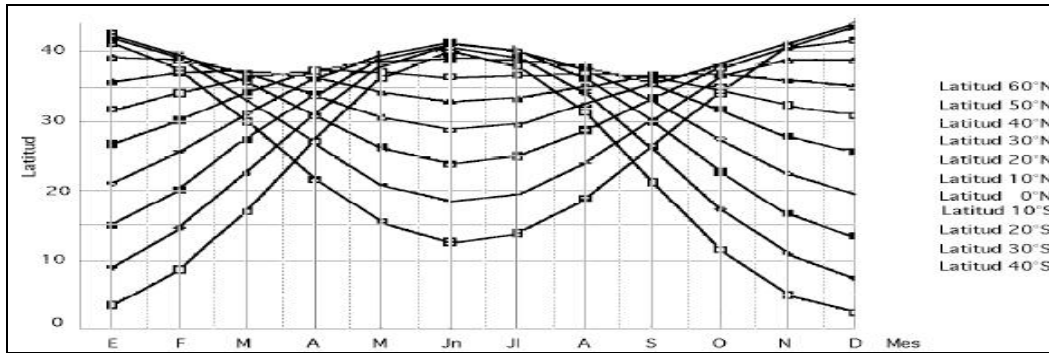
N_{diario} = máximo de horas diarias de Sol brillante, para el mismo período,
entre la salida y puesta del Sol, que se puede calcular mediante las
ecuaciones 15 y 16

$$N_{diario} = \frac{2}{15} \arccos(-\tan \delta - \tan \lambda) \quad (\text{Ec. 16})$$

$$N_{diario} = 12 + \xi \sin \frac{360z}{365} \quad (\text{Ec. 17})$$

Suponiendo que z es el día del año contado a partir del 21 de marzo y ξ un coeficiente que depende de λ que se mide con un heliógrafo Campbell-Stokes, los valores se muestran en la tabla IV.

Figura 14. Valores mensuales medidos de $I_{0(h)}$



Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*. p. 115.

Tabla IV. Valores de ξ según la latitud λ tomados por un heliógrafo de Campbell-Stokes

λ	55	52	50	48	46	44	42	40
ξ	5,1	4,5	4,1	3,8	3,6	3,3	3,1	2,8

Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*. p. 115.

Para una región de $\lambda = 46^\circ \text{N}$, resulta $\xi = 3,6$ por lo que la duración del día el 22 de junio ($z = 94$) es de 15,6 horas (máximo) y el 22 de diciembre ($z = 275$) de 8,4 horas (mínimo).

Los valores de los parámetros a y b se han obtenido estadísticamente por cierto número de estaciones meteorológicas situadas en distintas partes del mundo, teniendo en cuenta diversos tipos de clasificaciones climáticas y de vegetación.

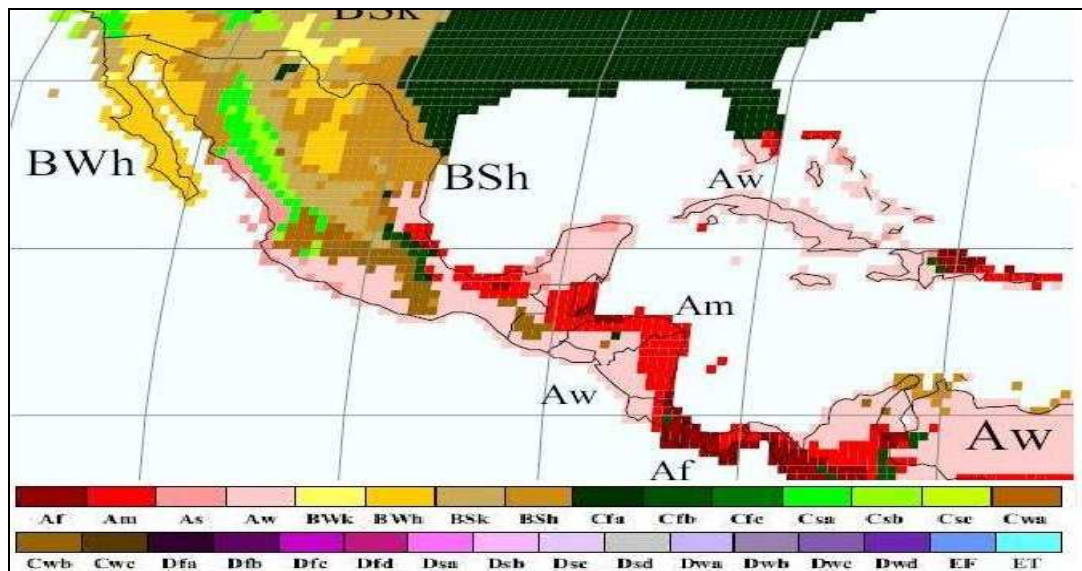
Los valores promedios de la radiación están también tabulados, como se indica en la tabla VI para algunas regiones, en función de su latitud λ y de su altura sobre el nivel del mar.

Tabla V. **Clasificación de climas**

Principales climas	Precipitación	Temperatura	
A: Ecuatorial	W: Desértico	h: Caliente árido	F: Frío polar
B: Árido	S: Estepa	k: Frío árido	T: Tundra polar
C: Caliente	f: Muy húmedo	a: Verano caliente	
D: Nieve	s: Verano seco	b: Verano muy caliente	
E: Polar	w: Invierno seco	c: Verano frío	
	m: Monzónica	d: continental	

Fuente: KOTTEK, Markus. *World map of köppen-Geiger climate classification*. p. 259-263.

Figura 15. **Clasificación basada en el mapa de clima región Centroamericana**



Fuente: KOTTEK, Markus. *World map of köppen-Geiger climate classification*. p. 259-263.

Tabla VI. **Valores promedios mensuales de horas de Sol según el mapa mundial de Köppen-Geiger**

Estación	Latitud	Alt. (m)	Annual	Enero	Febrer	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
Hong Kong	22°N	1	5,3	4,7	3,5	3,1	3,8	5	5,3	6,7	6,4	6,6	6,8	6,4	5,6
Paris	48°N	50	5,1	2,1	2,8	4,9	7,4	7,1	7,6	8	6,8	5,6	4,5	2,3	1,6
Bombay	19°N	1	7,4	9	9,3	9	9,1	9,3	5	3,1	2,5	5,4	7,7	9,7	9,6
Sokoto (Nigeria)	13°N	107	8,8	9,9	9,6	8,8	8,9	8,4	9,5	7	6	7,9	9,6	10	9,8
Perth (Australia)	32°S	20	7,8	10,4	9,8	8,8	7,5	5,7	4,8	5,4	6	7,2	8,1	9,6	10,4
Madison	43°N	63	7,3	4,5	5,7	6,9	7,5	9,1	10,1	9,8	10	8,6	7,2	4,2	3,9

Fuente: KOTTEK, Markus. *World map of Köppen-Geiger climate classification*. p. 259-263.

1.8. Cálculo de la radiación solar sobre superficies inclinadas

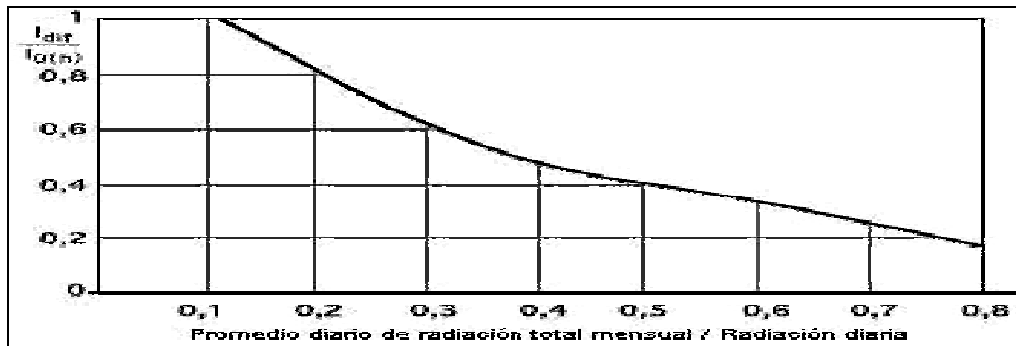
Para diseñar instalaciones de aprovechamiento solar, conviene convertir datos de radiación sobre una superficie horizontal, en datos de radiación sobre una superficie inclinada, tanto para la componente directa de la radiación, como para la difusa.

Al suponer que el Sol brilla uniformemente, de manera que se tenga una distribución igual durante el día y si adopte una curva Standard de radiación para la irradiancia directa, que relacione la irradiancia normal directa con la altura cenital solar, se puede estimar la relación existente entre la radiación directa mensual sobre cualquier superficie plana inclinada y la correspondiente radiación directa media mensual sobre un plano horizontal.

En la figura 16 se ha hecho una representación, con datos de cuatro localidades, de la relación entre los promedios mensuales de radiación difusa diaria y radiación total diaria, como una función del índice promedio mensual de nubosidad.

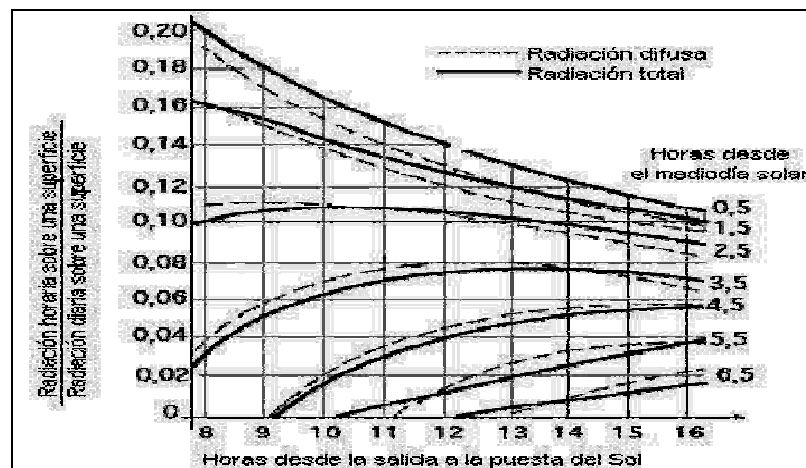
En la figura 17 se ha hecho la representación gráfica correspondiente a la radiación horaria respecto a la diaria, ambas sobre una superficie horizontal, para diversos intervalos horarios entre la salida y puesta del Sol.

Figura 16. Promedio mensual de radiación difusa diaria y total



Fuente: LIU, Benjamin; JORDAN, Richard. *The interrelationship and characteristics distribution of direct, diffuse, and total solar*. p. 19.

Figura 17. Relación entre la radiación horaria y la diaria



Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*. p. 118.

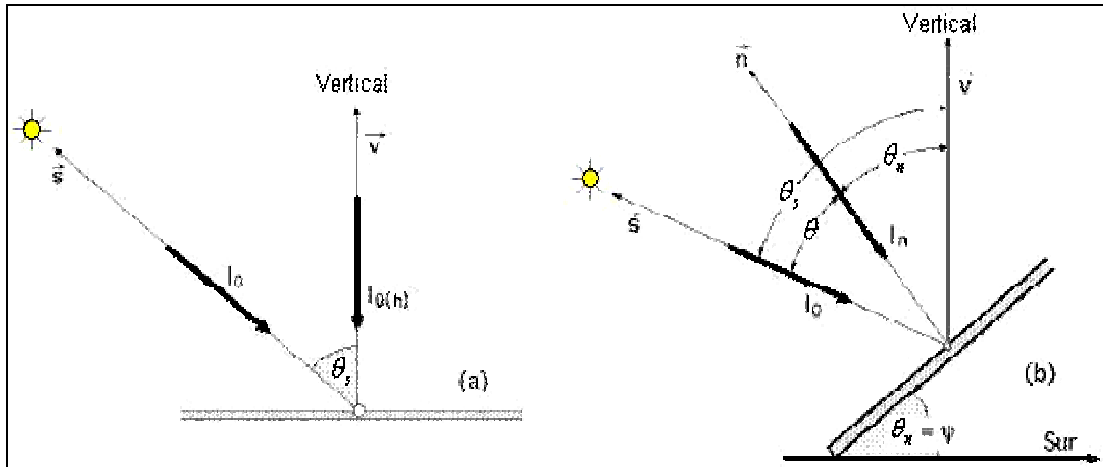
El proceso se puede simplificar aplicando la formulación trigonométrica que permite seguir el movimiento aparente del Sol, junto con la curva de radiación Standard elegida, obteniéndose de esta forma los valores instantáneos de radiación sobre distintas superficies, en determinados intervalos de tiempo, en cualquier época del año y en distintos lugares; de esta forma se obtienen los gráficos de datos sobre irradiancia directa con el cielo sin nubes y el Sol brillante.

Se puede obtener una aproximación más sofisticada teniendo en cuenta los efectos de la turbidez de la atmósfera y su efecto sobre la radiación solar.

1.8.1. Componente directa

Primero se analiza la componente directa de la radiación. Sobre una superficie horizontal (ver figura 18), la dirección de la radiación directa I_0 forma un ángulo θ_s con la vertical, siendo $I_{0(h)}$ su proyección sobre la misma. La normal a la superficie inclinada forma un ángulo θ_n con la vertical del lugar, que es el ángulo que la superficie forma con el plano horizontal; la proyección de la radiación directa I_0 sobre la normal a la superficie es I_n . Hay que suponer que en el hemisferio norte la superficie inclinada está orientada al sur.

Figura 18. Radiación solar sobre superficies inclinadas



Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*. p. 118.

De acuerdo con la figura 18 se obtiene:

$$I_{0(h)} = I_0 \cos \theta_s \cdot [W/m^2] \quad (\text{Ec. 18})$$

$$I_n = I_0 \cos(\theta_s - \theta_n) = I_0 \cos \theta_{S-n} \cdot [W/m^2] \quad (\text{Ec. 19})$$

I_n = Componente normal de la radiación directa de una superficie inclinada

$I_{0(h)}$ = Componente vertical de la radiación directa de una superficie horizontal

La relación η_D entre la radiación directa sobre la superficie inclinada I_n y la de la superficie horizontal $I_{0(h)}$, viene dada en la siguiente forma:

$$\eta_D = \frac{I_n}{I_{0(h)}} = \frac{\cos \theta_{S-n}}{\cos \theta_s} = \frac{\sin \delta \sin(\lambda - \theta_n) + \cos \delta \cos(\lambda - \theta_n) \cos \tau}{\sin \delta \sin \lambda + \cos \delta \cos \lambda \cos \tau}$$

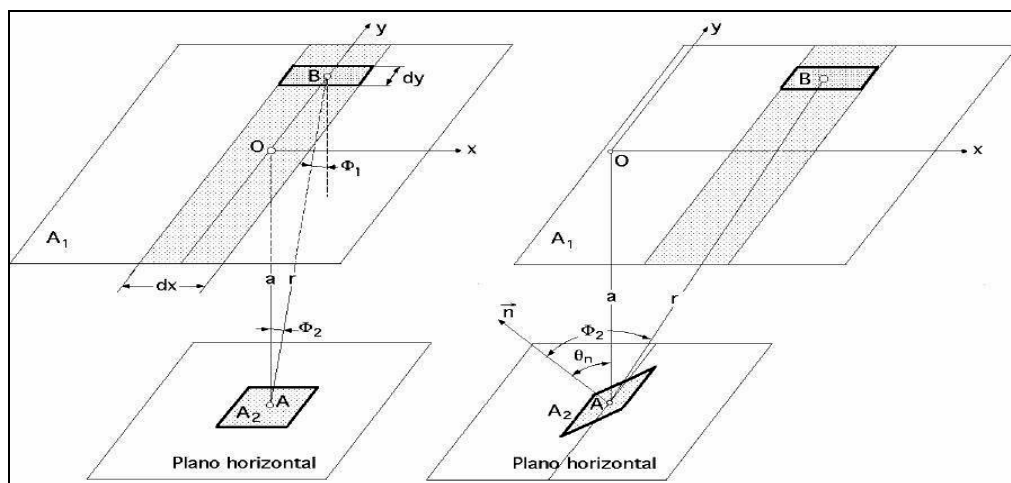
$$\eta_D = \frac{\cos \theta_S \cos \theta_n + \sin \theta_S \sin \theta_n}{\cos \theta_S}$$

$$\eta_D = \cos \theta_n + \sin \theta_n \quad (\text{Ec. 20})$$

1.8.2. Componente difusa

Si la componente difusa de la radiación solar se extiende uniformemente por el cielo, resulta que la radiación difusa sobre una superficie inclinada depende de la parte de cielo que se vea desde esta superficie. Si, además, se supone que las propiedades del suelo y otras superficies vistas desde ella reflejan la radiación solar, constituyen una nueva fuente de radiación difusa (albedo), equivalente a la del cielo, por lo que la superficie inclinada recibirá la misma radiación difusa, sin que influya su orientación, por lo que el factor de corrección de la radiación difusa será siempre la unidad.

Figura 19. Cálculo radiación difusa recibida por un plano inclinado



Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*.
p. 119.

En estas condiciones, para determinar la radiación difusa recibida sobre la superficie inclinada un ángulo θ_n con el cielo cubierto uniformemente, éste se puede representar por un plano horizontal indefinido A_1 que radía difusamente sobre el plano oblicuo de inclinación θ_n que contiene a la superficie A_2 , (ver figura 19), sobre el plano A_1 se elige un origen de coordenadas O y direcciones (x, y) ; este plano se puede descomponer en una serie de bandas difusoras rectangulares uniformes e iguales, de anchura dx , y se va a determinar la influencia que cada una de ellas ejerce sobre una porción del plano horizontal que contiene a la superficie A_2 distante a del plano A_1 , suponiendo que los puntos de referencia A y O están en la misma vertical. La banda considerada se descompone en franjas infinitesimales de anchura dy ; si se considera la franja situada en B de superficie dA_1 , de ordenada y y distancia $(BA) = r$, la radiación difusa que llega a A_2 procedente de dA_1 es:

$$dI_{dif(dA_1 \rightarrow A_2)} = \frac{\cos\Phi_1 \cos\Phi_2 A_2 dA_1}{r^2} = \left. \frac{\Phi_1 = \Phi_2}{r^2 = a^2 + y^2} \quad dA_1 = dx dy \right| = \frac{\cos^2 \Phi dx dy A_2}{a^2 + y^2} \quad (\text{Ec. 21})$$

Y la que envía la banda de anchura dx y que llega a A_2 es:

$$I_{dif(dx-A_2)} = \int \frac{\cos^2 \Phi dx A_2}{a^2 + y^2} dy = \left. \begin{array}{l} \tan \Phi = \frac{y}{a} \\ dy = \frac{a \cdot d\Phi}{\cos^2 \Phi} \end{array} \right| = \int_{-\pi/2}^{\pi/2} \frac{a \cdot dx A_2}{a^2 (1 + \tan^2 \Phi)} d\Phi = \frac{\pi A_2}{2a} dx \quad (\text{Ec. 22})$$

Luego se supone que los puntos O y A no están sobre la misma vertical, la radiación difusa que manda dx y que llega a A_2 es:

$$I_{dif(dx-A_2)} = \frac{\pi A_2}{2r} \cos^2 \theta dx \cdot [W/m^2] \quad (\text{Ec. 23})$$

I_{dif} = radiación difusa

1.8.3. Radiación total

El total de radiación sobre una superficie con inclinación que incluye un albedo, es:

$$I_{T(i)} = I_{0(i)} + I_{dif(h)} + I_{albedo} = I_{0(h)}\eta_D + I_{dif(h)} + I_{albedo}$$
$$I_{T(i)} = I_{0(h)} \cdot \eta_D + I_{dif(h)} \frac{1 + \cos \theta_n}{2} + (I_{0(i)} + I_{dif(h)}) \frac{1 + \cos \theta_n}{2} \rho \cdot [W/m^2] \quad (\text{Ec. 24})$$

El factor eficaz de energía solar en la superficie inclinada respecto a la total horizontal es:

$$\eta_{eficaz} = \frac{I_{0(h)}}{I_{T(h)}} \eta_D + \frac{I_{dif(h)}}{I_{T(h)}} \frac{1 + \cos \theta_n}{2} + \frac{1 - \cos \theta_n}{2} \rho \quad (\text{Ec. 25})$$

η_D = relación entre la radiación directa sobre la superficie inclinada y la de la superficie horizontal.

A medida que aumenta θ_n el sumando del albedo se va haciendo más importante.

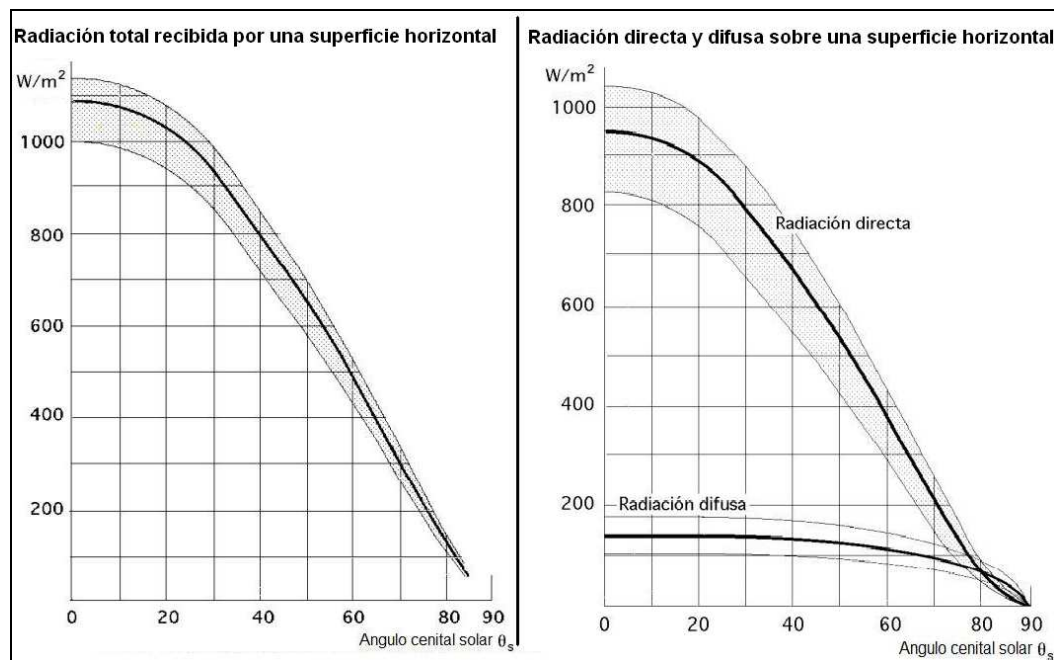
Ninguna de estas aproximaciones es muy satisfactoria; un receptor solar proporciona la fracción mayor de su aportación total de energía durante los períodos de tiempo de mayor radiación, argumento que resulta válido cuando se trabaja con receptores funcionando a temperaturas elevadas, estando previsto que no se produzca una captación útil de energía durante los largos períodos de nubosidad.

Para una superficie vertical la radiación difusa es igual a la suma de la mitad de la radiación difusa del cielo y de la mitad de la radiación global difundida por el suelo:

$$I_{dif(v)} = \frac{I_{dif(h)}}{2} + \frac{I_{0(h)} + I_{dif(h)}}{2} \rho \cdot [W/m^2] \quad (\text{Ec. 26})$$

$I_{dif(v)}$ = radiación difusa para una superficie vertical

Figura 20. **Comparación gráfica de las componentes de la radiación total sobre una superficie horizontal**



Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*. p. 122.

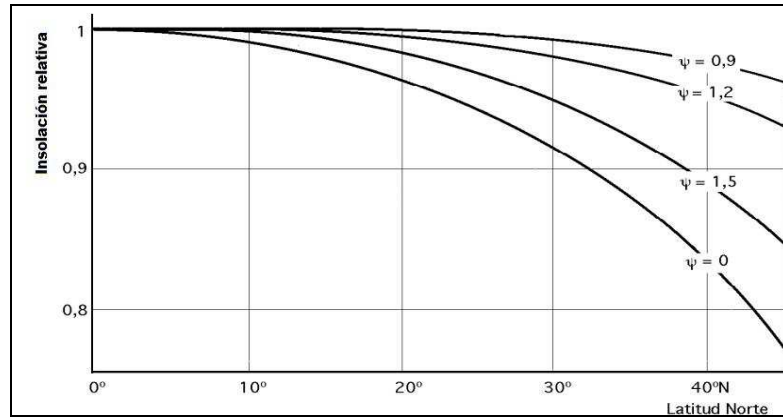
En realidad, esta formulación es teórica por cuanto la radiación reflejada difusa se difunde en la atmósfera que, a su vez, la vuelve a difundir parcialmente hacia el suelo, es decir, la radiación difundida por el cielo no es isótropa. Para una nubosidad media, esta redifusión es del orden del 10% y la radiación total teórica aumenta otro tanto.

1.9. Efecto de la orientación y movimiento de la superficie receptora

La mayoría de los datos disponibles sobre radiación solar lo son para superficies horizontales, pero casi siempre es necesario conocer los efectos que origina la orientación de la superficie receptora; los métodos vistos anteriormente indican cómo se pueden calcular los efectos de la orientación de la superficie para períodos cortos. Para períodos largos, en localidades en las que no existen datos sobre las variaciones estacionales de las condiciones atmosféricas, los cálculos sobre efectos de la radiación hay que basarlos en cálculos relativos a la radiación directa.

Para que un receptor realice una absorción de energía máxima anual deberá estar orientado al sur, con una inclinación aproximadamente igual a la latitud del lugar, $\theta_n = \lambda = \psi$. Para optimizar la captación en invierno, la inclinación hacia el sur debe ser igual a $(\lambda + 10^\circ)$ y en verano $(\lambda - 10^\circ)$.

Figura 21. Radiación solar anual sobre superficies con inclinación ψ



Fuente: FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura*. p. 123.

En la figura 21 se ha hecho una representación de la radiación solar relativa anual sobre superficies fijas, con una inclinación ($\psi = 0,9\lambda$) y orientación sur, desviadas un ángulo acimutal β_s al sureste.

2. INTRODUCCIÓN ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

La electricidad solar térmica es una tecnología relativamente nueva que, ya se ha mostrado muy prometedora. Con poco impacto ambiental y siendo una fuente masiva, ofrece una oportunidad a los países más soleados del mundo comparable al avance, que los parques eólicos marinos están ofreciendo actualmente a los países europeos con más viento en costas y mares.

La electricidad solar térmica usa directamente el Sol, por lo que debe situarse en regiones con una alta radiación solar directa.

Entre las áreas más prometedoras del mundo están el suroeste de Estados Unidos, América Central y del Sur, África, Oriente próximo, la Europa Mediterránea, Irán, Pakistán, y las regiones desérticas de India, la ex-Unión Soviética, China y Australia.

En muchas regiones del mundo, un kilómetro cuadrado de tierra basta para generar unos 100-200 giga vatios hora (GWh), de electricidad al año usando la tecnología solar térmica eléctrica.

Esto equivale a la producción anual de una central térmica convencional de carbón o de gas de 50 MW. A nivel mundial, la explotación de menos del 1% del potencial solar térmico total sería suficiente para estabilizar el clima mundial mediante reducciones masivas de CO₂.

2.1. Aplicaciones

La aplicación más importante es producir electricidad a partir de la energía de los rayos solares, es un proceso relativamente sencillo. La radiación solar directa puede concentrarse y recogerse mediante una serie de tecnologías que proporcionarían temperaturas de medias a altas. La energía solar térmica utiliza la radiación solar directa. Las regiones más adecuadas deben ofrecer al menos 2 000 kWh/m² de irradiación solar directa anual, aún pudiendo funcionar con umbrales inferiores, mientras que las regiones más prometedoras ofrecen más de 2 500kWh/m². Los lugares típicos, en los que clima y vegetación no ofrecen niveles altos de humedad atmosférica, incluyen estepas, matorrales, sabanas, semi desiertos y desiertos, situados idealmente a ± 40 grados de latitud, en donde Guatemala se encuentra en 13° a 17° de latitud, teniendo una ubicación geográfica primordial para el uso de esta tecnología.

2.2. Sistemas de captación

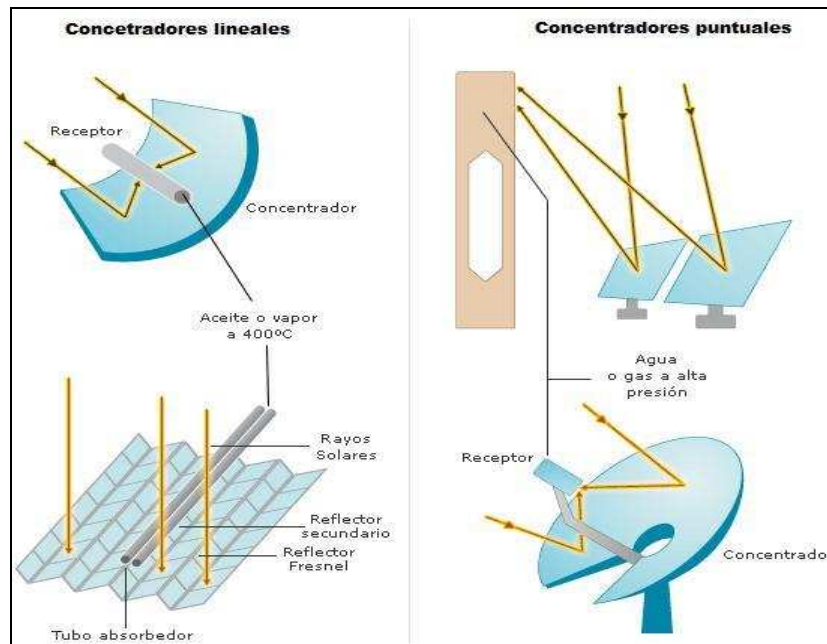
En general, la tecnología termosolar está basada en el concepto de la captación de la radiación solar para producir vapor o aire caliente, que puede posteriormente ser usado en plantas eléctricas convencionales. La captación de energía solar, que tiene una densidad relativamente baja, es uno de los mayores retos en el desarrollo de plantas termosolares. Para la concentración la mayoría de los sistemas utilizan espejo debido a su gran reflectividad.

2.2.1. Sistema de captación lineal y puntual

La concentración puntual y lineal puede aprovechar solamente la radiación directa, y no la difusa debido a que esta última no puede ser concentrada. La concentración lineal es más fácil de instalar al tener menos grados de libertad,

pero tiene un factor de concentración menor, y por lo tanto puede alcanzar menores temperaturas que la tecnología de concentración puntual.

Figura 22. Tipos de concentradores



Fuente: *Solar power for a sustainable World*. Abengoa Solar. p. 7.

2.2.2. Sistemas de baja temperatura

El receptor solar plano es el aparato más representativo de la tecnología solar térmica de baja temperatura. Su principal aplicación es en el calentamiento de agua para baño y piscinas, aunque también se utiliza para secar productos agropecuarios mediante el calentamiento de aire y para destilar agua en comunidades rurales principalmente.

2.2.3. Sistemas de media y alta temperatura

La generación termosolar de electricidad es actualmente una de las aplicaciones más extensas de la energía solar en el mundo. Actualmente hay más de 2,5 millones de m² de concentradores solares instalados en 9 plantas de la Compañía Luz de Israel, que representan 354 MW y más del 85% de la electricidad producida con energía solar. Estas plantas usan aceite sintético como medio de transferencia de calor en el campo de concentradores; como circuito primario, el calor recogido por el aceite se intercambia posteriormente con agua donde se lleva a cabo la generación de vapor, el cual a su vez se expande para completar un ciclo Rankine. Durante los períodos de baja insolación, o bien para nivelar la oferta, se asisten con gas natural.

Existen otros sistemas, no comerciales aún, como los de torre central que usan helióstatos (espejos altamente reflejantes) para enfocar la luz solar, con la ayuda de una computadora y un servomecanismo, en un receptor central. Los sistemas parabólicos de plato usan estos reflectores para concentrar la luz del sol en un receptor montado arriba del plato, en su punto focal.

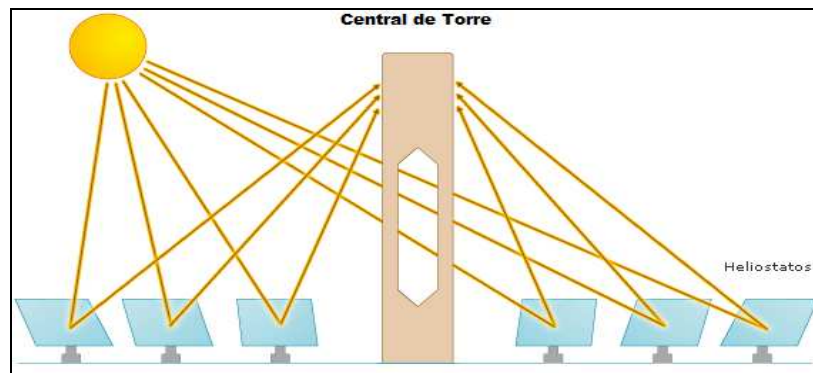
2.2.3.1. Centrales con tecnología de torre

La tecnología de torre se posiciona como una tecnología termosolar con un grado de madurez media. La primera generación de torre comercial ha sido construida por Abengoa Solar y celebra sus 2 años en operación cumpliendo objetivos.

En los sistemas de torre, un campo de helióstatos o espejos móviles que se orientan según la posición del sol, reflejan la radiación solar para concentrarla hasta 600 veces sobre un receptor que se sitúa en la parte

superior de una torre. Este calor se transmite a un fluido con el objeto de generar vapor que se expande en una turbina acoplada a un generador para la producción de electricidad.

Figura 23. **Esquema del funcionamiento de una central de torre**



Fuente: *Solar power for a sustainable World*. Abengoa Solar. p. 13.

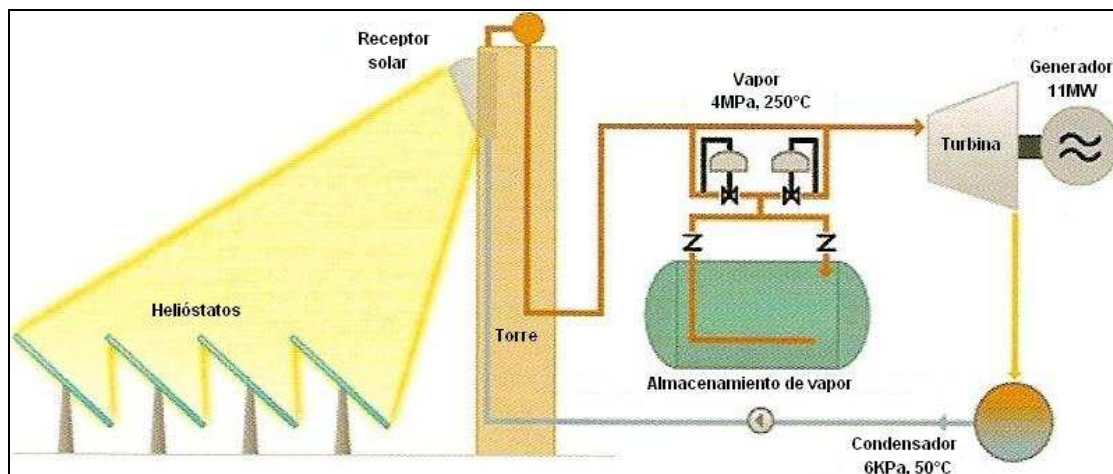
El funcionamiento de la tecnología de torre se basa en tres elementos característicos: helióstatos, receptor y torre.

- Helióstatos: tienen la función de captar la radiación solar y dirigirla hacia al receptor. Están compuestos por una superficie reflectante, una estructura que le sirve de soporte, y mecanismos que permiten orientarlo para ir siguiendo el movimiento del Sol (lo que implica tanto los sistemas necesarios para el movimiento del helióstato como los sistemas de control). Las superficies reflectantes más empleadas actualmente son de espejos de vidrio.
- Receptor: transfiere el calor recibido a un fluido de trabajo, que puede ser agua, sales fundidas, etc. Este fluido es el encargado de transmitir el calor

a la otra parte de la central termosolar, generalmente a un depósito de agua, obteniéndose vapor a alta temperatura para producción de electricidad mediante el movimiento de una turbina. Los últimos avances e investigaciones se centran en la obtención de torres de alta temperatura con fluidos calor portante tales como aire, sales.

- Torre: sirve de soporte al receptor, que debe situarse a cierta altura sobre el nivel de los helióstatos con el fin de evitar, o al menos reducir, las sombras y los bloqueos.

Figura 24. Componentes de una central de torre



Fuente: ROMERO ÁLVAREZ, Manuel. *Energía solar termoeléctrica*. p. 11.

Figura 24, componentes de una central de torre, actualmente, la primera y segunda torres comerciales del mundo están en operación en la plataforma Solúcar.

Altas temperaturas, buenos rendimientos

Las altas temperaturas (superiores a 1 000 °C) que se pueden alcanzar con esta tecnología permiten aspirar a elevados rendimientos en la generación de electricidad, incluso por encima del 25% en la transformación de radiación solar a electricidad.

Hibridación y almacenamiento

En tecnología de torre, se puede incorporar el almacenamiento de energía. A partir de este almacenamiento el sistema puede proporcionar energía aun 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. Consecuentemente la planta necesita ser sobredimensionada.

Requerimientos

Para la instalación de plantas de tecnología de torre (ver figura 25), existen ciertos requerimientos como:

- ✓ El clima (DNI): la viabilidad económica de un proyecto termosolar depende de forma directa de los valores de irradiación solar directa que se registran anualmente en la zona considerada para la implantación, según mapas proporcionados por SWERA, sobre Guatemala se promedia una irradiancia solar de 6 a 6,5 kWh/m² al día en las regiones de sur-occidente y en las demás de 5,5 a 6 kWh/m² al día.

- ✓ La orografía: una superficie plana facilita las labores de diseño y construcción del campo solar.
- ✓ Disponibilidad de agua.
- ✓ Disponibilidad de conexión eléctrica a la red.

Figura 25. **Central de torre PS10, en la plataforma Solúcar, en Sevilla**



Fuente: Abengoa Solar S.A. <http://abengoasolar.com/>. Consulta: 12-10-2011.

- Ocupación de terreno para plantas de 20 MW

La tabla VII muestra la superficie total necesaria para construir una instalación. Además de los datos de la superficie necesaria (hectáreas), el ancho (x en metros) y el largo (y en metros) del área rectangular se han incluido.

Figura 26. **Central de torre PS20, ubicada en Sevilla**



Fuente: Abengoa Solar S.A. <http://abengoasolar.com/>. Consulta: 12-10-2011.

Tabla VII. **Superficie necesaria para plantas de 20MW**

20 MW	Torre Básica	Impacto ambiental
<p>Ocupación del terreno</p> <p><i>Para unas condiciones de radiación en torno a los 2 120 kWh/m² año</i></p>	<p>95 hectáreas</p> <p>y=940m</p> <p>x=1000m</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Grandes extensiones de terreno. - Necesita mucha agua para su correcto funcionamiento. - La superficie no necesariamente debe de ser plana. - No produce ningún tipo de desechos tóxicos o nocivos para la salud.

Fuente: Abengoa Solar S.A. <http://abengoasolar.com/>. Consulta: 12-10-2012

Tabla VIII. **Ventajas y desventajas centrales con tecnología de torre**

VENTAJAS	DESVENTAJAS	APLICACIONES
Energía limpia e inagotable	Sólo aplica a climas desérticos	Centrales conectadas a la red, calor de proceso a alta temperatura más de 1 000 °C, la máxima eficiencia de conversión a energía eléctrica Mayor central construida hasta la fecha: 10MWe
Energía óptima para cubrir los picos de demanda energética	La precisión de los helióstatos y mantenimiento es muy delicado, esto hace que el coste sea elevado	
Condiciones climáticas favorables	Necesidad de grandes extensiones de terrenos	
Energía gestionable con hibridación y almacenamiento	Relación energía/metros relativamente baja comparada con otras tecnologías	
Es el sistema que mayor rendimiento obtiene en la conversión a energía eléctrica.	Disponibilidad de agua	
Logra temperaturas arriba de 1 000 °C		

Fuente: elaboración propia.

2.2.3.2. Centrales con tecnología cilindro parabólica CCP

Es una tecnología limpia, madura y con un extenso historial que demuestra estar preparada para la instalación a gran escala. Esta tecnología ha sido instalada a nivel comercial, desde 1980 con un excepcional comportamiento. Desde entonces, ha experimentado importantes mejoras a nivel de costes y rendimientos. Actualmente hay 300 MW en operación, 400 centrales en construcción y alrededor de 6 GW en promoción a nivel mundial.

La tecnología cilindro-parabólica basa su funcionamiento en seguimiento solar y en la concentración de los rayos solares en unos tubos receptores de alta eficiencia térmica localizados en la línea focal de los cilindros. En estos

tubos, un fluido transmisor de calor, tal como aceite sintético es calentado a aproximadamente 400 °C por los rayos solares concentrados. Este aceite es bombeado a través de una serie de intercambiadores de calor para producir vapor de agua sobrecalentado. El calor presente en este vapor, se convierte en energía eléctrica en una turbina de vapor convencional.

- Hibridación y almacenamiento

En tecnología de cilindro-parabólica, se puede incorporar el almacenamiento de energía. A partir de este almacenamiento el sistema puede proporcionar energía, aun en condiciones de nubosidad o de noche. Actualmente, la solución más utilizada es el uso de un tanque de sales fundidas que acumula la energía para ser distribuida en otro momento; consecuentemente la planta necesita ser sobredimensionada. Los componentes principales del campo solar de la tecnología cilindro-parabólica son:

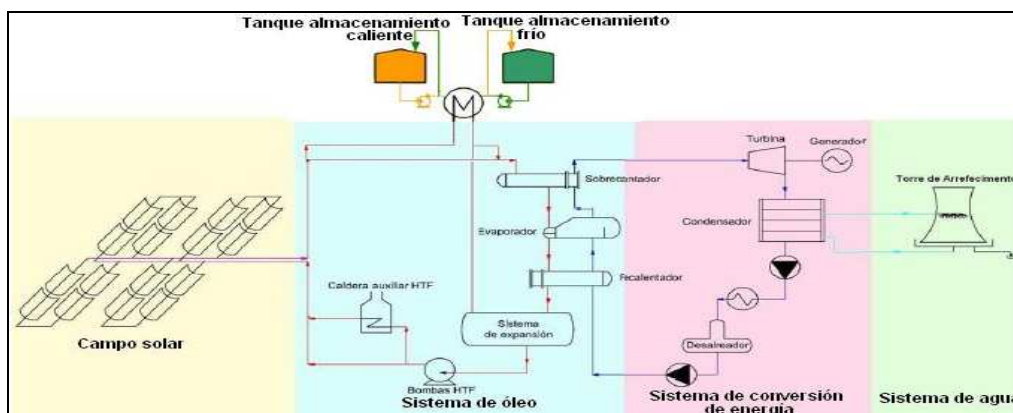
- ✓ Reflector cilindro-parabólico: la misión del receptor cilindro parabólico es reflejar y concentrar sobre el tubo absorbente la radiación solar directa que incide sobre la superficie. La superficie especular se consigue a través de películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte que le da la suficiente rigidez. En la actualidad los medios de soporte más utilizados son la chapa metálica, el vidrio y el plástico.
- ✓ Tubo absorbedor: consta de dos tubos concéntricos separados por una capa de vacío. El interior, por el que circula el fluido que se calienta es metálico y el exterior de cristal. El fluido de trabajo que circula por el tubo interior es diferente según

la tecnología. Para bajas temperaturas ($< 200\text{ }^{\circ}\text{C}$) suele utilizarse agua desmineralizada con etileno-glicol, mientras que para mayores temperaturas ($200\text{ }^{\circ}\text{C} < T < 450\text{ }^{\circ}\text{C}$), se utiliza aceite sintético. Las últimas tecnologías permiten la generación directa de vapor sometiendo a alta presión a los tubos y la utilización de sales como fluido calor portante.

- ✓ Sistema de seguimiento: el más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro-parabólicos del receptor alrededor de un eje.
- ✓ Estructura metálica: la misión de la estructura del receptor es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen.

Actualmente se encuentran funcionando con esta tecnología la central Solnova 1, 3 y 5 50 MW cada una, son las tres primeras plantas con tecnología cilindro-parabólica.

Figura 27. **Esquema de una central con tecnología cilindro-parabólica**



Fuente: ENHOL S.A. *Proyecto central termosolar Evora I.* p. 07.

Figura 28. **Vista aérea de Solnova 1, Solnova 3 y Solnova 4, Sevilla, España**

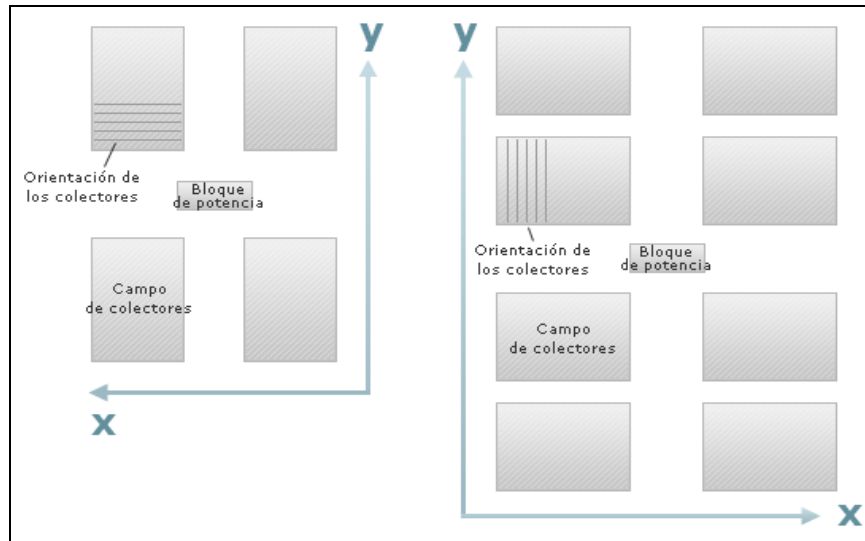


Fuente: Abengoa Solar S.A. <http://abengoasolar.com/>. Consulta: 12-10-2012.

- Ocupación de terreno para plantas de 100 MW

El campo solar de una planta de tecnología cilindro-parabólico consiste en largas filas paralelas de receptores. Como en el caso de la torre, los receptores cilindro-parabólicos consumen agua, por este motivo, la situación donde se instala debe satisfacer algunas características de disponibilidad de agua, irradiación y de un terreno llano. La tabla IX, muestra la superficie total aproximada de tierra necesaria para la construcción de una planta. Además de los datos de superficie en hectáreas (ha), el ancho aproximado (x en metros) y la longitud (y en metros) de un supuesto terreno rectangular.

Figura 29. Ocupación de terreno para una planta de 100 MW



Fuente: Abengoa Solar S.A. <http://abengoasolar.com/>. Consulta: 12-10-2012.

Tabla IX. Espacio necesarios para plantas de 100MW

100 MW	CCP básico	CCP con almacenamiento (7 horas)	Impacto ambiental
Ocupación de terreno <i>Para unas condiciones de radiación en torno a los 2 120 kWh/m² año</i>	192 hectáreas x=1220 m y=1575 m	380 hectáreas x=1550 m y=2455 m	<ul style="list-style-type: none"> o No utiliza agua como elemento primario de calefacción. o Necesita una superficie completamente plana para su funcionamiento. o No necesita mucha superficie terrestre para su implementación. o No necesita ejecutarse en un ambiente desértico.

Fuente: Abengoa Solar S.A. <http://abengoasolar.com/>. Consulta: 12-10-2012.

Tabla X. **Ventajas y desventajas centrales cilindro parabólicas**

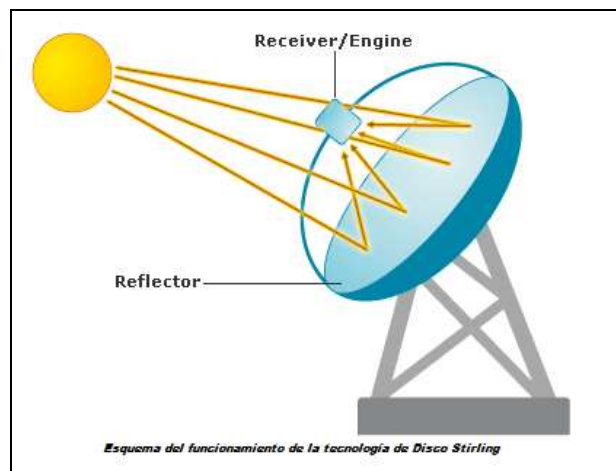
VENTAJAS	DESVENTAJAS	APLICACIONES
Solo tiene un movimiento de este a oeste	Debido a que el movimiento del Sol no es en un solo eje, se pierde eficiencia	Centrales conectadas a la red, centrales con un mejor empleo del terreno que ocupan y materiales más baratos. Mayor central construida hasta la fecha: 80MWe
No utiliza agua como elemento primario de calefacción		
Tecnología con la mayor precisión más del 98% de los rayos inciden en un blanco de 70mm de diámetro	93% de reflectancia	
Eficiencia de conversión de radiación a vapor en el campo solar de 43%	Eficiencia de conversión de radiación a energía eléctrica de 16%	
Debido a ser una tecnología madura se posee la información necesaria que demuestra estar preparada		
Su buena eficiencia se debe a que la superficie perpendicular de la parábola siempre está posicionada a la máxima radiación del Sol	Para ello se disponen de sistemas basados en ordenadores, que utilizan sensores de posición y servos, para mover el conjunto y mantenerlo siempre orientado hacia el Sol	
Para el dimensionamiento se requiere únicamente de la radiación normal directa, debido a su forma de parábola.	La radiación difusa e indirecta es descartada	

Fuente: elaboración propia.

2.2.3.3. Centrales con tecnología de disco Stirling

Un sistema de concentrador disco Stirling está compuesto por un concentrador solar de alta reflectividad, por un receptor solar de cavidad, y por un motor Stirling o una microturbina que se acopla a un alternador. El funcionamiento consiste en el calentamiento de un fluido localizado en el receptor hasta una temperatura que alcanza los 750 °C. Esta energía es utilizada para la generación de energía mediante un motor o una microturbina. Para un óptimo funcionamiento, el sistema debe estar provisto de los mecanismos necesarios para poder realizar un seguimiento de la posición del sol en dos ejes.

Figura 30. **Esquema tecnología de disco Stirling**



Fuente: Abengoa Solar S.A. <http://abengoasolar.com/>. Consulta: 12-10-2012.

Por su óptica parabólica ideal de enfoque en un punto y su control de trayectoria de doble eje, los concentradores de disco consiguen máxima concentración de flujo solar, y por tanto el mejor rendimiento de todos los tipos de concentradores. Por razones económicas, la capacidad unitaria de los discos

está actualmente restringida a unos 25 kWe, pero se pueden usar disposiciones con discos múltiples para aumentar la producción eléctrica al rango de MWe.

- Planta piloto

Actualmente, la empresa Abengoa Solar lleva a cabo una iniciativa para promover una planta que generaría una potencia de 80 kWe utilizando discos stirling, contando para ello con el apoyo de la Agencia Andaluza de la Energía (AAE). El diseño de la planta consiste en 8 discos stirling de 10 kWe de potencia unitaria, que generarán 120 MWh de electricidad cada año. Para hacer viable este proyecto, se siguen los esquemas del tradicional helióstato formado por pedestal y brazos, con un concentrador basado en espejos individuales curvados esféricamente. El proyecto se ha instalado entre las plantas de PS10 y Sevilla PV, en el parque solar que Abengoa está promoviendo en Sanlúcar la Mayor, de forma que se compartan mantenimiento, supervisión, vigilancia y costes de operación con otras plantas más grandes. El objetivo de este proyecto piloto es validar la tecnología discos-stirling para producir electricidad. La planta solar AZ-TH es la mayor planta construida hasta la fecha con esta tecnología.

TABLA XI. **Ocupación de terreno para unidades remotas**

5 kW	5 m de Diámetro
50 kW	15 m de Diámetro

Fuente: Abengoa Solar S.A. <http://abengoasolar.com/>. Consulta: 12-10-2012.

Tabla XII. **Ventajas y desventajas de centrales de disco Stirling**

VENTAJAS	DESVENTAS	APLICACIONES
Concentra en un punto focal los rayos que entran paralelamente al eje		Aplicaciones independientes o pequeños sistemas eléctricos aislados, Altamente recomendada para regiones del oriente en donde no llegan las líneas de transmisión. Mayor unidad construida hasta la fecha: 25kWe
Seguimiento del Sol en cualquier sentido	Sistemas complicados	
Unidades menores		
Capaz de reflejar los rayos solares en un 85% al 95%		
Es un sistema descentralizado y remoto		
No necesita agua para el ciclo térmico debido a que puede utilizar gas o aire para mover una microturbina o un motor Stirling		
La más alta eficiencia de conversión de energía solar a eléctrica de 30%	Por razones económicas, la capacidad unitaria de los discos está actualmente restringida a unos 25 kWe	

Fuente: elaboración propia.

3. CICLO TÉRMICO DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR

3.1. Principios térmicos

Se dice que un sistema pasa por un proceso termodinámico, o transformación termodinámica, cuando al menos una de las coordenadas termodinámicas no cambia, los principios térmicos más importantes son los siguientes:

3.1.1. Calor latente

El cambio de temperatura de una sustancia conlleva una serie de cambios físicos. Casi todas las sustancias aumentan de volumen al calentarse y se contraen al enfriarse. Los cambios de fase en sustancias puras tienen lugar a temperaturas y presiones definidas:

- Sublimación: paso de sólido a gas
- Fusión: paso de sólido a líquido
- Vaporización: paso de líquido a vapor

A determinada presión el cambio de fase se da a la temperatura de saturación la cual permanece constante durante este proceso. La cantidad de calor necesaria para producir un cambio de fase se llama calor latente; existen calores latentes de sublimación, fusión y vaporización.

El calor que se absorbe sin cambiar la temperatura del agua es el calor latente; no se pierde, sino que se emplea en transformar el agua en vapor y se

almacena como energía en el vapor. Cuando el vapor se condensa para formar agua, esta energía vuelve a liberarse. Del mismo modo, si se calienta una mezcla de hielo y agua, su temperatura no cambia hasta que se funde todo el hielo. El calor latente absorbido se emplea para vencer las fuerzas que mantienen unidas las partículas de hielo, y se almacena como energía en el agua.

3.1.2. Calor específico

La cantidad de calor necesaria para aumentar en un grado la temperatura de una unidad de masa de una sustancia se conoce como calor específico. Si el calentamiento se produce manteniendo constante el volumen de la sustancia o su presión, se habla de calor específico a volumen constante o a presión constante. En todas las sustancias, el primero siempre es menor o igual que el segundo. El calor específico del agua a 15 °C es de $4185,5 \frac{J}{Kg \cdot ^\circ C}$.

En el caso del agua y de otras sustancias prácticamente incompresibles, no es necesario distinguir entre los calores específicos a volumen y a presión constante, ya que son aproximadamente iguales. Generalmente, los dos calores específicos de una sustancia dependen de la temperatura.

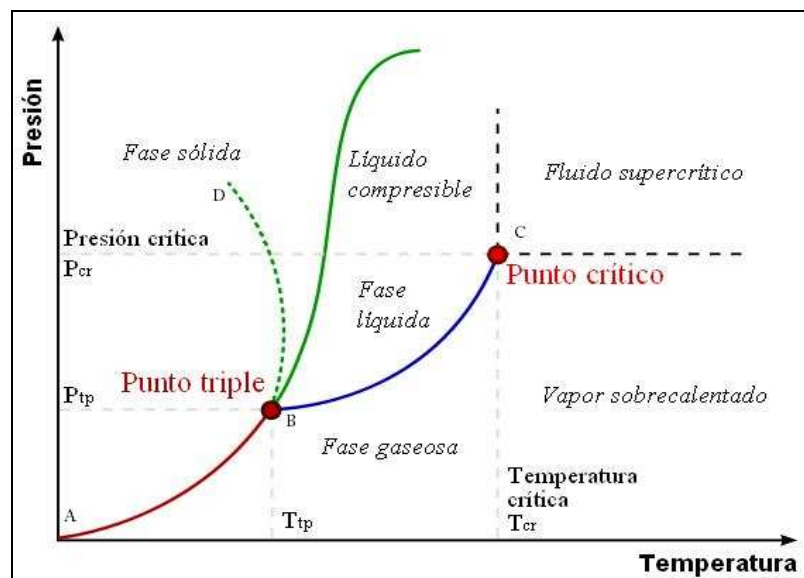
3.1.3. Punto triple

Se le llama así a la condición de temperatura y presión a las que pueden coexistir en equilibrio las tres fases de una sustancia pura: sólida, líquida y gaseosa. La figura 31 muestra el diagrama de fase del agua y se muestra los intervalos en los que pueden existir las distintas fases.

En el del agua, las líneas AB y BC representan las curvas de presión de vapor del hielo y el agua líquida respectivamente. La línea *BD* muestra el efecto que un aumento de la presión tiene sobre el punto de congelación. La pendiente de esa línea indica que un aumento de la presión disminuye el punto de congelación. Esto es lo contrario de lo que ocurre con la mayoría de los demás líquidos, y se debe al hecho de que el agua; a diferencia de otros líquidos, se expande al congelarse.

En la región ABD, el hielo es la única fase estable; en DBC y ABC, las únicas fases estables son, respectivamente, el agua y el vapor de agua. En el punto de intersección B, la temperatura es de 0,01 °C, y tanto el hielo como el agua tienen la misma presión de vapor: 610,5 pascales. B es el punto triple del agua.

Figura 31. **Diagrama de fase del agua que muestra el punto en el cuál pueden coexistir las tres fases**



Fuente: CENGEL, Yunus; BOLES, Michael. *Termodinámica*. p. 141.

La temperatura del punto triple para cualquier sustancia pura es muy próxima a la de fusión, puesto que la variación de esta última con la presión es muy pequeña.

3.1.4. Principio cero de la termodinámica

Cuando dos sistemas están en equilibrio mutuo, comparten una determinada propiedad; Esta se puede medir, y asignarle un valor numérico definido. Una consecuencia de ese hecho es el principio cero de la termodinámica, que afirma que si dos sistemas distintos están en equilibrio termodinámico con un tercero, también tienen que estar en equilibrio entre sí. Esta propiedad compartida en el equilibrio es la temperatura.

3.1.5. Primer principio de la termodinámica

El primer principio es una ley de conservación de la energía. Afirma que, la energía no puede crearse ni destruirse —dejando a un lado las posteriores ramificaciones de la equivalencia entre masa y energía; la cantidad de energía transferida a un sistema en forma de calor más la cantidad de energía transferida en forma de trabajo sobre el sistema debe ser igual al aumento de la energía interna del sistema. El calor y el trabajo son mecanismos por los que los sistemas intercambian energía entre sí.

3.1.6. Segundo principio de la termodinámica

No es posible desarrollar un sistema que opere según un ciclo termodinámico de manera que ceda una cantidad neta de trabajo a su entorno si recibe calor de una única fuente térmica.

El segundo principio impone una condición adicional a los procesos termodinámicos. No basta con que se conserve la energía y cumplan así el primer principio. Una máquina que realice trabajo violando el segundo principio se denomina móvil perpetuo de segunda especie, ya que podría obtener energía continuamente de un entorno frío para realizar trabajo en un entorno caliente sin costo alguno. A veces, el segundo principio se fórmula como una afirmación que descarta la existencia de un móvil perpetuo de segunda especie.

3.1.7. Tercer principio de la termodinámica

El tercer principio de la termodinámica afirma que el cero absoluto no se puede alcanzar por ningún procedimiento que conste de un número finito de pasos. Es posible acercarse indefinidamente al cero absoluto, pero nunca se puede llegar a él.

3.2. Funcionamiento de los tubos vaporizadores y recalentadores

Si un módulo es capaz de elevar la temperatura del HTF en aprox. 2 °C, para conseguir que el fluido térmico que circula por el tubo absorbedor pase de 293 °C a 393 °C.

Un módulo, considerado de forma individual, consigue elevar la temperatura del aceite a la velocidad a la que circula el fluido en condiciones normales (unos 3,5 m/s) en aproximadamente 2 °C. Por ello, es necesario unir una serie de módulos en serie hasta conseguir la elevación normal de temperatura, que es de aproximadamente 100 °C.

El circuito tiene una entrada de HTF a través de una tubería distribuidora de HTF frío (a 293 °C), de gran tamaño, que alimenta cada uno de los circuitos.

Una vez que el HTF lo ha atravesado a la velocidad necesaria para conseguir la elevación de temperatura buscada, se conecta a la tubería distribuidora de HTF caliente (400 °C) desde donde se conducirá al bloque de potencia. Allí intercambia su energía con el ciclo agua vapor, para producir vapor.

3.2.1. Transferencia de calor y conductividad térmica

La función principal del sistema de transferencia es transportar el calor captado por los concentradores hasta el ciclo agua-vapor, para que éste pueda generar vapor con el que accionar la turbina.

La razón fundamental por la que se elige el aceite térmico, es porque tiene que circular por el campo solar, si fuera agua, a esa temperatura tendría que tener una gran presión, lo que encarece todo el sistema, ya que se deben emplear tuberías más resistentes y bombas más potentes.

El sistema puede tener almacenamiento en cuyo caso habría que sobre dimensionar el campo de captadores solares, para derivar parte del calor a los depósitos de sales o sin almacenamiento.

El campo solar está compuesto por colectores que transforman la radiación solar directa disponible, en calor sensible del aceite térmico que circula por los tubos receptores.

Los colectores conectados en paralelo, mediante un sistema de tuberías aisladas, por las que circula el aceite térmico, también llamando fluido de transferencia térmica, HTF.

El aceite térmico frío a 295 °C es bombeado por el sistema de potencia hacia el campo solar, donde se distribuye en las filas de colectores calentándose hasta 400 °C, para después volver al generador de vapor del ciclo de potencia, los parámetros característicos del aceite HTF se describen en la tabla XIII.

Tabla XIII. **Parámetros característicos del sistema HTF**

1) Temperatura máxima del aceite térmico.	400 °C
2) Temperatura mínima de congelación.	12 °C
3) Temperaturas normales de trabajo.	260-379 °C
- Entrada al campo solar.	295 °C
- Salida del campo solar.	377 °C
4) Presión en diferentes puntos.	
- Salida de las bombas.	15-30 bar.
- Entrada al campo solar.	14-28 bar.
- Salida al campo solar.	10-15 bar.
- Entrada/Salida de la generación de vapor.	193-93 bar.
5) Toneladas de aceite térmico que debería tener el sistema aproximadamente.	2000
6) No. De circuitos del sistema sin almacenamiento	120-240
7) Eficiencia térmica de los colectores	54%
8) Eficiencia media	17%
9) Producción energética neta estimada	160,000 MWh

Fuente: ORTEGA, José. *Estudio de viabilidad económica de una central termosolar en el sur de España*. p. 126.

El campo de receptores está formado por una gran cantidad de tuberías encargadas de transportar el aceite térmico a todos los sistemas que componen el HTF, son tuberías de acero al carbono, recubiertas de aislante y con una superficie final de chapa galvanizada, las principales características con las que se puede describir las tuberías del campo solar son las siguientes:

- Están sometidas a fuertes variaciones de temperatura (dilataciones y tensiones térmicas).
- Circulan dos tuberías en paralelo: del fluido frío y la del caliente.
- Cada circuito tiene una conexión a la tubería fría (entrada) y otra a la caliente (salida).
- Necesitan juntas de dilatación en determinados puntos para absorber dilataciones.
- Para evitar la congelación es necesario hacer circular el aceite de forma continua, evitando a toda costa que se quede retenido.

El sistema HTF está compuesto por los siguientes subsistemas:

- Sistema de bombeo principal
- Sistema de ullage (sistema de eliminación de residuos)
- Sistema anti-congelación
- Sistema de nitrógeno
- Tanques de expansión
- Sistema de almacenamiento de sales
- Caldera auxiliar

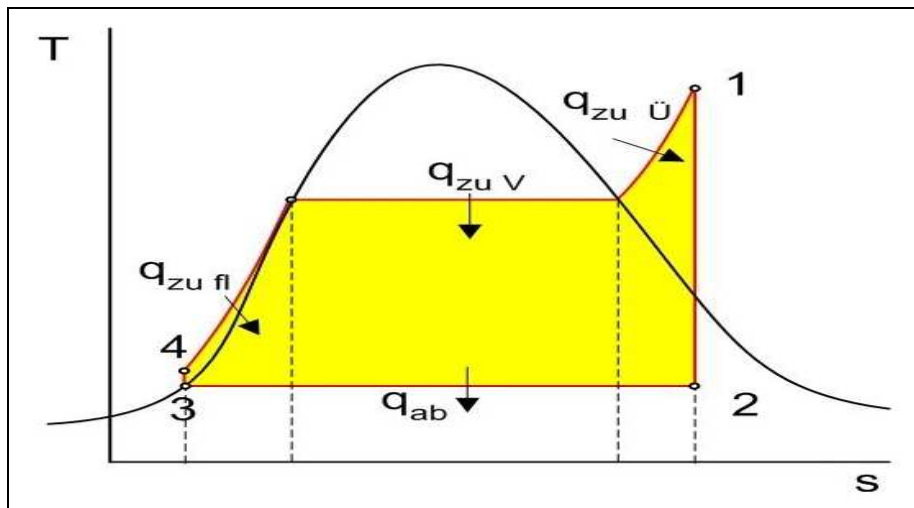
3.3. Ciclos térmicos

Se refiere a cualquier serie de procesos termodinámicos tales que, al transcurso de todos ellos, el sistema regrese a su estado inicial; es decir, que la variación de las magnitudes termodinámicas propias del sistema sea nula, entre los ciclos más comunes, están:

3.3.1. Ciclo Rankine

Es un ciclo de planta de potencia eléctrica que opera con vapor. Éste es producido en una caldera a alta presión para luego ser llevado a una turbina donde produce energía cinética, donde perderá presión. Su camino continúa al seguir hacia un condensador donde lo que queda de vapor pasa a estado líquido para poder entrar a una bomba que le subirá la presión, y nuevamente poder ingresarlo a la caldera. Existen algunas mejoras al ciclo, por ejemplo, agregar sobrecalentadores a la salida de la caldera que permitan obtener vapor sobrecalentado para que entre a la turbina y aumentar así el rendimiento del ciclo.

Figura 32. Diagrama T – S típico de un ciclo Rankine, mostrando un proceso no ideal



Fuente: ORTEGA, José. *Estudio de viabilidad económica de una central termosolar en el sur de España*. p. 374.

3.3.1.1. Diagrama T-S del ciclo

Existen cuatro procesos distintos en el desarrollo del ciclo, los cuales van cambiando el estado del fluido; Estos quedan definidos por los números del 1 al 4 en el diagrama T-s, ver figura 32. Los procesos que se tienen son los siguientes (suponiendo ciclo ideal con procesos internamente reversibles):

- Proceso 1-2: expansión isoentrópica del fluido de trabajo en la turbina desde la presión de la caldera hasta la presión del condensador.
- Proceso 2-3: transmisión de calor desde el fluido de trabajo al refrigerante a presión constante en el condensador hasta el estado de líquido saturado.
- Proceso 3-4: compresión isoentrópica en la bomba. En él se aumenta la presión del fluido mediante una bomba, al que se le aporta un determinado trabajo.
- Proceso 4-1: transmisión de calor hacia el fluido de trabajo a presión constante en la caldera.

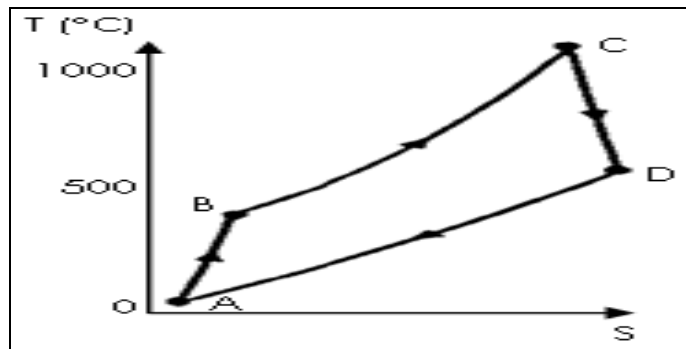
En la realidad, los procesos no son internamente reversibles, pues se tienen distintas irreversibilidades y pérdidas, esto se refleja en que los procesos 1-2 y 3-4 no son isoentrópicos.

3.3.2. Ciclo Brayton

También conocido como ciclo Joule o ciclo Froude, es un ciclo termodinámico consistente, en su forma más sencilla, en una etapa de

compresión adiabática, una etapa de calentamiento isóbaro y una expansión adiabática de un fluido termodinámico compresible. Es uno de los ciclos termodinámicos de más amplia aplicación, al ser la base del motor de turbina de gas, por lo que el producto del ciclo puede ir desde un trabajo mecánico que se emplee para la producción de energía eléctrica o algún otro aprovechamiento (caso de las industrias de generación eléctrica y de algunos motores terrestres o marinos, respectivamente), hasta la generación de un empuje en un aerorreactor.

Figura 33. **Ciclo Brayton en una turbina de gas, en función de la entropía S y la temperatura T**



Fuente: ORTEGA, José. *Estudio de viabilidad económica de una central termosolar en el sur de España*. p. 334.

Sobre el ciclo básico existen variantes que lo complican para mejorar alguna de sus prestaciones, como la potencia o el rendimiento. Ejemplos de estas variantes son el ciclo Brayton con regenerador.

El ciclo Brayton de múltiples etapas (de compresión u expansión), o la combinación de un ciclo Brayton con un ciclo Rankine para dar lugar al denominado ciclo combinado.

3.3.3. Ciclo Stirling

Es el ciclo termodinámico del motor Stirling que busca obtener el máximo rendimiento. Por ello, es semejante al ciclo de Sadi Carnot.

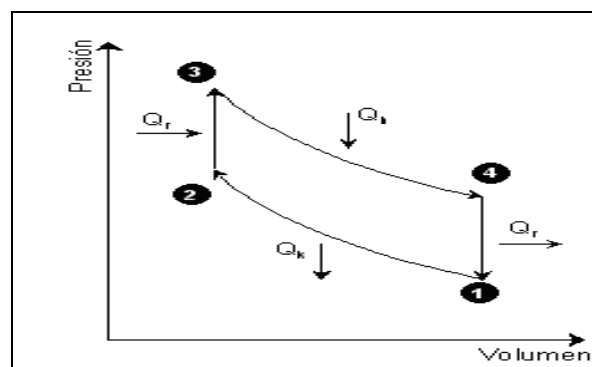
A diferencia de la máquina de Carnot, (la cual logra la mayor eficiencia teórica) esta máquina está constituida por dos isotermas, dos isocoras y un sistema de regeneración entre las isocoras.

Existe también una máquina similar según el ciclo Ericsson, la cual consta de dos isotermas y dos isobaras. También consta de un sistema de regeneración entre las isobaras como en el ciclo Stirling.

3.3.3.1. El ciclo Stirling ideal

El ciclo consta de cuatro procesos termodinámicos representados en la figura 34 que actúan sobre el fluido de trabajo.

Figura 34. Diagrama de un ciclo Stirling ideal



Fuente: ORTEGA, José. *Estudio de viabilidad económica de una central termosolar en el sur de España*. p. 607.

- 1-2. Compresión Isotérmica del gas a la temperatura inferior. Durante este proceso se cede al exterior una cantidad de calor a la fuente fría.
- 2-3. Absorción de calor a volumen constante (isocórico o isócoro). El gas absorbe del regenerador una cantidad de calor Q_r y aumenta su temperatura, lo que provoca un aumento de presión.
- 3-4. Expansión isoterma del gas a alta temperatura. Durante este proceso se absorbe calor de la fuente caliente.
- 4-1. Cesión de una cantidad de calor Q_r al regenerador a volumen constante, disminuyendo la temperatura del fluido.

3.4. Aplicaciones ciclo Stirling

Cualquier aplicación que utilice el ciclo Stirling, estará compuesta de dos cilindros y un pistón en cada uno y un regenerador que irá ubicado en el conducto que une ambos cilindros, un cilindro se mantendrá caliente y el otro frío mediante aletas refrigerantes.

3.4.1. Central Stirling

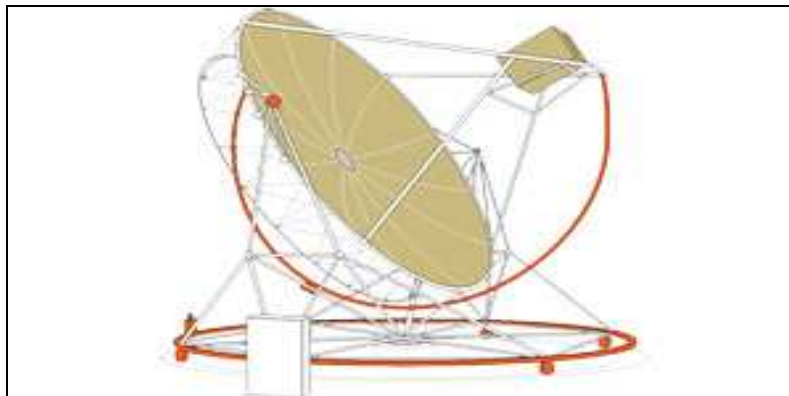
Las centrales Disco-Stirling son adecuadas para la generación descentralizada de energía eléctrica a partir de la energía solar, y, generalmente, tienen una capacidad de 10 a 50 kW cada uno. Su concentrador parabólico sigue al Sol continuamente, reflejando los rayos paralelos entrantes sobre su zona focal. El intercambiador de calor solar situado en la zona focal del concentrador absorbe la radiación solar concentrada, calentando el medio caloportador (helio o hidrógeno). Un motor Stirling convierte este calor en

energía mecánica, que es a su vez transformada en energía eléctrica por un generador acoplado directamente al eje del motor.

Los principales componentes de un sistema Disco-Stirling son el concentrador parabólico, el motor Stirling y el sistema de seguimiento solar.

El concentrador es uno de los elementos claves del sistema Disco-Stirling. El concentrador de un sistema de 10 kW tiene con un diámetro de 8,5 m. Se compone de facetas tipo *sándwich* fabricadas de plástico reforzado con fibra de vidrio. Se fijan espejos de vidrio delgado a la superficie con pegamento, garantizando una alta reflectividad permanente del 94%.

Figura 35. **Espejo parabólico sobre un seguidor solar, instalado frente a un receptor solar acoplado a un motor Stirling**



Fuente: LENZ, Jhon. *The Stirling engine*, Wiley. p. 07.

El motor Stirling se basa en un ciclo altamente eficiente que transforma el calor en energía mecánica. Sus características más destacadas son las siguientes:

En contraste con los motores Otto y Diesel, que son de combustión interna, en el motor Stirling el aporte energético se realiza a partir de una fuente de calor externa. Convierte el calor solar en energía eléctrica a una temperatura de trabajo de 650 °C y con una eficiencia global del 30% al 35%. El motor de conversión energética Stirling 161 de solo tiene una salida de 10 kW. También se le puede integrar un quemador de gas (ej. Biogás) al receptor para asegurar la generación de energía eléctrica las 24 horas al día.

El seguimiento solar continuo está controlado por computadora y puede ser monitorizado, operado y diagnosticado a distancia desde cualquier lugar mediante internet.

3.4.2. Motor Stirling

El motor Stirling utiliza una fuente de calor fija, para calentar el fluido térmico en su cilindro. Se le puede considerar una máquina de combustión externa y un proceso adiabático, ya que no requiere quemar combustible en su interior, y al operar no transfiere calor al entorno. Su movimiento obedece al diferencial de presión del fluido, entre la más caliente y la fría. El mecanismo central de un Stirling consiste de dos pistones, uno para disipar el calor y desplazar el fluido caliente hacia la sección fría y viceversa. En la práctica este pistón funciona como intercambiador de calor y se le denomina regenerador.

El otro pistón entrega la fuerza para aplicar torque al cigüeñal, utilizando un diseño adecuado del motor Stirling, es posible obtener dos pulsos de fuerza por cada vuelta del cigüeñal, lo que hace de este motor el más eficiente que se conoce. Sin embargo, posee un problema que lo condena a ser el propulsor de un número limitado de maquinaria: no es posible ponerlo en funcionamiento en forma instantánea.

3.4.2.1. Funcionamiento del motor Stirling

El principio básico del funcionamiento del motor Stirling es calentar y enfriar un medio de trabajo, ya sea aire, helio, hidrógeno o incluso alguna clase de fluido térmico. Al calentar el medio de trabajo, se consigue incremente su volumen, y se aprovechará ese movimiento para desplazar una parte del motor.

Posteriormente, se enfría de nuevo el medio de trabajo, reduciendo su volumen, y consiguiendo que el motor vuelva a la posición inicial. El motor trabajará siempre con el mismo medio de trabajo, por lo que el motor debe ser hermético.

Al aplicar calor en la parte inferior, y frío en la parte superior a un recipiente hermético que contiene el medio de trabajo, y un pistón desplazador, para mover el fluido de una zona del recipiente a otra. Al aplicar calor a la base del recipiente, y con el pistón desplazador en la parte de arriba, aumenta la temperatura del fluido, por lo que aumenta la presión, empujando una superficie elástica, mediante la cual se consigue el movimiento. Este movimiento de la superficie elástica se transmitirá a un cigüeñal, que a su vez irá conectado al pistón desplazador en ángulo de noventa grados, de forma que, al subir la superficie elástica el pistón desplazador baje y desplace el medio de trabajo de la parte caliente del recipiente a la parte fría, lo que hará que disminuya el volumen y la presión del medio de trabajo, por lo que la superficie elástica volverá a su estado inicial, completando el recorrido del cigüeñal. Al volver a la posición inicial, volverá a subir el pistón desplazador, desplazando el medio de trabajo de nuevo a la parte caliente del recipiente, aumentando su volumen, la presión, y repitiendo el proceso.

4. FUNDAMENTOS DEL DISEÑO DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR

4.1. Ventajas y desventajas de las centrales solares

Es importante conocer el desempeño de las centrales solares respecto a las alternativas que actualmente se utilizan para la generación eléctrica, como las que utilizan combustibles fósiles. Es por ello que se analizarán en este punto tanto las ventajas como inconvenientes que presenta la energía solar respecto a las energías convencionales.

4.1.1. Comparación entre configuraciones disponibles

Las distintas configuraciones de centrales termosolares poseen ventajas y desventajas, las cuales se resumen en la tabla XIV.

Tabla XIV. **Comparación de tecnologías termosolares**

	Tecnología de torre	Tecnología cilindro parabólico	Disco Stirling
Aplicación	Generación centralizada	Generación centralizada	Generación aislada
Situación actual	Plantas comerciales	Plantas comerciales	Prototipo y demostración
Ventajas	Perspectiva a medio plazo de alta eficiencia y grandes factores de capacidad	Disponibilidad comercial almacenamiento térmico	Muy alta eficiencia de conversión
Inconvenientes	Alta inversión inicial	Menor temperatura, Menor calidad de vapor conductor	Muy altos costos de inversión, problemas de almacenamiento
Potencia eléctrica generada	10 – 200 MW	30 – 320 MW	5 – 25 kW
Temperatura de operación	565 – 1000°C	390°C	750°C
Eficiencia máxima	23%	20%	29.40%
Riesgo tecnológico	Medio	Bajo	Alto
Almacenamiento	Si	Bajo	Baterías

Fuente: TÉLLEZ. Luis. *Energía solar primeros pasos del surgimiento comercial*. p. 133.

4.1.2. Comparación de la energía solar y la energía proveniente del combustible fósil

La economía de una central termoeléctrica debería medirse mediante parámetros como el requerimiento neto de energía o el costo de producción de gases de efecto invernadero, para incorporar el impacto global en el ciclo de vida de esta central en el ambiente. Las decisiones actuales se toman sobre la base del costo de la electricidad generada, es decir, sin incluir los costos externos. Es por este motivo que es adecuado proporcionar información sobre los costos de generación de la electricidad con centrales termosolares, comparándolos con los de otras centrales de generación de potencia.

La tecnología termosolar fue capaz de entrar al mercado en una era de incremento y altos precios de la energía (década de 1970). Sin embargo, como los precios de la energía cayeron en la década de 1980, las tecnologías renovables, tales como las plantas termoeléctricas solares, no pudieron competir sin subsidios.

Entre 1984 y 1991, Luz Internacional Ltd. construyó nueve plantas comerciales SEGS de ciclo Rankine en el desierto de Mojave, en California. Dichas plantas están en el rango de capacidad de 14 a 80 MW de electricidad y un total de 354 MW de capacidad instalada. Tamaño, funcionamiento y eficiencia se han incrementado con cada sucesiva planta y los costos fueron reduciéndose en más de la mitad.

En el último tiempo, los costos de producción de las plantas de energía termoeléctrica solar han disminuido, producto de la innovación en componentes y sistemas, al optimizar las tecnologías de producción, con la mejora de la eficiencia, al aumentar el número de horas equivalentes a plena carga mediante el almacenamiento térmico y con la construcción de más plantas de mayor tamaño.

Respecto a la comparación con la tecnología energética de combustibles fósiles, el precio por kilowatts hora es mucho mayor en una planta termosolar que en una planta termoeléctrica convencional, ya que el costo de producción de ésta última está, en la actualidad, en los 5 centavos de dólar el kilowatts hora; en cambio, la tecnología solar supera los 13 centavos de dólar el kilowatts hora. Este panorama cambiará, en el futuro, igualándose los costos antes del año 2025.

Es importante considerar los aspectos ambientales al hacer un paralelo entre las tecnologías energéticas. Las plantas termosolares, comparativamente, causan pequeños impactos adversos, los cuales se relacionan con el uso de fluidos de transferencia de calor, agua y uso de suelo.

4.2. Criterios de localización para las centrales termosolares

Al buscar los lugares para desarrollar una actividad se deben tener en cuenta una serie de criterios para lograr una localización de mínimo costo y un máximo aprovechamiento de los recursos. Sin duda la radiación solar de un lugar es la primera variable a considerar para cualquier aprovechamiento solar, además de ser este un factor determinante para la viabilidad económica de plantas solares. Así, el costo de la electricidad producida disminuye en la misma proporción en que aumenta el recurso solar.

4.2.1. Ubicación usando mapas solares para determinar la región con más densidad de radiación solar en Guatemala

Para un aprovechamiento rentable de la energía solar, se plantea que la radiación debe tener un cierto valor, los lugares adecuados para la instalación de plantas termosolares deben ofrecer al menos $2.000 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$ que equivalen a $5,48 \frac{\text{kW} \cdot \text{h}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}}$ de irradiación solar directa anual, aún pudiendo funcionar con umbrales inferiores.

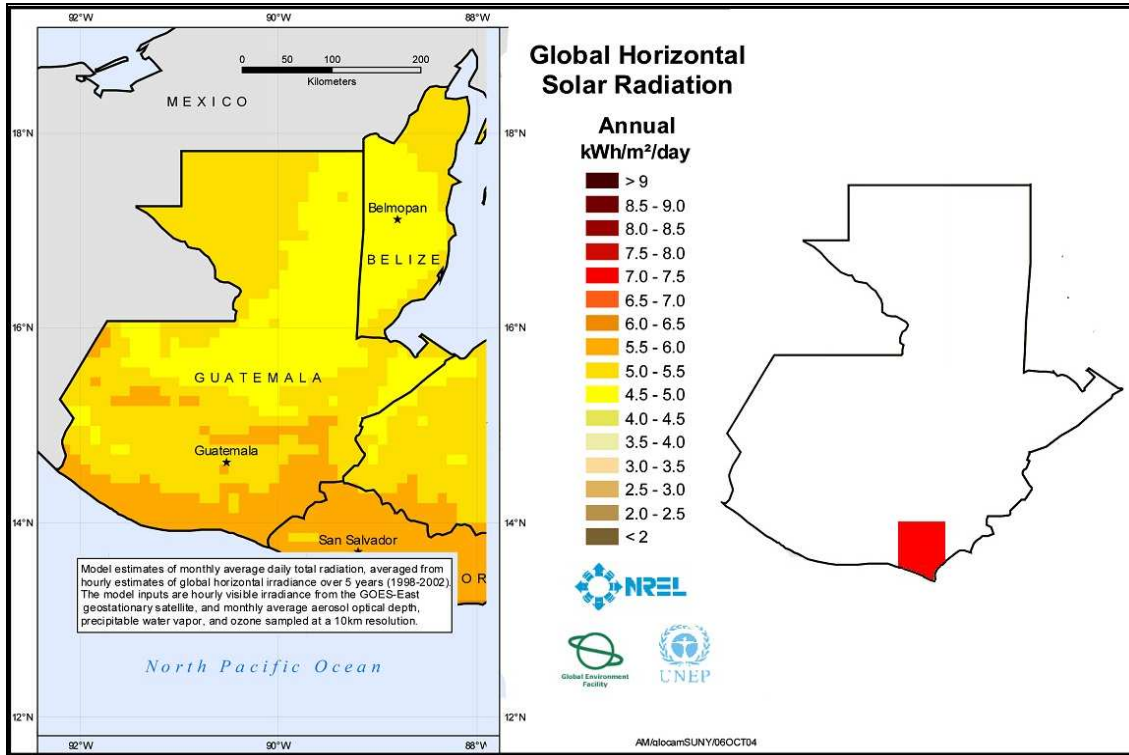
Los lugares óptimos debieran ofrecer más de $2.500 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$ equivalentes a $6,85 \frac{\text{kW} \cdot \text{h}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}}$.

Como indicador se debe de tomar el promedio anual de irradiación, y debe de estar arriba de $2324 \text{ kW} \cdot \text{h}/\text{m}^2$ al año el cual es aproximadamente el 70% del valor máximo que se pudiera tener en la región con mayor insolación, según un estudio realizado por Greenpeace.

Para las especificaciones técnicas de los helióstatos de una planta solar del tipo torre central, el fabricante, que en este caso es SENER España, recomienda para un buen funcionamiento una radiación de $2.000 \text{ kWh}/\text{m}^2$ equivale a $5,48 \frac{\text{kW} \cdot \text{h}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}}$.

Para determinar la región más idónea se hace el uso de mapas solares elaborados por NREL, Global Environment Facility y UNEP, ya que por el nivel de detalle, la coherencia con la realidad y el método de muestreo es la organización que sirve de referencia para el diseño de centrales solares a nivel mundial.

Figura 36. Promedio anual de la radiación horizontal en Guatemala



Fuente: SWERA, *Annual average direct normal 40km resolution for Central*, p. 10.

4.2.2. Determinación de los parámetros necesarios para el diseño de la central solar

La elección del oriente del país para ubicar la central, como se puede ver en la figura 36 es la región con más horas de sol al año, y en la que se puede obtener una mayor radiación solar.

La irradiación es de 6 a 6,5 $\frac{kW \cdot h}{m^2 \cdot día}$, como promedio anual de energía.

Lo que va a ser determinante para obtener unos datos de generación eléctrica mejores que en otras latitudes, esta área es de aproximadamente 50 km².

La región de oriente posee elevados niveles de radiación, los cuales serán obtenidos de tablas de energía solar que posee la NASA, disponibles en su pagina web, estos datos son tomados por los fabricantes debido a que es información con mas de 20 años, con esta información se puede formar una tendencia y simular el comportamiento de la energía solar cada día del año, obteniendo un diseño acorde a las condiciones del lugar.

Para la obtención de la radiación solar se ingresan las coordenadas de la región a estudiar, por lo tanto serán:

90° W a 90° 45' W

14° N a 14° 45' N

4.3. Cálculo del campo solar

Se ha elegido la tecnología CCP (Tecnología cilindro – parabólica) por sus buenas cualidades ópticas, precio y comportamiento ante carga elevadas de viento, además para el diseño únicamente se tendrá en cuenta para el dimensionamiento de los receptores los valores de radiación normal directa, por motivos de diseño geométricos, detallados en el apartado 2.3.2.2.

Para la latitud y longitud indicadas en el apartado 3.2.2., se obtienen los siguientes niveles de radiación normal directa por meses para un período medio de 22 años.

Tabla XV. **Radiación normal directa para las coordenadas dadas**

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Rad. Directa												
$\frac{kW \cdot h}{m^2 \cdot día}$	7,61	7,64	7,13	6,57	5,53	5,11	5,55	5,32	4,66	5,38	6,66	6,47

Fuente: NASA. *Surface meteorology and Solar*. p. 155.

La unidad básica del campo termosolar son los colectores cilindro-parabólicos, se ha elegido el modelo Eurotrough ET-150, el cual posee las características técnicas descritas en la siguiente tabla.

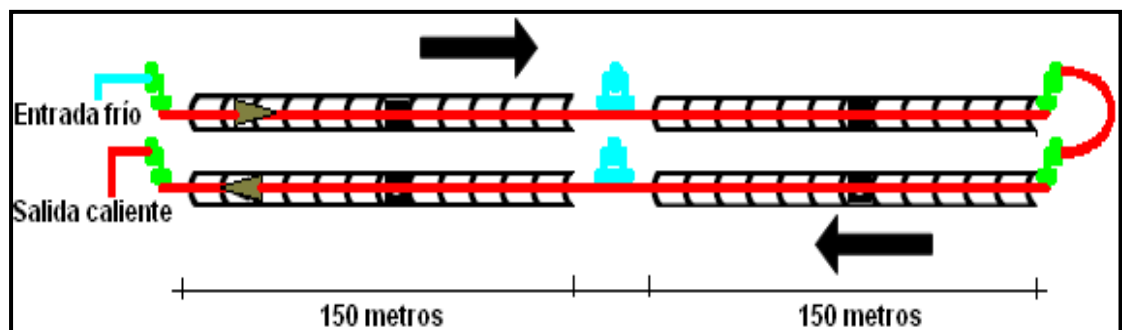
Tabla XVI. **Datos técnicos del colector Eurotrough ET-150**

Tipo de colector	Eurotrough ET-150
Longitud del colector (m).	148,5
Ancho de apertura (m).	5,77
Área de apertura (m ²)	817,5
Coefficiente de concentración óptica	82:1
Reflectividad del espejo	94%
Peso de estructura por m2 de área de apertura	18,5 Kg
Tubo absorbente	SCHOTT PTR-70
Diámetro exterior del tubo absorbente (m).	0,07
Diámetro interior del tubo absorbente (m).	0,065
Longitud del tubo absorbente (m).	4
Absortividad	95%
Rendimiento térmico	0,96
Sistema de seguimiento	Hidráulico
Factor de intercepción	0,99
Transmisividad de la cubierta del tubo absorbedora	92%
Absortividad de la superficie del absorbedor	95%

Fuente: CIEMAT. *EuroTrough- Parabolic trough colector*. p. 6.

Los colectores tienen una longitud aproximada de 150 m, como se observa en la figura 37, cada circuito se divide en 4 unidades, dispuestos en dos filas paralelas de dos colectores cada una, esto es, de unos 300 m cada fila.

Figura 37. **Circuito básico de un colector parabólico**



Fuente: elaboración propia.

La orientación es en dirección norte – sur, de forma que estos pueden seguir el movimiento del Sol de este a oeste a lo largo del día, mediante un sistema de seguimiento hidráulico.

El área de captación solar se calcula multiplicando el total de colectores necesarios para generar la potencia nominal de la central el día con menos radiación solar al año, y para esto es necesario calcular, el rendimiento del campo solar, rendimiento del ciclo de vapor y el rendimiento del generador.

4.3.1. Rendimiento del campo solar $\eta_{C \cdot solar}$

Es el resultado de la multiplicación de una serie de factores, y para su cálculo se utiliza la siguiente fórmula.

$$\eta_{C \cdot solar} = \rho \cdot F \cdot \eta_{\acute{o}ptico} \cdot K(\varphi) \cdot \eta_{Th} \quad (\text{Ec. 27})$$

Donde:

ρ = reflectividad de la superficie

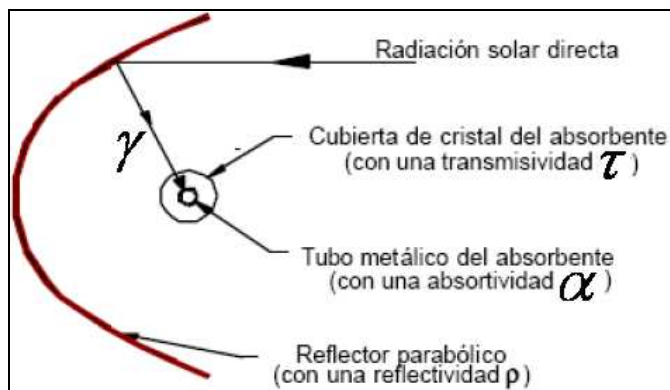
F = factor de ensuciamiento

$\eta_{\acute{o}ptico}$ = rendimiento \acute{o}ptico

η_{Th} = rendimiento t\termico

La disminuci3n del rendimiento \acute{o}ptico del colector $\eta_{\acute{o}ptico}$ se debe a que, ni la superficie reflexiva del concentrador es un reflector perfecto, ni el vidrio que cubre el tubo absorbente met\termico es totalmente transparente, ni la geometr\termia del concentrador parab3lico es perfecta. Por lo que, la suma de todas las imperfecciones provocan que solo una parte de la radiaci3n solar directa que incide sobre la superficie del concentrador parab3lico llegue al fluido que circula por el sistema, como se describe en la figura 38.

Figura 38. **Balace de p\termidas \acute{o}pticas**



Fuente: ORTEGA, Manuel. *Estudio de viabilidad de una central termosolar*. p. 130.

$$\eta_{\text{óptico}} = \gamma \cdot \tau \cdot \alpha \quad (\text{Ec. 28})$$

Donde:

γ = factor de intercepción

τ = transmisividad de la cubierta del tubo absorbadora

α = absortividad de la superficie selectiva del tubo absorbador

Estos valores son dados por el fabricante y sus valores están descritos en la tabla XV, sustituyendo en la ecuación 28, para obtener el rendimiento óptico.

$$\eta_{\text{óptico}} = 0.99 \times 0.92 \times 0.95 = 0.865$$

$$\eta_{\text{óptico}} = 0.865$$

El coeficiente ρ , indica la reflectividad de la superficie del concentrador parabólico. La superficie reflexivas de los colectores no son ideales, este valor disminuye progresivamente al aumentar la suciedad en la superficie del colector, el valor nominal es dado por el fabricante y descrito en la tabla XV.

$$\rho = 0.94$$

El factor de ensuciamiento F de los colectores se toma en cuenta en el cálculo de rendimiento total y va de 0 a 1. En este caso se supone un valor de 0.98, suponiendo que la limpieza del campo solar se realice a diario.

$$F=0.98$$

El modificador por ángulo de incidencia K, considera todas las pérdidas ópticas y geométricas que tienen lugar en el colector para un ángulo de incidencia variable y está dado según la estación del año, el valor mínimo y máximo están dados a partir de datos aportados por la NASA, y para el diseño de la central se utiliza el valor medio entre ambos.

$$K_{\text{mín}}=0.6 \quad K_{\text{máx}}=0.81$$

$$K(\varphi) = 0.705$$

El valor de las pérdidas térmicas que tienen lugar en el tubo absorbedor según el fabricante y descrito en la tabla XV es de:

$$\eta_{Th} = 0.96$$

Sustituyendo en la ecuación 27 los valores encontrados, para obtener el rendimiento promedio anual de la central.

$$\eta_{C \cdot solar} = 0.94 \times 0.98 \times 0.865 \times 0.705 \times 0.96 = 0.5393$$

$$\eta_{C \cdot solar} \approx 54\%$$

4.3.2. Rendimiento de la turbina de vapor

El rendimiento es igual al cociente entre el trabajo neto realizado por la turbina menos el trabajo neto realizado por las bombas y el calor absorbido.

Para la central de colectores cilindro-parabólicos se ha medido un valor de:

$$\eta_{C \cdot vapor} = 32\%$$

Según un estudio de mediciones de balances de energía y de flujo másico, a una configuración del circuito térmico similar al desarrollado, realizadas con el propósito de hallar la eficiencia de la configuración térmica.

4.3.3. Especificación del generador

El generador de la central será horizontal de tipo síncrono, al ser estos los indicados para potencias superiores a 2MW, y con un único par de polos, por lo tanto la velocidad de giro del mismo será.

$$n = \frac{60 \cdot f}{p} \quad (\text{Ec. 29})$$

$$n = \frac{60 \cdot (60 \cdot \text{Hz})}{1} = 3.600 \text{ rpm}$$

Donde:

n = velocidad de giro del rotor, [rpm]

f = frecuencia de la red, [Hz]

p = número de pares de polos

El nivel de tensión nominal será 13,8 kv, debido a que se debe disminuir las pérdidas en las líneas de transmisión y las pérdidas provocadas por el efecto joule en los equipos.

La potencia nominal de la central será de 50MW y el factor de potencia escogido para el diseño es igual a $\cos \varphi = 0,85$.

Por lo tanto, el valor de la corriente nominal del sistema se podrá calcular con la ecuación de la potencia activa:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi \quad (\text{Ec. 30})$$

Donde:

P = potencia nominal de la planta, [MW]

U = tensión nominal, [V]

I = corriente nominal, [Amp]

$\cos \varphi$ = factor de potencia

Sustituyendo valores en la ecuación 30 se tiene:

$$50MW = \sqrt{3} \cdot 13.8kV \cdot I \cdot 0.85$$

Despejando la corriente nominal:

$$I = \frac{50 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \times 10^3 \cdot 0,85} = \frac{50 \times 10^6}{24608,6} = 2.0317 \text{ Amp}$$

Para el rendimiento, normalmente los generadores tienen una eficiencia de 90% a 99%, y mientras más grande sea la unidad, mayor será el incremento de este valor.

Se le asignará el 99% de rendimiento debido a que es un valor habitual y no se conocen datos técnicos.

$$\eta_{\text{alternador}} = 99\%$$

4.3.4. Cálculo de la dimensión de la superficie total de reflexión

La superficie total de reflexión, es la superficie necesaria para reflejar la radiación solar que se necesita para generar la potencia eléctrica nominal para la cual está diseñada la central, esto durante el día más nublado o con menos cantidad de horas de radiación solar al año, para poder garantizar un suministro continuo durante todo el año.

Para calcular la superficie necesaria, se utiliza la ecuación de la potencia eléctrica nominal de la central:

$$P_e = I_S \cdot S_{\text{espejos}} \cdot \eta_{C\text{-solar}} \cdot \eta_{C\text{-Vapor}} \cdot \eta_{C\text{-Alternador}} \quad (\text{Ec. 31})$$

Donde:

- P_e = potencia eléctrica generada
- I_S = radiación normal directa
- S_{espejos} = superficie reflectiva de la planta
- $\eta_{C\text{-solar}}$ = rendimiento del campo solar
- $\eta_{C\text{-Vapor}}$ = rendimiento del ciclo de vapor
- $\eta_{C\text{-Alternador}}$ = rendimiento del generador

Para hallar la superficie reflectiva S_{espejos} , se debe de tomar la radiación normal directa instantánea, este dato se encuentra a partir de las tablas de la NASA que se pueden ver en la tabla XVII, muestran la distribución de la radiación promedio a lo largo del día en intervalos de 3 horas.

Tabla XVII. **Distribución tri horaria de la radiación solar directa en kW/m²**

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface At Indicated GMT Times (kW/m ²)												
Lat 14 Lon -90	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Average@00	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Average@03	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Average@06	0.18	0.25	0.29	0.34	0.31	0.31	0.32	0.28	0.19	0.18	0.21	0.16
Average@09	2.05	2.02	2.01	1.99	1.69	1.63	1.64	1.64	1.57	1.79	2.14	1.90
Average@12	3.28	3.22	2.93	2.63	2.22	2.00	2.21	2.13	1.91	2.22	2.81	2.79
Average@15	2.10	2.15	1.90	1.62	1.31	1.17	1.39	1.27	0.99	1.20	1.51	1.62
Average@18	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Average@21	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
$\frac{kW}{m^2 \cdot día}$	7.61	7.64	7.13	6.57	5.53	5.11	5.55	5.32	4.66	5.38	6.66	6.47

Fuente: NASA. *Surface meteorology and Sola*. p. 125.

Con la información obtenida en la tabla XVI se procede a convertir los datos en valores puntuales, con el fin de hallar la fecha y la hora en la cual se tiene la menor radiación solar, y también la hora y fecha en la que se obtiene la mayor radiación solar, los datos obtenidos de la las tablas de la NASA, son un promedio mensual y diario de mediciones de la radiación solar con un período de 22 años.

El límite inferior de potencia eléctrica será el calculado para la radiación solar correspondiente al medio día del mes de septiembre, como se puede observar en la tabla XVIII.

Este valor es de $0,638 \frac{kW}{m^2}$.

El límite mayor será correspondiente al mes de enero.

Tabla XVIII. **Distribución de la radiación solar directa kW/m²**

Hora		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
06:00	07:00	0,111	0,113	0,108	0,112	0,104	0,103	0,105	0,103	0,102	0,109	0,110	0,104
07:00	08:00	0,111	0,113	0,108	0,112	0,104	0,103	0,105	0,103	0,102	0,109	0,110	0,104
08:00	09:00	0,111	0,113	0,108	0,112	0,104	0,103	0,105	0,103	0,102	0,109	0,110	0,104
09:00	10:00	0,684	0,675	0,670	0,663	0,562	0,544	0,547	0,546	0,525	0,598	0,712	0,634
10:00	11:00	0,684	0,675	0,670	0,663	0,562	0,544	0,547	0,546	0,525	0,598	0,712	0,634
11:00	12:00	0,684	0,675	0,670	0,663	0,562	0,544	0,547	0,546	0,525	0,598	0,712	0,634
12:00	13:00	1,094	1,074	0,975	0,876	0,739	0,667	0,736	0,711	0,638	0,738	0,935	0,930
13:00	14:00	1,094	1,074	0,975	0,876	0,739	0,667	0,736	0,711	0,638	0,738	0,935	0,930
14:00	15:00	1,094	1,074	0,975	0,876	0,739	0,667	0,736	0,711	0,638	0,738	0,935	0,930
15:00	16:00	0,649	0,686	0,624	0,539	0,437	0,390	0,463	0,413	0,289	0,349	0,463	0,489
16:00	17:00	0,649	0,686	0,624	0,539	0,437	0,390	0,463	0,413	0,289	0,349	0,463	0,489
17:00	18:00	0,649	0,686	0,624	0,539	0,437	0,390	0,463	0,413	0,289	0,349	0,463	0,489
Promedio mensual de radiación directa		7,61	7,64	7,13	6,57	5,53	5,11	5,55	5,32	4,66	5,38	6,66	6,47

Fuente: elaboración propia.

Para el dimensionamiento de campo solar se necesita el valor de la radiación directa mínima I_s el cual equivale al valor mínimo del medio día de la distribución mensual mostrado en la tabla XVIII, y se sustituye en la ecuación 31, y despejando $S_{espejos}$ se tiene:

$$\begin{aligned}
 P_e &= 50\text{MW} & \eta_{C\text{-solar}} &= 0,54 & \eta_{C\text{-Alternador}} &= 0,99 \\
 I_s &= 638\text{W/m}^2 & \eta_{C\text{-Vapor}} &= 0,32
 \end{aligned}$$

Sustituyendo y evaluando:

$$50MW = 638W/m^2 \cdot S_{\text{espejos}} \cdot 0.54 \cdot 0.32 \cdot 0.99$$

Despejando S_{espejos} :

$$S_{\text{espejos}} = \frac{50MW}{638W/m^2 \cdot 0.54 \cdot 0.32 \cdot 0.99} = 458,110m^2$$

Este resultado indica que para generar una potencia de 50MW en promedio al medio día durante todo el año es necesaria un área reflectiva de 45,110 m², y según la tabla XVI el fabricante ofrece por cada colector un área reflectiva de 817,5 m², por lo que serán necesarios:

$$\text{Número de colectores} = \frac{458110m^2}{817,5m^2} = 560\text{unidades}$$

Cada circuito se compone de cuatro unidades colectoras, por lo tanto serán necesarios:

$$\text{Número de circuitos} = \frac{560}{4} = 140\text{circuitos}$$

El área seleccionada que cumple con los requisitos de radiación solar es de aproximadamente 50 km², según figura 36.

Tabla XIX. **Características del campo solar**

Número de colectores	560
Número de circuitos	140
Superficie de captadores disponible (m ²)	458.110
Orientación del eje del colector	N-S
Separación entre filas (m)	16,25
Fluido de trabajo	Aceite térmico
Temperatura límite del fluido (°C)	400

Fuente: elaboración propia.

4.4. Producción eléctrica

Es la energía total generada al final del proceso de generación, está compuesta por toda la energía recolectada en el campo solar en forma de radiación solar menos todas las pérdidas que interfieren en todo el circuito y las pérdidas dadas por la transformación de un tipo de energía a otro.

4.4.1. Producción eléctrica solar

Teniendo una superficie de espejos de 458.110m², un rendimiento de transformación de energía solar a térmica de un 54% y un rendimiento del ciclo térmico a eléctrico del 32% se obtiene a partir de la tabla XV una proyección de la producción eléctrica por meses y el total anual.

Para el dimensionamiento de la planta se multiplica la ecuación 31 por los días que tiene cada uno de los meses a los que corresponde la medición de radiación solar, que son detallados en la tabla XV.

$$P_e = I_S \cdot S_{\text{espejos}} \cdot \eta_{C\text{-solar}} \cdot \eta_{C\text{-Vapor}} \cdot \eta_{C\text{-Alternador}} \cdot \text{días}_{\text{mes}} \quad (\text{Ec. 32})$$

Donde:

P_e = potencia eléctrica generada

I_S = radiación directa (ver tabla XIV)

$S_{\text{espejos}} = 458.110\text{m}^2$

$\eta_{C\text{-solar}} = 0,54$

$\eta_{C\text{-Vapor}} = 0,32$

$\eta_{C\text{-Alternador}} = 0,99$

días_{mes} = cantidad de días en que se compone cada mes

Tabla XX. **Producción eléctrica mensual proyectada**

Mes	Días= días_{mes}	Rad. Directa = $I_S \cdot \left(\frac{\text{kW} \cdot \text{h}}{\text{m}^2 \cdot \text{día}} \right)$	Gen. Eléctrica= P_e (MWh)
Jan	31	7,61	18488,22
Feb	28	7,64	16764,87
Mar	31	7,13	17322,08
Apr	30	6,57	15446,69
May	31	5,53	13434,93
Jun	30	5,11	12014,09
Jul	31	5,55	13483,52
Aug	31	5,32	12924,75
Sep	30	4,66	10956,10
Oct	31	5,38	13070,51
Nov	30	6,66	15658,28
Dec	31	6,47	15718,63
Media Anual		6,136	14606,89
Total Anual		175282,66	

Fuente: elaboración propia.

Para calcular la potencia térmica máxima instantánea se hace uso de los valores proporcionados por a la NASA ingresando las coordenadas del lugar a analizar.

El valor máximo de la radiación solar, alcanzado al mediodía del mes de julio es de 1094 W/m^2 , según tabla XVIII, se puede calcular la potencia térmica máxima de la central solar mediante la siguiente ecuación.

$$P_T = I_S \cdot S_{\text{espejos}} \cdot \eta_{C.\text{solar}} \quad (\text{Ec. 33})$$

$$P_T = 1094 \times 458110 \times 0.54 = 270,63 \text{ MW}_t$$

4.4.2. Potencia eléctrica nominal

Teniendo definida la potencia térmica máxima de la central, se debe de hallar la potencia eléctrica del ciclo de vapor, la potencia eléctrica de la turbina será producto de la potencia térmica máxima por el rendimiento de la turbina de vapor 32%, y por el rendimiento del generador, que habitualmente está entre 90% y 99%, por lo tanto, la potencia eléctrica máxima será la siguiente:

$$P_{E.m\acute{a}x} = P_T \cdot \eta_{C.Vapor} \cdot \eta_{C.Alternador} \quad (\text{Ec. 34})$$

$$P_{E.m\acute{a}x} = 270633 \times 0,32 \times 0,99 = 85,73 \text{ MW}_e$$

Al ser esta potencia eléctrica máxima superior al límite de 50MW establecido inicialmente para el diseño y al no disponer de sistema de almacenamiento de aceite térmico, para las horas del mediodía desde marzo hasta septiembre el sistema de control del campo solar si se desea, cerrará

tantos circuitos como hagan falta, disminuyendo de esta manera la superficie de captación de la planta, y por lo tanto la potencia máxima generada en la misma.

El límite inferior de potencia eléctrica es calculado para la radiación a partir de las 6:00 del mes de septiembre, según tabla XVIII, de manera que la potencia eléctrica mínima será:

$$P_{E.min} = 102 \times 0,54 \times 0,32 \times 0,99 \times 458110 = 8MW_e$$

La central está diseñada para entregar una potencia nominal de 50MW, en las peores condiciones, es decir en los meses de invierno según tabla, la potencia eléctrica en al mediodía del mes de diciembre es inferior a la nominal, por lo que habrá que suplir esta carencia, utilizando un recalentador.

4.5. Dimensionamiento de la caldera auxiliar

Teniendo en cuenta la potencia nominal de diseño de 50 MW, se plantea el ciclo térmico agua-vapor, cuyo diagrama se puede apreciar en el capítulo 4.

El ciclo tiene unas características derivadas de las condiciones que supone una planta de colectores cilíndrico-parabólicos, en donde el factor fundamental es la disminución de la temperatura del vapor vivo en comparación con ciclos termodinámicos basados en otros combustibles.

El funcionamiento de la central termosolar consiste en ciclos diarios de arranque y parada, cada ciclo está en función de la cantidad de radiación solar, tal como lo muestra la tabla XVII, con un promedio diario de 12 horas de radiación solar, debido a que el valor más pequeño de radiación solar registrado

produce una potencia de aproximadamente 8MW, por lo que se tiene que compensar la falta de energía, aproximadamente 42MW son los necesarios.

La potencia necesaria para compensar las horas con menor radiación solar, será hallada igualando la ecuación 34 a 50MW, y modificándola de la siguiente forma:

$$50MW = (P_{T.Mín} + P_{Re calentador}) \cdot \eta_{C.Vapor} \cdot \eta_{C.Alternador} \quad (\text{Ec. 35})$$

Donde $P_{T.min}$ es la potencia térmica mínima dada por el campo solar y se encuentra sustituyendo en la ecuación 33 el valor mínimo de radiación solar, y $P_{Re calentador}$ es el valor que se desea encontrar, representa la potencia máxima que debe de entregar el recalentador al sistema, se halla de la siguiente forma:

$$P_{Re calentador} = \frac{50MW}{0,32 \times 0,99} - 102W/m^2 \times 0,54 \times 458110m^2 = 132,6MW$$

$$P_{Re calentador} = 132,6MW$$

$$P_{Re calentador} = 132,6MW \times 1341Hp/1MW = 177820Hp$$

Los aceites térmicos disponibles tienen un límite superior de temperatura ligeramente inferior a 400 °C. Teniendo en cuenta las pérdidas en las conducciones y las fluctuaciones de funcionamiento se considera una temperatura de diseño de vapor vivo de 377 °C.

Por lo tanto, la caldera auxiliar deberá de mantener una temperatura de vapor vivo de 377°C y tendrá que entregar una potencia calorífica de 177820Hp

en las peores condiciones posibles, y tendrá que tener una capacidad energética de:

$$P_{\text{Re calentador}} = 132,6MW \times \frac{2388 \text{ kcal/seg}}{10MW} = 31670,97 \text{ kcal/seg}$$

Capacidad recalentador = 31671 kcal/seg

5. CONVERSIÓN ENERGÍA MECÁNICA ROTACIONAL EN ENERGÍA ELÉCTRICA

5.1. Máquinas de reacción externa

Si la combustión es externa, el calor de la combustión se transfiere al fluido a través de una pared, por ejemplo en un intercambiador de calor. Este tipo de máquinas no exige un proceso de combustión, como sucede en una central de energía termosolar, dado que el fluido motor no sufre degradación alguna, estas máquinas son comúnmente de ciclo cerrado.

5.1.1. Turbina de vapor de agua

Puede ser de ciclo abierto o cerrado, es una turbo 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 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 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, típicamente, es aprovechada por 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.

Tabla XXI. **Clasificación turbina vapor de agua**

Fluido condensable	Turbo máquina	Turbina de vapor ciclo abierto o cerrado
	Alternativo	Máquina de vapor ciclo abierto o cerrado

Fuente: elaboración propia.

5.1.2. Turbina de gas

Es una turbo máquina motora, cuyo fluido de trabajo es un gas. Como la compresibilidad de los gases no puede ser despreciada, las turbinas a gas son turbo máquinas térmicas. Comúnmente se habla de las turbinas a gas por separado de las turbinas, aunque funcionan con sustancias en estado gaseoso, sus características de diseño son diferentes, y cuando en estos términos se habla de gases, no se espera un posible cambio de fase, en cambio cuando se habla de vapores, sí.

Las turbinas de gas son usadas en los ciclos de potencia como el Brayton y en algunos de refrigeración.

Tabla XXII. **Clasificación turbina de gas**

Fluido no condensable	Turbo máquina	Turbina de gas de ciclo cerrado
	Alternativo	Motor Stirling

Fuente: elaboración propia.

5.1.2.1. Análisis termodinámico

Durante el paso del fluido de trabajo a través de una turbina a gas el primero le entrega energía a la segunda, y durante este proceso el fluido se expande y disminuye su temperatura. Se puede hacer un análisis termodinámico de este proceso haciendo un balance de energía:

$$U_e + p_e v_e + gz_e + \frac{c_e^2}{2} + q = W + U_s + p_s v_s + gz_s + \frac{c_s^2}{2} \quad (\text{Ec. 36})$$

Donde:

W = trabajo producido [N.m] ó [joule]

c = velocidad del fluido [m/s]

U = energía Interna [joule]

p = presión [N/m²]

z = altura [m]

q = calor transferido por unidad de masa [joule]

v = volumen específico [m³]

Esta ecuación es la primera ley de la termodinámica en propiedades específicas, pero a diferencia de otras nomenclaturas el trabajo L es considerado positivo si sale del volumen de control, el cual en este caso contiene al fluido en su paso a través de la turbina;

Para simplificar el trabajo se hacen las siguientes consideraciones:

- Considerando este proceso como adiabático.

$$q = 0$$

- El cambio de energía potencial (gravitatoria) es despreciable debido a la baja densidad de los gases.

$$gz_e - gz_s = 0$$

Entonces, de la primera ley de la termodinámica se puede deducir la expresión para obtener el trabajo específico en función de las propiedades de entrada y salida de la turbina del fluido de trabajo:

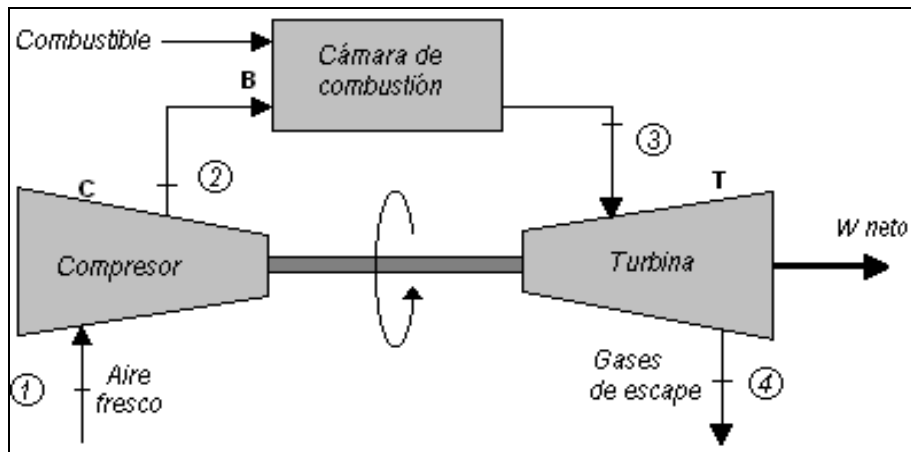
$$L = (h_e - h_s) + \left(\frac{c_e^2}{2} - \frac{c_s^2}{2} \right) \quad (\text{Ec. 37})$$

El término h es la entalpía la cual se define como $h = u + pv$.

5.1.2.2. Ciclo Brayton de una turbina de gas

También conocido como ciclo Joule o ciclo Froude, es un ciclo termodinámico consistente, en su forma más sencilla, en una etapa de compresión adiabática, una etapa de calentamiento isóbaro y una expansión adiabática de un fluido termodinámico compresible. Es uno de los ciclos termodinámicos de más amplia aplicación, al ser la base del motor de turbina de gas, por lo que el producto del ciclo puede ir desde un trabajo mecánico que se emplee para la producción de energía eléctrica o algún otro aprovechamiento. Se utiliza en las industrias de generación eléctrica y de algunos motores terrestres o marinos, respectivamente, hasta la generación de un empuje en un aerorreactor.

Figura 39. **Esquema de un ciclo Brayton. C representa al compresor, B al quemador y T a la turbina**



Fuente: CENGEL, Yunus; BOLES, Michael. *Termodinámica*. p. 333.

5.1.3. Ciclos de funcionamiento

Las turbinas de gas usualmente operan en un ciclo abierto. Como muestra la figura 39. Se introduce aire fresco en condiciones ambiente adentro del compresor donde su temperatura y presión es elevada. El aire de alta presión sigue hacia la cámara de combustión donde el combustible se quema a presión constante. Luego los gases de alta temperatura que resultan entran a la turbina, donde se expanden hasta la presión atmosférica, de tal forma que producen potencia. Los gases de escape que salen de la turbina se expulsan hacia el ambiente, lo que provoca que el ciclo se clasifique como abierto.

El ciclo ideal que el fluido de trabajo experimenta en este ciclo abierto es el ciclo Brayton, que esta integrado por cuatro proceso internamente reversibles:

- 1-2 compresión isentrópica (en un compresor)
- 2-3 Adición de calor a $P=\text{constante}$
- 3-4 Expansión isentrópica (en una turbina)
- 4-1 Rechazo de calor a $P=\text{constante}$

El fluido de trabajo en ciclo abierto entra al intercambiador de calor de temperatura elevada en el estado 1, donde se le agrega energía a un proceso de presión constante, hasta que alcanza la temperatura elevada del estado 2. Entonces, el fluido entra a la turbina y tiene lugar una expansión isentrópica, produciendo cierta potencia. El fluido sale de la turbina al estado 3 y pasa a ser enfriado, en un proceso a presión constante, en el intercambiador de calor de temperatura baja, de donde sale al estado 4, listo para entrar al compresor. Ahí el fluido es comprimido isentrópicamente al estado 1 y el ciclo se repite.

5.2. Generador síncrono

Es un tipo de máquina eléctrica rotativa capaz de transformar energía mecánica rotacional en energía eléctrica. Está compuesto principalmente de una parte móvil llamada rotor y de una parte fija llamada estator.

El rotor gira recibiendo un empuje externo en este caso una turbina. Este rotor tiene acoplada una fuente de corriente continua de excitación independiente variable que genera un flujo constante, pero que al estar acoplado al rotor, crea un campo magnético giratorio (por el teorema de Ferraris) que genera un sistema trifásico de fuerzas electromotrices en los devanados estáticos.

5.2.1. Principios de funcionamiento

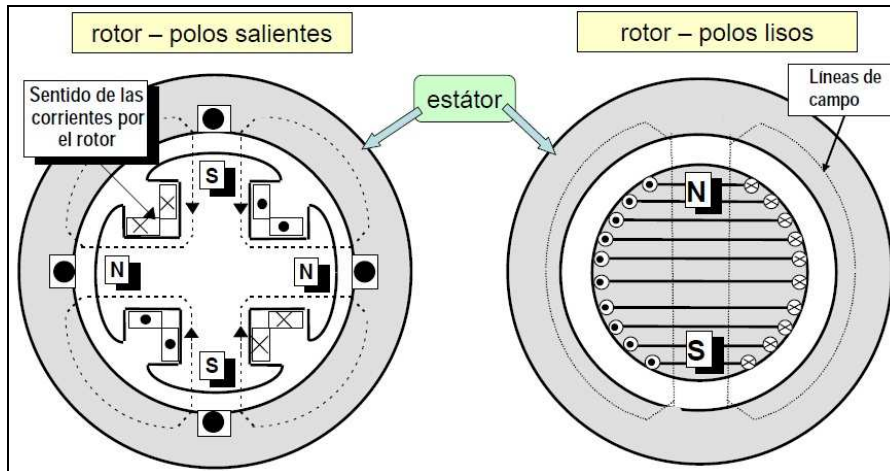
El generador síncrono trata de conseguir un acoplamiento magnético entre los campos del rotor y el estator. En el rotor se sitúa un campo magnético fijo.

Se necesita una fuente de corriente continua que pueda ser introducida en el rotor. La solución más utilizada consiste en colocar en el eje anillos rozantes a través de los cuales se inyecta en el inductor la corriente continua necesaria para generar un campo magnético.

Partir de una máquina sincrónica que hará de excitatriz, y en la que el inductor se localiza en el estator, alimentándose éste con una fuente de corriente continua estática. Al girar el eje (impulsado por una turbina de vapor), en los devanados del rotor de la excitatriz aparecerá una tensión alterna, la cual será convertida en continua mediante diodos rectificadores montados en el propio eje.

Se tiene así un inductor o sea el rotor en el que se ha conseguido hacer aparecer un potente campo magnético fijo. Dos son las formas que puede tener este inductor: de polos salientes o liso. Para las máquinas lentas o de múltiples pares de polos se utiliza el rotor de polos salientes. En cambio, en las máquinas que giran a gran velocidad, y que están debido a la velocidad alta, sometidas a fuertes fuerzas centrífugas, la presión de los devanados inductores de los polos sobre las cabezas de los polos, puede llegar a ser crítica, razón por la cual, en las máquinas sometidas a grandes exigencias de velocidad se utilizan rotores lisos, en los que el campo inductor se consigue disponiendo un devanado en ranuras insertadas en la periferia del rotor.

Figura 40. Representación de los rotores de polos salientes y lisos



Fuente: KOSOW, Irving. *Máquinas eléctricas y transformadores*. p. 70.

La máquina síncrona puede ser de rotor de polos salientes o liso, el campo magnético que en ellos aparece se pretende que sea sinusoidal. Para conseguirlo, en las máquinas de polos salientes el entrehierro no es constante. Mientras que en las de rotor liso, la distribución de las ranuras no es uniforme.

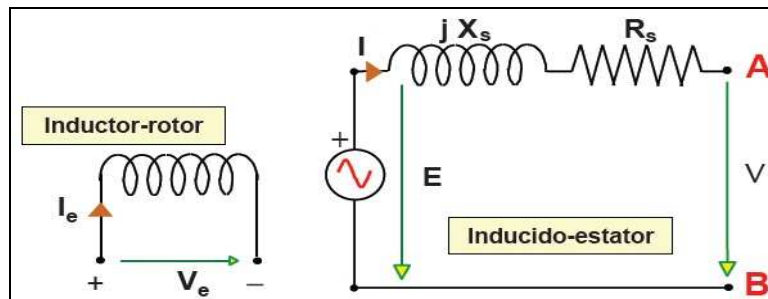
De esa forma se logra que las distribuciones de campo sean apreciablemente sinusoidales.

5.2.2. Circuito equivalente de un generador síncrono

Suponiendo una máquina síncrona funcionando como generador. Si por el inducido de la máquina no circula corriente (sin carga), el circuito equivalente por cada una de las fases es sencillo. Se tendría una simple fuente de tensión alterna E . La magnitud de esa tensión dependerá de la excitación del inductor V_e , a más excitación mayor tensión. Manteniéndose una relación lineal entre

corriente de excitación y tensión inducida, siempre que no se llegue a saturar al material magnético.

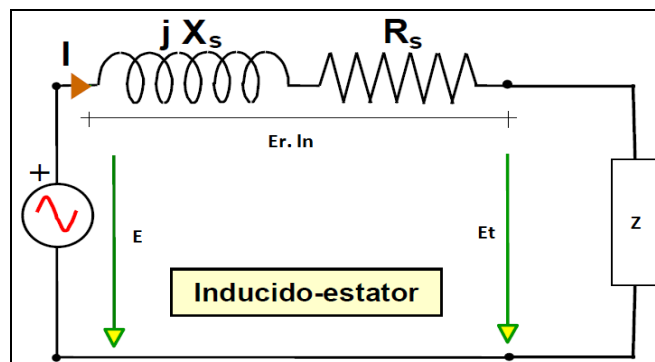
Figura 41. **Circuito equivalente por fase de un generador síncrono en vacío**



Fuente: KOSOW, Irwing. *Máquinas eléctricas y transformadores*. p. 177.

Si por los devanados del estator se conectan cargas, entonces, por los devanados circularán otras corrientes, las cuales darán origen a su vez a un nuevo campo magnético.

Figura 42. **Circuito equivalente de un generador síncrono bajo carga**



Fuente: KOSOW, Irwing. *Máquinas eléctricas y transformadores*. p. 206.

Ésta es la forma en la que el inducido reacciona, de hecho, a este nuevo campo, se le llama campo de reacción de inducido. Ahora bien, si la máquina está perfectamente equilibrada y la carga exterior también lo está; entonces, las corrientes producirán un campo magnético giratorio, de velocidad igual a la del rotor, de modo que los dos campos serán estacionarios entre sí, dando como resultado un único campo compuesto por la suma vectorial de ambos. Y, consecuentemente, la fuerza electromotriz que se induzca en las bobinas del inducido será la suma de las fuerzas electromotrices inducidas por cada uno de los campos.

El circuito que representaría cada una de las fases del inducido (estator) sería pues diferente, según que por ellas circulara o no corriente, apareciendo en el caso de que sí se tuviese una corriente I una fuente de tensión adicional dependiente de esta corriente y a la que se puede llamar de reacción de inducido E_r . I_n , que habría que añadir a la fuerza electromotriz principal generada directamente por el inductor E .

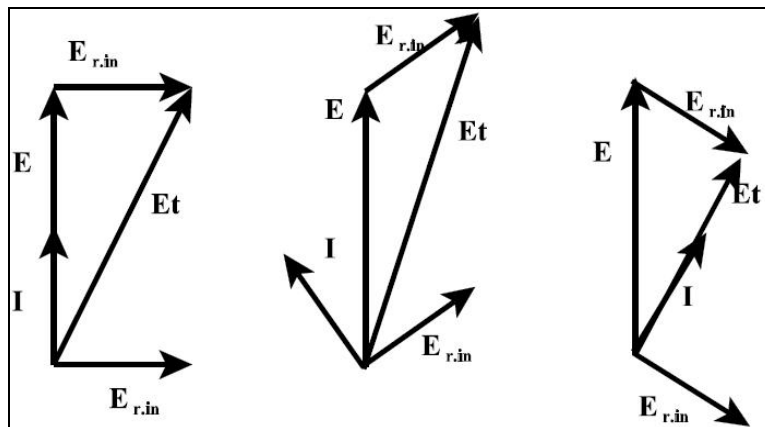
Para poder efectuar correctamente la suma de las tensiones E y E_r . I_n , hay que averiguar cuál es el ángulo que forman entre ellas, para ello, es de considerar en primer lugar, que la carga exterior conectada a cada una de las tres fases es tal que la fuerza electromotriz debida al campo principal E y la corriente exterior I están en fase. Para conseguir que estas dos magnitudes estén en fase, la carga a conectar no será seguramente resistiva, sino que deberá tener una componente reactiva, pues cuando circula corriente por las fases del inducido, la fuerza electromotriz que da lugar a estas corrientes depende, tanto del campo principal como del de reacción de inducido.

Observando solamente lo que ocurre en la primera de las fases con la ayuda de la figura 41. La fuerza electromotriz debida al campo principal E más

la debida a la reacción de inducido E_r . I_n darán lugar a la corriente I , suponiendo que esta corriente y el campo inductor están en fase; o dicho de otra forma; la corriente exterior y la fuerza electromotriz debida al campo inductor principal son máximas en los mismos instantes de tiempo. Si el campo principal pasa justamente delante de los conductores de la primera fase, según se muestra en la figura 43, será esta fase la que en ese instante tenga la tensión E máxima, y si la corriente está en fase, por los conductores de esta fase pasará también una corriente máxima. En las otras dos fases va a ocurrir lo mismo que en la primera pero con un desfase temporal equivalente a los ciento veinte grados de desfase espacial entre las bobinas.

En forma vectorial, lo expuesto anteriormente estaría reflejado en la figura 43:

Figura 43. **Representación fasorial de un generador síncrono bajo condiciones de carga resistiva, inductiva y capacitiva**



Fuente: KOSOW, Irwing. *Máquinas eléctricas y transformadores*. p. 232.

5.2.3. Potencia Interna

Existe un torque electromagnético y una fuerza contraelectromotriz, siendo éstos los fenómenos más importantes en la conversión electromecánica de la Energía.

Dependiendo de la aplicación los generadores síncronos tienen características constructivas bastante diferentes.

En el caso de centrales termosolares o de ciclo combinado se emplean máquinas de eje vertical con un rotor cilíndrico largo pero de poco diámetro.

Estas características constructivas permiten que el eje del generador rote a altas velocidades, ya sea 1500 o 3000rpm dependiendo del número de polos (usualmente dos).

La potencia trifásica a la salida del estator es igual a la suma de la potencia de cada fase quedando como sigue:

$$P_t = e_a i_a + e_b i_b + e_c i_c \quad (\text{Ec. 38})$$

Con ello, analizando la ecuación mediante los ejes en cuadratura, queda la siguiente expresión:

$$P_t = \frac{3}{2} (e_d i_d + e_q i_q + e_0 i_0) \quad (\text{Ec. 39})$$

Sufijo d: eje directo

Sufijo q: eje en cuadratura

Sufijo 0: secuencia de variable cero asociado a la simetría de las componentes eléctricas

En condiciones de equilibrio, se cumple que $e_0 = i_0 = 0$ obteniendo la siguiente expresión para la potencia eléctrica cuando se trata de un sistema equilibrado.

$$P_t = \frac{3}{2}(e_d i_d + e_q i_q) \quad (\text{Ec. 40})$$

La potencia electromagnética se puede determinar considerando las acciones de las fuerzas en los conductores producto del flujo por la corriente.

Considerando que los voltajes se pueden expresar en términos de los flujos enlazados y las corrientes y la igualdad $\frac{\partial \theta}{\partial t} = \omega$, (velocidad de giro del rotor), la relación para la potencia interna es:

$$P_t = \frac{3}{2} \left[\left(i_d \frac{\partial \phi_d}{\partial t} + i_q \frac{\partial \phi_q}{\partial t} + 2i_0 \frac{\partial \phi_0}{\partial t} \right) + (\phi_d i_d - \phi_q i_q) \omega_r - (i_d^2 + i_q^2 + 2i_0^2) R_a \right] \quad (\text{Ec. 41})$$

Donde:

$\left(i_d \frac{\partial \phi_d}{\partial t} + i_q \frac{\partial \phi_q}{\partial t} + 2i_0 \frac{\partial \phi_0}{\partial t} \right)$ Representa la tasa de variación de la energía magnética en la armadura.

$(\phi_d i_d - \phi_q i_q) \omega_r$ Corresponde a la potencia transferida a través del entre hierro.

$$(i_d^2 + i_q^2 + 2i_0^2)R_a$$

Representa las pérdidas de potencia en la armadura

5.3. Turbo generador

Es una turbo 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 o sea vapor y el rodete, órgano principal del turbogenerador, 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 Rankine, el cual genera el vapor en una caldera, en este caso en el concentrador, del cual sale en unas condiciones de elevada temperatura y presión. En la turbina se transforma la energía interna del vapor en energía mecánica que, típicamente, es aprovechada por 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.

5.3.1. Principio de funcionamiento

La ecuación general de las turbo máquinas fue hallada por Euler. La forma para el trabajo por unidad de masa que atraviesa el rotor de las turbo máquinas motoras axiales es:

$$L = u[c_1 \cos(\alpha_1) - c_2 \cos(\alpha_2)] \quad (\text{Ec. 42})$$

Donde u es conocida como velocidad periférica y es la velocidad lineal del rotor, c_1 y c_2 son las velocidades absolutas del fluido de trabajo antes y después de pasar por el rotor respectivamente, α_1 y α_2 son los ángulos entre la velocidad absoluta y la velocidad periférica antes y después de pasar por el rotor. Al introducir el concepto de velocidad relativa \vec{w} , que es la velocidad del fluido respecto al rodete, y se define el ángulo β como aquél que existe entre la velocidad periférica y \vec{w} se puede reescribir la ecuación 42. Por propiedades del triángulo como:

$$L = \frac{c_1^2 - c_2^2}{2} + \frac{w_2^2 - w_1^2}{2} \quad (\text{Ec. 43})$$

Escribiendo la primera ley de la termodinámica para un balance de energía del fluido de trabajo en su paso por el rotor, suponiendo a éste un proceso adiabático:

$$L = \Delta h + \frac{c_1^2}{2} - \frac{c_2^2}{2} \quad (\text{Ec. 44})$$

L es definido positivo.

$$\frac{c_1^2 - c_2^2}{2} + \frac{w_2^2 - w_1^2}{2} = \Delta h + \frac{c_1^2}{2} - \frac{c_2^2}{2} \quad (\text{Ec. 45})$$

Encontrando así, que el cambio entálpico es igual al cambio de los cuadrados de la velocidad relativa, obteniendo la ecuación del turbogenerador:

$$\Delta h = \frac{w_2^2 - w_1^2}{2} \quad (\text{Ec. 46})$$

5.3.2. Características del turbo generador

Las bobinas son fabricadas especialmente proyectadas y especificadas para la tensión y aplicación a que el generador se destina. En el rango de tensión de 2,3 kV hasta 15 kV todas las bobinas son hechas con planchuelas de cobre rectangular, preformadas y completamente aisladas. También son utilizadas cintas conductoras y semiconductoras que envuelven las bobinas, permitiendo la puesta a tierra de las mismas en el estator proporcionando así una óptima resistencia al efecto corona.

Todos los rotores son balanceados a las rotaciones de operación del generador, en dos planos de simetría. El balanceo es controlado por computadora, pudiendo tener tres grados de balanceo: normal, reducido o especial. El incremento de la vida útil de los cojinetes, como de los generadores y la reducción del nivel de ruido son algunos beneficios de un buen balanceo.

5.3.3. Par torcional de un turbogenerador

Cuando un generador síncrono opera bajo carga, entrega potencia activa, la potencia está dada por la misma ecuación utilizada para el motor síncrono.

Omitiendo las pérdidas relativamente pequeñas en el hierro y eléctricas I^2R en el estator, toda la potencia se transmite al rotor a través del entrehierro.

Esto es similar a la potencia P transmitida a través del entrehierro de un motor de inducción, las pérdidas. Sin embargo, en un generador síncrono, las pérdidas eléctricas I^2R en el rotor son compensadas completamente por la fuente de corriente directa. En consecuencia, toda la potencia transmitida a través del entrehierro está disponible en forma de potencia eléctrica. Así, la

potencia eléctrica desarrollada por un generador síncrono se expresa mediante la ecuación:

$$P = \frac{E_0 E}{X_s} \sin \delta \quad (\text{Ec. 48})$$

Donde:

P = potencia Entregada [kW]

E = voltaje de línea a neutro [V]

E_0 = voltaje de línea a neutro de la fuente [V]

X_s = reactancia síncrona por fase [Ω]

δ = ángulo del par o momento de torsión [grados eléctricos]

Esta ecuación indica que la potencia generada se incrementa con el ángulo del par o momento de torsión y su valor máximo se alcanza cuando δ es de 90°.

En lo concerniente al par o momento de torsión, es directamente proporcional a la potencia mecánica aplicada al eje del generador por que la velocidad del rotor es fija. El par o momento de torsión se obtiene con la siguiente ecuación.

$$T = \frac{9.55}{n_s} P \quad (\text{Ec. 49})$$

Donde:

T = par o momento de torsión, por fase [N.m]

P = potencia mecánica, por fase [W]

n_s = velocidad síncrona [Rev. /min.]

9,55 = constante, valor exacto $\frac{60}{2\pi}$

El par o momento de torsión máximo que el motor puede desarrollar se llama momento de torsión crítico, ocurre en $\delta = 90^\circ$

5.3.4. Pérdidas del turbogenerador

En las turbo máquinas el concepto de rendimiento es de suma importancia. El rendimiento o eficiencia, puede verse como la razón existente entre las potencias que pueden obtenerse idealmente de una máquina y aquellas que son obtenidos en la realidad. En otras palabras, el rendimiento *total* de una turbo máquina se define como la razón entre la potencia restituida y la potencia absorbida:

$$\eta_{total} = \frac{\text{potencia restituida}}{\text{potencia absorbida}} \quad (\text{Ec. 50})$$

En las turbo máquinas motoras la potencia absorbida es aquella entregada por el fluido de trabajo en su paso por la máquina, y la potencia restituida es la que se encuentra en el eje del rotor. Al contrario ocurre en las turbo máquinas generadoras, ya que la potencia absorbida se encuentra en el eje del rotor, y la energía restituida es la que es entregada efectivamente al fluido de trabajo.

El discurso sobre el rendimiento utiliza ampliamente los conceptos de la termodinámica. La primera ley de la termodinámica indica que la potencia restituida jamás podrá ser mayor a la potencia absorbida, ya que esto implicaría la creación espontánea de energía. La segunda ley de la termodinámica dice que la potencia absorbida siempre será mayor que la potencia restituida, ya que la energía se suministra al fluido en un número finito de etapas (es un proceso irreversible). De esta forma se puede afirmar que $\eta_{total} < 1$.

De esta manera, por ejemplo, para que un compresor axial entregue una cantidad $E_{entregada}$ (energía restituida por la máquina) de energía a un fluido, éste deberá absorber una cantidad de energía $E_{absorbida}$ definitivamente mayor a la entregada efectivamente al fluido de trabajo. La diferencia entre la energía absorbida y la energía restituida se conoce con el nombre de pérdidas:

$$E_{absorbida} - E_{entregada} = E_{perdida} \quad (\text{Ec. 51})$$

Se puede escribir la misma relación para la potencia derivando respecto al tiempo:

$$N_{absorbida} - N_{entregada} = N_{perdida} \quad (\text{Ec. 52})$$

La potencia perdida es aquella que resulta hecha en otros fenómenos distintos a aquellos deseados para los fines de la turbo máquina, que es entregar energía útil al fluido. Así la potencia perdida resulta en el calentamiento del fluido, vencer las fuerzas viscosas dentro del fluido, etc. Para simplificar el estudio de la eficiencia o rendimiento se clasifican diversos tipos de rendimiento, cada uno asociado a un fenómeno distinto de pérdida de energía.

5.3.4.1. Pérdidas en el estator

- Corrientes desequilibradas

Si las corrientes del estator son sinusoidales pero desequilibradas, se pueden descomponer en componentes simétricas. La componente de secuencia negativa produce un campo magnético en el entrehierro que gira a la velocidad sincrónica ω_s en dirección contraria a la del rotor. Este

campo genera tensiones de doble frecuencia en los devanados y circuitos del rotor.

- Corrientes no sinusoidales:

Si las corrientes del estator son periódicas, pero no sinusoidales, se pueden descomponer en sus componentes armónicas. Si las corrientes de fase del estator forman un sistema equilibrado sus componentes armónicas también lo son y de una sola secuencia. Cada componente armónica origina un campo magnético rotatorio circular con una velocidad igual a la sincrónica multiplicada por el orden de la armónica $h \omega_s$.

5.3.4.2. Pérdidas en el rotor

Son pérdidas debidas al calentamiento resistivo que se presenta en los devanados del rotor de la máquina.

Estas pérdidas están dadas por la siguiente ecuación:

$$P_{PCR} = (I_F)^2 R_F \quad (\text{Ec. 53})$$

Donde:

P_{PCR} = pérdidas en el rotor [W]

R_F = resistencia del rotor [Ω]

I_F = corriente en el rotor [A]

5.4.3.3. Efecto de las corrientes inversa en el turbogenerador

Los rotores de los generadores síncronos experimentan oscilaciones naturales poco amortiguadas de frecuencia próxima a 1 Hz cuando se produce una perturbación, como un cortocircuito en la red eléctrica a la que está conectada o una variación en la potencia mecánica suministrada por la turbina o en la excitación del generador. La causa de posibles inestabilidades en esta clase de oscilaciones es de tipo eléctrico.

Otro tipo de modos oscilatorios poco amortiguados que se superponen a las anteriores son las oscilaciones torsionales que tienen lugar en el mismo eje de un generador. El rotor de un turbogenerador, accionado por turbinas de vapor, es un sistema mecánico muy complejo formado por varios elementos de grandes dimensiones acoplados a lo largo de su eje. Su aproximación por un conjunto de masas concentradas acopladas elásticamente permite determinar los modos oscilatorios torsionales que se presentan de forma natural en el mismo ante la ocurrencia de perturbaciones. Dichos modos presentan frecuencias naturales en el rango subsíncrono, esto es, inferiores a la frecuencia fundamental del sistema.

Relacionada con los anteriores, la corriente inversa es un fenómeno de inestabilidad en generadores síncronos que afecta a los modos eléctricos o mecánicos del sistema que se encuentran en el rango de frecuencias inferiores a la de sincronismo.

Se produce por una interacción de los sistemas eléctrico y mecánico asociados al generador síncrono que implica un intercambio de energía entre el generador y la red a una o más frecuencias naturales del sistema por debajo de la frecuencia fundamental.

La situación más común en la que se puede presentar la corriente inversa es en turbogeneradores que estén conectados al sistema a través de líneas con condensadores en serie. La compensación serie se utiliza para reducir la reactancia inductiva de la conexión de un generador a una red cuando la longitud de las líneas de conexión es muy grande. En una situación así, la corriente inversa puede ocurrir cuando la frecuencia complementaria a la natural de oscilación de la línea, debida a la presencia del condensador, está próxima a alguna de las frecuencias naturales de las oscilaciones torsionales del rotor del turbogenerador.

La interacción electromecánica que el fenómeno implica puede producir oscilaciones inestables en los modos torsionales del eje del turbogenerador y también en las magnitudes eléctricas del sistema. Otras causas de corrientes inversas inestables pueden ser también los sistemas de regulación del generador interactuando con la red o el sistema mecánico de su eje. Se pueden distinguir tres mecanismos por los que el generador puede interactuar con el sistema provocando resonancia subsíncrona: el efecto generador de inducción, interacción torsional y pares transitorios, pero siempre se trata de una interacción de una resonancia eléctrica o la acción de reguladores del sistema eléctrico con las oscilaciones torsionales de un eje.

5.3.5. Armónicos

En instalaciones industriales de mediana y gran potencia se están incorporando importantes cargas controladas no-lineales y dispositivos que funcionan con controladores electrónicos de potencia. Dichas cargas industriales aumentan tanto en número como en magnitud. Estas cargas pueden provocar la distorsión de las ondas de corriente-tensión, producir

efectos sobre otros componentes de la red y, en general, afectar el servicio eléctrico existente.

A la problemática que esto implica, se agrega el hecho que, para aprovechar la disponibilidad de combustible, también se están incorporando a los sistemas eléctricos, generadores sincrónicos o turbogeneradores de mediana potencia. Las corrientes no sinusoidales (al igual que las corrientes desequilibradas) que circulan por el estator de un generador sincrónico, inducen corrientes adicionales de régimen permanente que aparecen superpuestas en el devanado de campo, devanados amortiguadores y núcleo del rotor en forma de corrientes parásitas. Estas corrientes adicionales dan origen a dos efectos secundarios: calentamiento adicional del rotor y componentes de alta frecuencia en el par mecánico. Las corrientes adicionales en el rotor son forzadas por las fuerzas electromotrices inducidas por las componentes del campo magnético rotatorio que giran a velocidades diferentes a la velocidad sincrónica del eje.

CONCLUSIONES

1. Guatemala posee valores de irradiación solar directa de 210 W/m^2 como mínimo y un promedio 221 W/m^2 anual en todo el país, este valor corresponde a un día nublado. En las regiones más soleadas los valores promedio son de 271 W/m^2 anual los días más nublados.
2. En Guatemala debido a su posición geográfica posee como promedio al menos 5 horas de irradiación solar directa.
3. El valor máximo de densidad de energía sobre la superficie terrestre en condiciones ideales sin pérdidas en la atmósfera es la constante solar que equivale a 1353 kW/m^2 , en la superficie terrestre del territorio nacional este valor oscila entre 593 kW/m^2 en las regiones más soleadas y de 460 kW/m^2 en las regiones menos soleadas.
4. El sistema más idóneo para nuestra región que cumple con las características necesarias para su implementación es la central de Colector Cilindro Parabólico (CCP) debido a que es la central que aprovecha al máximo la superficie a utilizar en pocas palabras genera más energía eléctrica por metro cuadrado.
5. La tecnología de Colector Cilindro Parabólico es la configuración que posee mayor información debido a su madurez tecnológica.

RECOMENDACIONES

1. Conocer los requerimientos básicos para el diseño de una central termosolar.
2. Implementar el sistema de Disco Stirling, ya que este sistema posee la característica de instalarse modularmente y ser a la vez un sistema remoto, es ideal para las regiones en las cuales la red de energía eléctrica del país no tiene alcance, pudiendo de esta forma suministrarle energía eléctrica a comunidades que están aisladas.
3. Procurar en todo momento, que la superficie perpendicular de la parabólica del cilindro colector, esté siempre posicionado en dirección hacia la máxima radiación del solar
4. Para poder optimizar la captación de la radiación solar en invierno la inclinación hacia el sur debe ser $+10^\circ$, mientras que en verano -10° hacia el sur.

BIBLIOGRAFÍA

1. CENGEL, Yunus; BOLES, Michael. *Termodinámica*. Volumen II. México: McGraw-Hill, 2007. 988 p.
2. *Especificación del colector parabólico*. [en línea]. www.schott.com. [Consulta: 13 de septiembre de 2011].
3. FERNÁNDEZ DÍEZ, Pedro. *Procesos termosolares en alta, media y baja temperatura*. Cantabria, España: Gea, 2006. 1055 p.
4. KEIHL, Jeffrey; TRENBERTH, James. *Sun climate system national aeronautics and space administration the earth observer*. Florida: Greenhouse, 2006. 395 p.
5. KOSOW, Irving L. *Máquinas eléctricas y transformadores*. 2a ed. México: Prentice Hall, 1992. 693 p.
6. *Mapas de irradiación*. [en línea]. www.nrel.gov; www.solarteamtrain.com. [Consulta: 13 de septiembre de 2011].
7. SILVA PÉREZ, Manuel. *Aprovechamiento de la energía solar en alta temperatura: sistemas termosolares de concentración*. España: ENDESA, 2005. 390 p.
8. *Tablas de radiación directa*. [en línea]. www.nasa.gov/. [Consulta: 13 de septiembre de 2011].

9. THEKAEKARA, Mathew; DRUMMOND, Donald. *Standard values for the solar constant and its spectral components*. USA: Nac. Phys. Sci, 1971. 169 p.