

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE CUENCA

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de:

INGENIERO ELÉCTRICO

Proyecto Técnico

**“VIABILIDAD DE GENERACIÓN TERMO-SOLAR PARA LA
CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL DESCANSO PERTENECIENTE A
ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO ELECAUSTRO S.A”**

AUTORES:

EDISSON ISRAEL PLAZA ZUMBA

WILLIAN MAURICIO CORONEL CORONEL

TUTOR:

ING. JORGE ROJAS ESPINOZA

Cuenca - Ecuador

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Nosotros, Edison Israel Plaza Zumba con CI: 0104190988 y Willian Mauricio Coronel Coronel con CI: 0104838743 manifestamos nuestra voluntad y cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos los autores del trabajo de titulación ***“VIABILIDAD DE GENERACIÓN TERMO-SOLAR PARA LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL DESCANSO PERTENECIENTE A ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO ELECAUSTRO S.A”***, mismo que hemos desarrollado previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En la aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en nuestra condición de autores nos reservamos los derechos morales de la obra citada. En concordancia, suscribimos este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato impreso y digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, Diciembre del 2017



Edisson Israel Plaza Zumba

010419098-8



Willian M. Coronel Coronel

010483874-3

CERTIFICACIÓN

Yo declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación ***“VIABILIDAD DE GENERACIÓN TERMO-SOLAR PARA LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL DESCANSO PERTENECIENTE A ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO ELECAUSTRO S.A”***, realizado por el Sr. Edisson Israel Plaza Zumba y el Sr. Willian Mauricio Coronel Coronel, obteniendo el Proyecto Técnico, que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Cuenca, Diciembre del 2017

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Jorge Rojas Espinoza', with a horizontal line drawn through the middle of the signature.

Ing. Jorge Rojas Espinoza

TUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARATORIA DE RESPONSABILIDAD

Nosotros, Edison Israel Plaza Zumba con CI: 0104190988 y Willian Mauricio Coronel Coronel con CI: 0104838743 autores del trabajo de titulación ***“VIABILIDAD DE GENERACIÓN TERMO-SOLAR PARA LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL DESCANSO PERTENECIENTE A ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO ELECAUSTRO S.A”***, certificamos que el total contenido del Proyecto Técnico es de nuestra exclusiva responsabilidad y autoría.

Cuenca, Diciembre del 2017



Edisson Israel Plaza Zumba

010419098-8



Willian M. Coronel Coronel

010483874-3

+

ÍNDICE

ÍNDICE	I
ÍNDICE DE FIGURAS	IV
DEDICATORIA	VI
AGRADECIMIENTO	VII
ANTECEDENTES	VIII
JUSTIFICACIÓN	X
1. ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	1
1.1. COMPONENTES Y PARÁMETROS FUNDAMENTALES DE LOS CAPTADORES SOLARES CILINDRO PARABÓLICOS.	1
1.1.1. RECEPTOR SOLAR Y CONCENTRACIÓN SOLAR.....	1
1.2 COLECTORES CILINDROS PARABOLICOS	2
1.2.1 EI REFLECTOR.....	3
1.2.1.1 TIPOS DE REFLECTORES	3
1.2.2 TUBO RECEPTOR.....	4
1.2.3 SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR.	7
1.2.4 DISEÑO DEL COLECTOR.....	8
1.2.5 DIMENSIONES PARA UN COLECTOR CILINDRO PARABOLICO.	9
1.2.5.1 ELEMENTOS DE UNIÓN DE TUBERÍAS	9
1.2.5.2 FLUIDOS DE TRABAJO PARA LOS CCP's	11
1.2.5.3 ÁNGULO DE INCIDENCIA DE LA RADIACIÓN SOLAR SOBRE EL CCP.....	12
1.2.5.4 RAZÓN DE CONCENTRACIÓN	14
1.2.5.5 ÁNGULO DE ACEPTANCIA Y ABERTURA	14
2 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL SOLAR DE LA ZONA.	15
2.1 DATOS CLIMATOLÓGICOS DE LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA DE LA EMPRESA ELECAUSTRO Y DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA.....	15
2.2 CÁLCULO DE LA RADIACIÓN DIRECTA UTILIZANDO EL SOFTWARE DE ANÁLISIS DE RADIACIÓN.....	17
2.3 ANÁLISIS DE LOS DATOS METEOROLÓGICOS DE LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA.	20

3	CÁLCULO Y DIMENSIONAMIENTO DE UNA CENTRAL TERMO-SOLAR PARA LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL DESCANSO	22
3.1	SISTEMA DE VAPOR EN LA CENTRAL	22
3.2.	DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL CALDERO UTILIZADO EN LA CENTRAL TERMO-SOLAR EL DESCANSO.	24
3.2	ENERGÍA REQUERIDA EN EL TANQUE DE AGUA BLANDA PARA ELEVAR LA TEMPERATURA.	24
3.2.1	CÁLCULO DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR.....	25
3.2.2	BALANCE DE ENERGÍA EN EL INTERCAMBIADOR DE CALOR.....	26
3.2.3	TEMPERATURA MEDIA LOGARÍTMICA.....	26
3.2.4	FLUJO DE CALOR EN EL SISTEMA	27
3.3	DIMENSIONAMIENTO DEL CAMPO DE CONCENTRACIÓN SOLAR	27
3.3.1	CAUDAL DE ACEITE POR FILA DEL CONCENTRADOR	28
3.3.2	PÉRDIDAS TÉRMICAS EN EL COLECTOR	30
3.3.3	POTENCIA SOLAR INCIDENTE EN EL COLECTOR	32
3.3.4	NÚMERO DE COLECTORES POR FILA	35
3.3.5	NÚMERO DE LAZOS DE LA PLANTA TERMOELÉCTRICA.....	36
3.3.6	CÁLCULO DEL ÁREA.....	37
4.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	38
4.1.	INTRODUCCIÓN.....	38
4.2.	LCOE	39
4.2.1.	LCOE PARÁMETROS CLAVE.....	40
4.3.	DETERMINACIÓN DE COSTOS	41
4.4.	CAMPO SOLAR.....	41
4.5.	COLECTORES	41
4.6.	COSTE TOTAL	42
4.7.	COSTO DE OPERACIÓN	42
4.8.	DEPRECIACIÓN.....	44
4.9.	ANÁLISIS FINANCIERO.....	44
4.10.	FLUJO DE CAJA.....	46
4.11.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO.	47
4.12.	LCOE	49

4.13. COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN LA CENTRAL EL DESCANSO.	49
CONCLUSIONES	50
ANEXOS.....	51
APÉNDICES	58
APÉNDICE A.....	58
APÉNDICE B	59
GLOSARIO.....	70
TRABAJOS CITADOS.....	71

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Concentración por reflexión	1
Figura 2. Concentración por refracción.....	2
Figura 3. Colector Cilindro Parabólico.....	2
Figura 4. Reflectores de vidrio grueso y vidrio delgado.	3
Figura 5. Tubo Receptor Solar.	4
Figura 6. Tuvo Receptor de Vacío.	6
Figura 7. Juego de engranajes básico	7
Figura 8. Relación de tamaños y libertad de movimientos del engranaje.....	8
Figura 9. Detalle de la graduación de las ruedas dentadas.....	8
Figura 10. Colector Cilíndrico Parabólico Pequeño (colector ACUREX 3001).	9
Figura 11. Colector Cilíndrico Parabólico (colector LS-3).....	9
Figura 12. Tubería Flexible.	10
Figura 13. Juntas Rotativas.....	10
Figura 14. Colector Cilíndrico Parabólico Completo.	11
Figura 15. Plano bisectriz (plano verde) y Plano de apertura (plano azul).....	12
Figura 16. Plano bisectriz del concentrador (plano verde).....	12
Figura 17. Ángulo de Incidencia de la radiación solar en el CCP.....	13
Figura 18. Razón de concentración C_g	14
Figura 19. Ángulo de aceptación y abertura.....	14
Figura 20. Pre calentamiento H_2O del tanque de agua blanda.	23
Figura 21. Coeficiente global de pérdidas térmicas en el colector en el año	32
Figura 22. Incremento de temperatura en el CCP	34
Figura 23. Número de colectores	35
Figura 24. Número de Lazos.	36
Figura 25. Concepto simple LCOE. Fuente: ((LCOE), 2015, pág. 4)	39
Figura 26. Características del Colector EURO TROUGH MODEL	42

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Valores de Irradiancia Global Promedio Mensual.....	16
Tabla 2. Valores de temperatura promedio anual (°C)	16
Tabla 3. Resumen de los datos ingresado en el software.	18
Tabla 4. Valores de radiación directa.....	19
Tabla 5. Valores de Radiación Global y Difusa de la estación meteorológica de la Universidad Politécnica Salesiana.....	21
Tabla 6. Pérdidas térmicas	31
Tabla 7. Ángulo cenital y factor k.....	33
Tabla 8. Costo de la Instalación parque termosolar	42
Tabla 9. Consumo de Energía.....	43
Tabla 10. Costo y consumo de diésel utilizado en el Caldero Principal (mensual y diario) durante el año 2016	43
Tabla 11. Depreciación	44
Tabla 12. Costo Consumo de Diésel. (a) Con un rendimiento del 66.1%, (b) con un rendimiento de 71.41%	45
Tabla 13. Flujo de Caja	46
Tabla 14. Relación Costo Beneficio	48
Tabla 15. LCOE	49

DEDICATORIA

El proyecto va dedicado a mi familia, mi madre, mi padre, mi hermano y mis hijas, que fueron un apoyo incondicional en todo este tiempo, dedico este proyecto a ellos que me apoyaron en los momentos más difíciles y me supieron comprender.

Dedico a mis padres, por todo el esfuerzo que realizaron para que concluya esta etapa de mi vida pues sin sus sabios consejos no hubiese sido posible conseguir el objetivo.

Edisson Plaza Zumba.

El presente proyecto está dedicado a las personas que supieron brindar su apoyo a lo largo del desarrollo del mismo. Dedicado de manera especial a mi familia, mis padres, hermanos, a Katherine y Valentina, quienes han sido un pilar fundamental para llevar a cabo el desarrollo del trabajo que se expone a continuación.

A mi compañero de tesis Israel, por ser un gran amigo, saber entender y compartir muchos valores.

A mi Dios padre, con la bondad, bendición y ayuda de él todo es posible.

Willian Coronel Coronel.

AGRADECIMIENTO

Agradezco la ayuda y motivación de mi madre y mi padre que estuvieron en los momentos más difíciles de mi vida. Agradezco a mi hermano por su confianza y apoyo incondicional a pesar de todas las dificultades que se presentaron en el trayecto de mi vida estudiantil.

Agradezco a Dios y a la Virgen María que son mi fortaleza, de igual manera quiero agradecer la ayuda de cada uno de los profesionales que contribuyeron con la consecución del proyecto de titulación.

Edisson Israel Plaza Zumba.

El presente proyecto de titulación es producto de un gran esfuerzo que se pudo llevar a cabo gracias al apoyo incondicional de profesionales que fueron un pilar fundamental en este largo aprendizaje.

Agradecemos de manera especial a nuestro tutor de tesis Ing. Jorge Rojas por el apoyo incondicional y su dedicación, quien supo guiar y dirigir de la mejor manera el presente trabajo, para lograr cumplir con cabalidad los objetivos planteados.

A los docentes de la Universidad Politécnica Salesiana, quienes a lo largo de la vida universitaria, impartieron y transmitieron sus conocimientos para lograr ser buenos profesionales.

A la Universidad Politécnica Salesiana y a la empresa Electro Generadora del Austro (ElecAustro), agradecemos por la confianza y apertura para realizar este proyecto, quienes colaboraron con materiales e información necesaria para conseguir que este trabajo pueda obtener datos reales y confiables para el desarrollo.

Willian Mauricio Coronel Coronel.

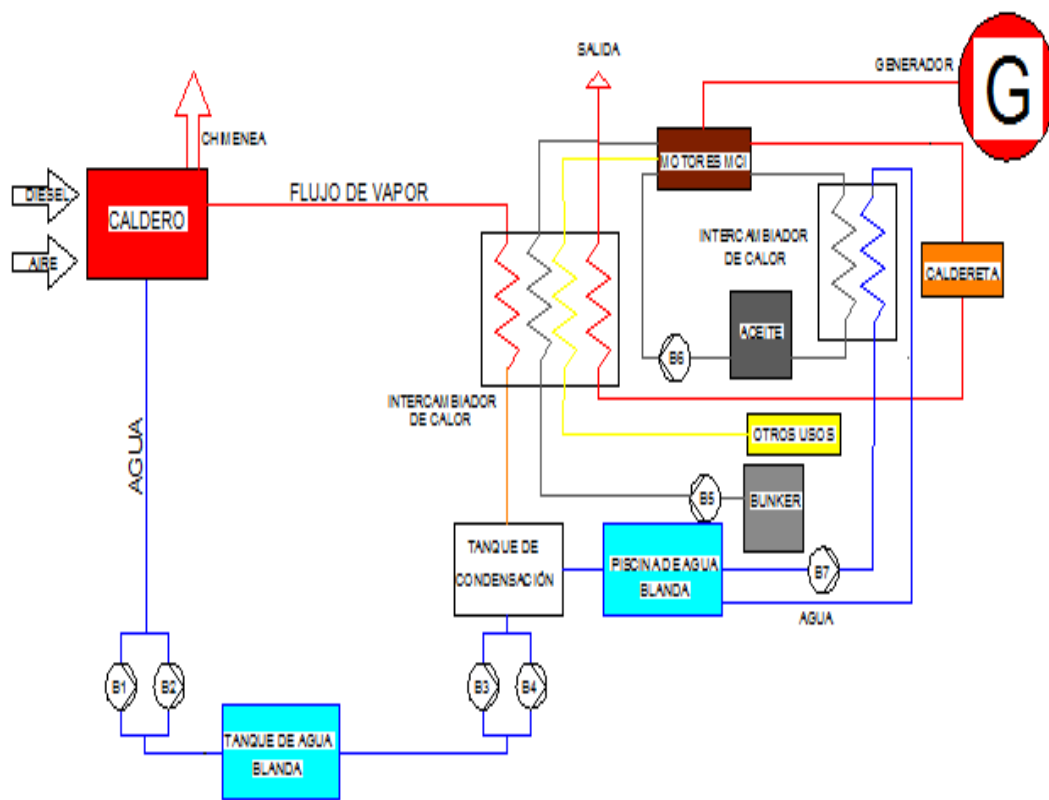
ANTECEDENTES

Hoy en día debido al incremento de la demanda de energía en nuestro país y el resto del mundo y teniendo en cuenta los problemas ambientales, se está llevando a la sociedad a la búsqueda de recursos energéticos renovables no convencionales para satisfacer dicha demanda y tener una mayor diversidad de fuentes para la generación de energía eléctrica. La protección del medio ambiente es uno de los aspectos principales a considerar en el desarrollo de tecnologías innovadoras, por lo que las fuentes energéticas nuevas deben ser menos contaminantes y económicamente competitivas frente a aquellas basadas en combustibles fósiles.

Alrededor del mundo, el desarrollo de tecnologías para generar electricidad a partir de fuentes de energía renovable ha aumentado de forma considerable, un ejemplo podría ser en el continente Europeo y en Norteamérica se han desarrollado e implementado proyectos importantes a partir de energía eólica, solar, biomasa, geotérmica, etc.

En nuestro país, actualmente dispone de un número contado de proyectos eólicos, biocombustibles y solares fotovoltaicos, sin embargo, salvo el caso de la hidroelectricidad a gran escala, el país no ha planteado un aprovechamiento más agresivo del potencial energético renovable con el que cuenta, por lo que vale destacar que el Ecuador tiene una gran diversidad climática, su ubicación geográfica permite contar con diversas fuentes de energía renovable, exclusivamente la solar, impulsando el desarrollo de nuevas tecnologías para la producción de energía eléctrica de forma segura y menos contaminante, respecto a las alternativas convencionales.

Debido a esta nueva perspectiva, las instalaciones solares térmica a alta temperatura con colectores parabólicos es una buena opción para generar electricidad, esta tecnología será analizada en este estudio, para posteriormente plantear su aplicación a la central Termoeléctrica “El Descanso”.



JUSTIFICACIÓN

La necesidad de producir energía limpia ha llevado a nuestro país y al resto del mundo, buscar nuevos procesos de generación de energía que sean amigables con el medio ambiente y beneficioso económicamente con las industrias.

Hoy en día el Ecuador está sufriendo un cambio en la matriz energética en cuanto a la producción de energía eléctrica, tratando de aprovechar en gran medida los recursos renovables con los que cuenta. Por lo que es necesario que las empresas generadoras opten por las nuevas tecnologías al momento de generar energía eléctrica.

Una de las opciones sería una central termo-solar ya que es una central que produce energía limpia aprovechando el recurso inagotable del sol.

Al realizar el estudio de viabilidad de la central termo-solar se podría conocer y aprender aspectos importantes referentes a la misma como, su costo real de producción en nuestro país, el tipo de instalación que necesita, el mantenimiento que se aplica en esta central, ventajas y desventajas entre otros.

Es esta la razón principal para realizar el estudio de viabilidad de una instalación termosolar en la central termoeléctrica “El Descanso”, utilizando energía renovable para producir vapor y contribuir al caldero general en la producción del mismo, se podría disminuir el consumo de combustibles fósiles y de esta manera reducir los gases de efecto invernadero que se emiten al medio ambiente.

El estudio contribuirá con la posibilidad de generación de energía limpia y al considerar el cambio de la matriz energética en nuestro país, existiría la expectativa que la empresa ElecAustro forme parte de este cambio.

UNIDAD 1

1. ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

1.1. COMPONENTES Y PARÁMETROS FUNDAMENTALES DE LOS CAPTADORES SOLARES CILINDRO PARABÓLICOS.

1.1.1. RECEPTOR SOLAR Y CONCENTRACIÓN SOLAR

El receptor: El receptor lineal del CCP es el elemento que convierte la radiación solar concentrada en energía térmica que transporta el fluido calorífero. Se encuentra en la línea focal del concentrador cilindro parabólico, conectado a la estructura mediante unos soportes metálicos. (bibing.us.es, 2017, pág. 6)

Para colocar el receptor en el lugar apropiado y que la radiación concentrada incida sobre el mismo se debe conocer dirección de incidencia, es decir revisar la zona de donde proviene la radiación, y calcular el ángulo de incidencia por lo tanto determinar la posición correcta del receptor y hacer el seguimiento solar.

Una desventaja sería que en los colectores parabólicos solo se puede aprovechar la radiación directa es decir en días claros o cuando no existen nubes. Un sistema de concentración solar utiliza solo la radiación directa. La concentración de la radiación solar se puede realizar de diferentes formas pero existen 2 grandes tecnologías de concentradores solares:

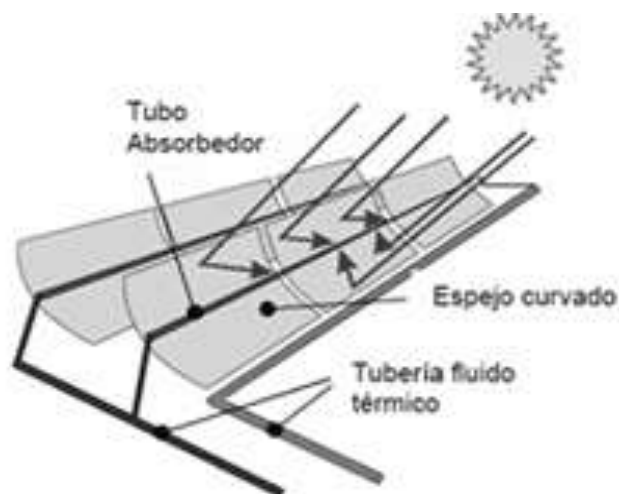


Figura 1. Concentración por reflexión
Fuente: (Energía Solar Térmica, 2017, pág. 8)

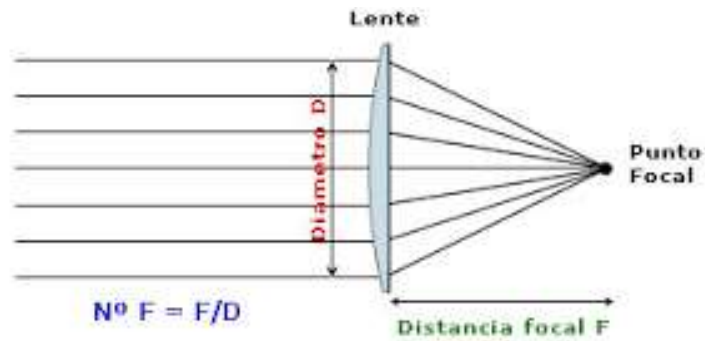


Figura 2. Concentración por refracción
 Fuente: (Anariba, 2017, pág. 7)

1.2 COLECTORES CILINDROS PARABOLICOS

Sus principales componentes son los siguientes:

- **Estructura:** se necesita una cimentación y una estructura para que de rigidez al conjunto.
- **Reflector Cilíndrico parabólico:** es un reflector que tiene forma de una parábola cilíndrica, debido a esta curvatura la radiación solar directa incide sobre el colector, es reflejada y concentrada en la línea focal de la parábola cilíndrica, aquí se coloca un tubo receptor o absorbedor.
- **Tubo absorbedor:** por el interior de este tubo circula un fluido de trabajo, este fluido se caliente, aumenta su energía interna como consecuencia de la radiación solar concentrada, de este modo se transforma la radiación solar incidente en energía térmica (**calor útil**).
- **Sistema de seguimiento solar:** es el conjunto de mecanismos que sirven para que concentre de mejor manera la radiación, el mismo debe ir adaptando su posición a la posición aparente del sol, caso contrario los rayos de la radiación directa no incidirán en la dirección adecuada y serán reflejados a un lugar diferente del foco.

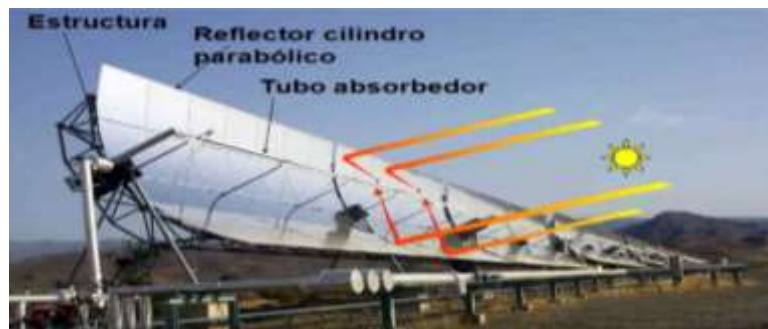


Figura 3. Colector Cilindro Parabólico.
 Fuente: (Parabolicos, 2012, pág. 5)

1.2.1 EI REFLECTOR

El reflector cilindro parabólico, se trata en definitiva de un espejo curvado en una de sus dimensiones con forma de parábola, que refleja y dirige sobre su línea focal la radiación solar que atraviesa su plano de apertura. En dicha línea focal se encuentra el tubo por el que pasa el fluido térmico donde se transforma dicha radiación en energía térmica.

Estos espejos pueden ser de diferentes tamaños y materiales, además se fabrican de diferentes formas en función de la configuración escogida en cada caso. Estado del arte de tubos receptores para captadores cilindro-parabólicos. Comparación de modelos estáticos. Estas superficies reflectantes se consiguen mediante películas de plata o aluminio que se depositan sobre un soporte que les da la rigidez necesaria. Los soportes más empleados son chapas metálicas, plástico y cristal. (Sánchez, 2015, pág. 27)

1.2.1.1 TIPOS DE REFLECTORES

Los reflectores cilíndricos parabólicos más comunes son los de vidrio fino y vidrio grueso:

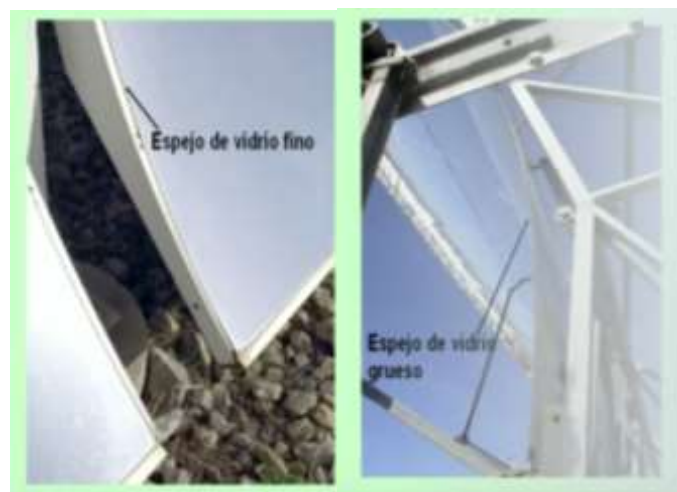


Figura 4. Reflectores de vidrio grueso y vidrio delgado.
Fuente: (Juan Rodriguez, 2017, pág. 8)

Vidrio fino

- Espesor menor a 1mm
- Recubrimiento de plata
- No tiene rigidez
- Necesita una estructura base (forma parabólica)

Vidrio grueso

- De 3 a 5 mm de grosor
- Es muy rígido
- Se construye con forma parabólica
- La estructura tiene unos anclajes para colocar los espejos
- La parábola cilíndrica se forma a través de la unión de varios de espejos de vidrio grueso

Los reflectores de vidrio grueso son los más utilizados en las plantas solares existentes, debido a que son un tipo de vidrio muy especial que tiene un determinado contenido de óxido férrico llamado vidrio borisilicato.

En este tipo de vidrio se elimina la pequeña proporción de óxido férrico pues el mismo funciona como un filtro de luz solar, para que el vidrio deje pasar una mayor proporción de radiación solar. A pesar de la proporción de óxido férrico el vidrio tiene una transmisión del 92% máximo al 94%. Para mejorar esta situación se da un recubrimiento anti reflexivo con lo cual se mejora hasta un 96% o 97%, estos recubrimientos se están utilizando en mayor cantidad debido a que permite una fracción mayor de la radiación solar.

1.2.2 TUBO RECEPTOR



Figura 5. Tubo Receptor Solar.
Fuente: (Juan Rodriguez, 2017, pág. 9).

El tubo receptor es la pieza más importante del colector, aquí se da la conversión de la energía solar en energía térmica, la calidad del tubo receptor determina el rendimiento global del concentrador, este elemento tiene una alta carga tecnológica desde el punto de vista tecnológico, son elementos más complejos que tienen los CCP.

Partes del tubo receptor:

- Tubo interior
- Tubo de vidrio de boro silicato
- Tubo de acero
- Dilatador
- Brida

El tubo no es un único tubo como se ve en el esquema, consta de un tubo de acero por donde circula el fluido que se calienta y a una cierta distancia cubriendo el tubo uno de vidrio. El tubo de vidrio es de boro silicato que se ubica por encima a modo de cubierta concéntrica del tubo de acero, en los extremos va soldado a unos fuelles de acero inoxidable y por su otro extremo va soldado directamente al tubo, es decir, los dilatadores van soldados al tubo metálico interior y por el otro extremo mediante una soldadura vidrio metal van unidos al extremo del tubo. Con este diseño se logra tener una cámara estanca, entre la cubierta de vidrio y el tubo interior metálico, al tener soldado esos extremos. Se logra tener una cámara estanca que además permite la diferente dilatación térmica del vidrio y el acero.

Los tubos receptores al tener contacto con la radiación solar el fluido se calienta igual que el tubo de acero y al calentarse el tubo se expande longitudinalmente, si se suelda directamente la cubierta de vidrio al tubo interior de acero, cuando el tubo se expande rompería el tubo de cristal, porque la dilatación térmica del vidrio es mucho menor que la del acero.

Al poner los dilatadores permite compensar las diferentes dilataciones térmicas del acero y del vidrio porque el dilatador se expande o se contrae y de esta forma se evita que se rompa el tubo de vidrio. Existe una dificultad tecnológica en este tipo de sistemas porque el tubo de acero inoxidable, lleva un recubrimiento selectivo, es decir absorbe casi toda la radiación con muy baja emisividad con lo cual pierde poca energía térmica por radiación.

El recubrimiento selectivo tiene una absorción solar espectral de un 95% o 96% y una emisividad a 400 grados de 0.1%, por la cual las pérdidas térmicas por radiación son muy pequeñas, aplicando la LEY DE STEFAN-BOLTZMAN, las pérdidas por radiación son directamente a la emisividad y la temperatura, si la emisividad es muy pequeña pues se reduce las pérdidas por radiación.

Según (Sánchez, pág. 58), el vacío creado por el tubo de vidrio nos sirve para evitar pérdidas por convección, es decir no hay un fluido entre la cubierta de vidrio y el tubo metálico interior, si no hay pérdidas por convección por lo tanto tenemos un elemento altamente eficiente, porque puede trabajar a 400 grados con un rendimiento superior a 70%, debido a las bajas pérdidas térmicas que tiene, la pérdidas paliativas son muy pequeñas, las pérdidas convertidas son nulas y las de conducción son muy pequeñas.

Según (Balado Leal, 2011, pág. 23), en los soportes se utiliza un material cerámico que hace que rompa el puente térmico para no unir metal con metal, al final se obtiene un elemento sofisticado.

Hoy en día se utiliza concentradores de 100m a 150m de longitud un único captador, para lo cual es necesario soldar varios tubos en serie para completar la línea focal del concentrador y para hacer la soldadura se necesita libre el extremo del tubo metálico y ahí se suelda con el tubo siguiente en este punto se coloca un soporte porque se tiene un tubo de acero.

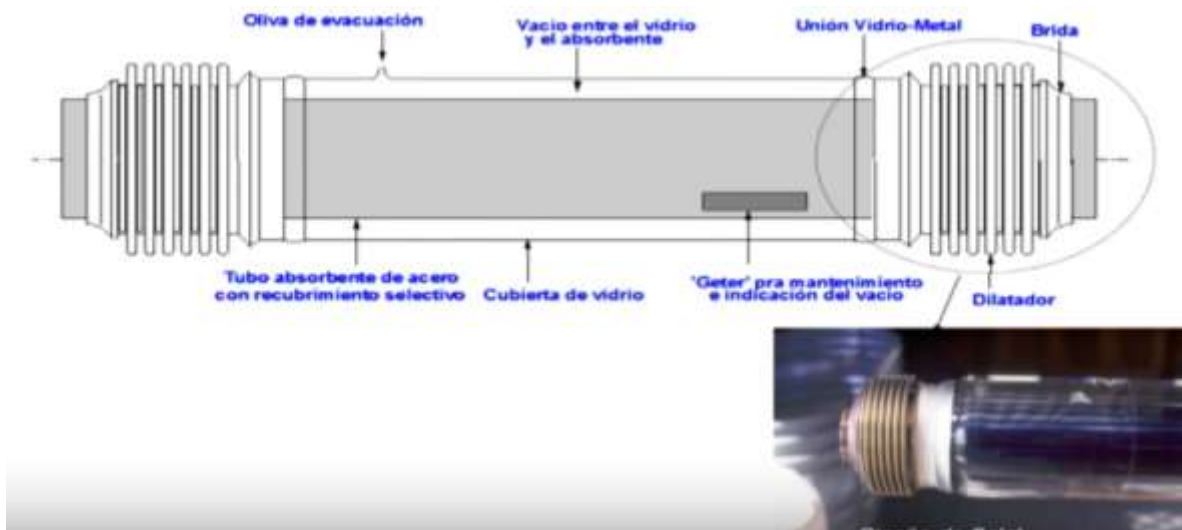


Figura 6. Tuvo Receptor de Vacío.
Fuente: (Juan Rodriguez, 2017).

En el dilatador se realiza la soldadura vidrio metal como se indica en la figura 7. El costo de la soldadura en las empresas en España es de 35 o 37 euros por m².

1.2.3 SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR.

Se puede utilizar un sistema de engranajes básico para el seguimiento solar, el mismo que tendría un costo muy asequible.

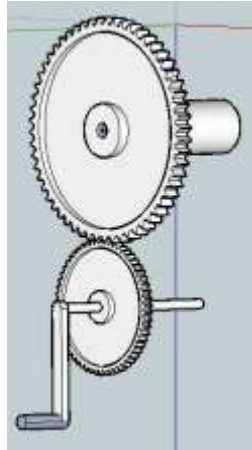


Figura 7. Juego de engranajes básico
Fuente: (VELASCO, 2017, p. 53)

Se plantea un sistema muy básico y menos costoso que los sistemas que existen hoy en día, debido al alto costo que estos representan. La posición de los colectores se irá variando hora a hora durante un día.

El diseño del seguimiento solar se realizara a través de los siguientes cálculos. La corona (la mayor de las ruedas dentadas) tiene un diámetro de 60 cm, y a su transmisión lleva soldados los soporte del panel reflectante. Además es cuatro veces que el piñón (la menor rueda dentada), posee un diámetro de 15cm. De tal manera que cuando el piñón da una vuelta completa, la corona solo gira 90 grados:

$$\varnothing = 60 \text{ cm} \rightarrow \text{Perimetro} = \pi * 60 = 188.5 \text{ cm}$$

$$\frac{1}{4} \text{Circunferencia} \rightarrow 90^\circ = \frac{188.5}{4} = 47.12 \text{ cm}$$

$$\varnothing = 15 \text{ cm} \rightarrow \text{Perimetro} = \pi * 15 = 47.12 \text{ cm}$$

La variación de los ángulos del Sol en su cenit varían de 42° y los 88° el movimiento que la corona quedará reducido a 90°.

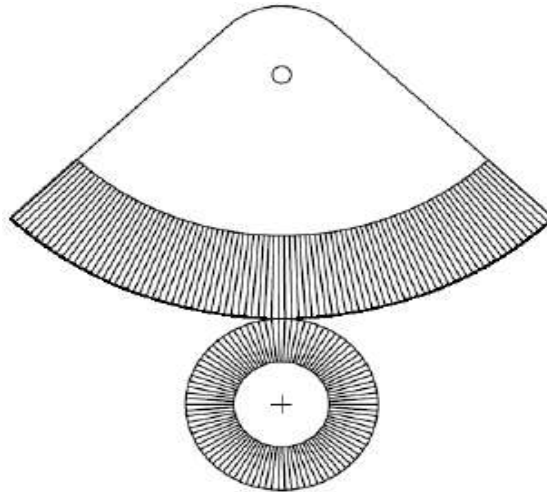


Figura 8. Relación de tamaños y libertad de movimientos del engranaje.
Fuente: (VELASCO, 2017, p. 54)

Por cada 4 grados que el piñón gira, la corona gira un grado:

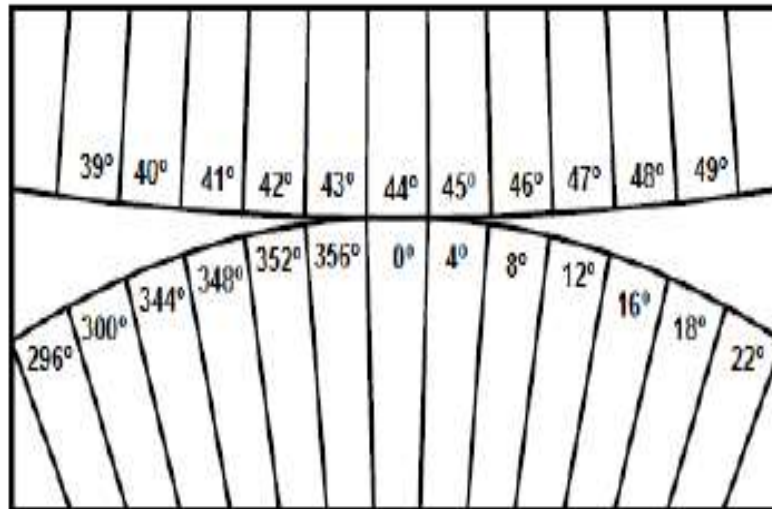


Figura 9. Detalle de la graduación de las ruedas dentadas.
Fuente: (VELASCO, 2017, p. 54)

1.2.4 DISEÑO DEL COLECTOR

Hoy en día en las grandes centrales se utiliza CCP de 100m a 150m la parábola tiene 5.76m de diámetro. Lo que varía entre fabricantes de CCP's con objeto de reducir el costo, es variar la estructura metálica. No se reduce los kilos de acero por m^2 sino intenta hacer estructuras que sean más fáciles de montar, hoy en día cuesta un 30% menos que hace 7 años el producto total.

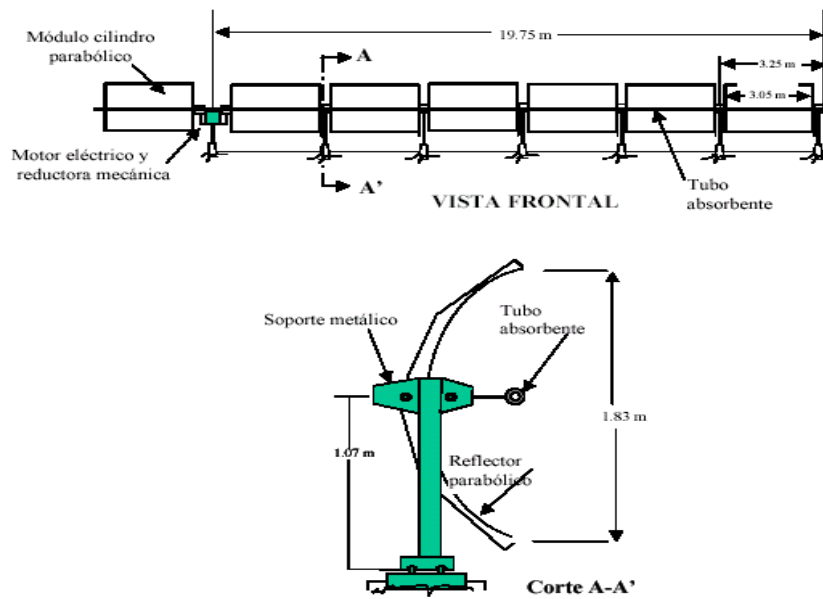


Figura 10. Colector Cilíndrico Parabólico Pequeño (colector ACUREX 3001).
 Fuente: (Guzman, 2012, pág. 13)

1.2.5 DIMENSIONES PARA UN COLECTOR CILINDRO PARABOLICO.

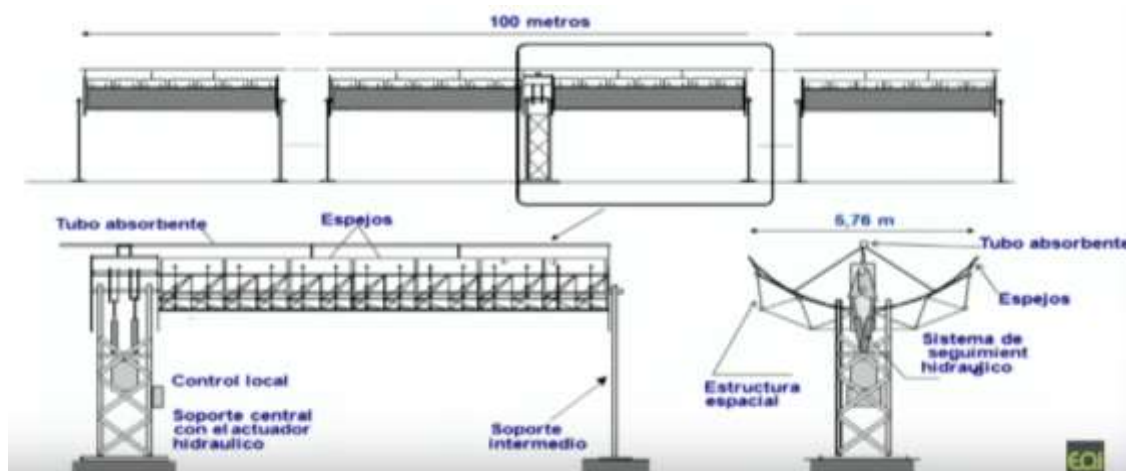


Figura 11. Colector Cilíndrico Parabólico (colector LS-3).

Fuente: (Guzman, 2012, pág. 14)

1.2.5.1 ELEMENTOS DE UNIÓN DE TUBERÍAS

- **Tuberías flexibles:** son tuberías muy parecidas a los tubos corrugados pero de acero inoxidable.



Figura 12. Tubería Flexible.
Fuente: (Guzman, 2012, pág. 15)

- **Juntas rotativas:** son elementos costosos que permiten a dos tuberías pivotar y girar pues en el interior del cuerpo tiene una unión esférica con una empaquetadura de grafito entre la carcasa exterior e interior, la empaquetadura de grafito le da solides y a la vez lubrica para que pueda haber el giro de la esfera dentro de la carcasa. Estas juntas permiten tener configuraciones flexibles.
(Industry, 2017)



Figura 13. Juntas Rotativas
Fuente: (Zarza, 2013).

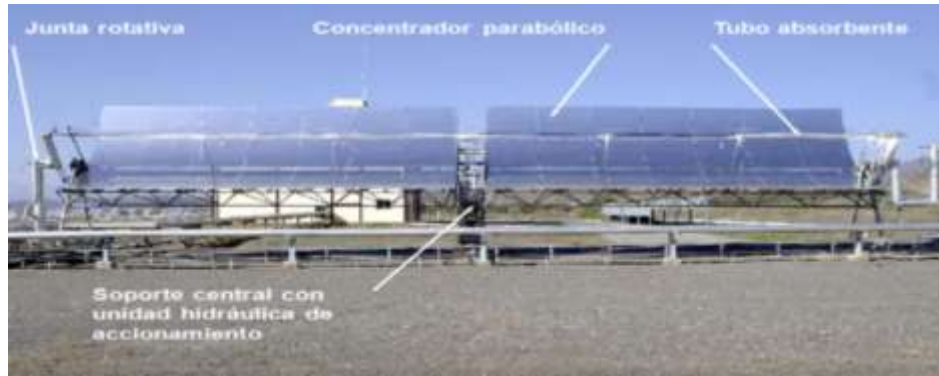


Figura 14. Colector Cilíndrico Parabólico Completo.
Fuente: (Zarza, 2013)

El módulo es la parte del concentrador comprendida entre dos apoyos consecutivos, un concentrador sería un conjunto de módulos conectados a una misma unidad de seguimiento y accionamiento, es decir que se mueven como un único sistema. En cada módulo hay tres tubos receptores, el soporte indica donde se une un tubo con el adyacente, el soporte va rígido en la estructura para obligar que las expansiones lineales del tubo por temperatura se produzcan hacia los extremos.

1.2.5.2 FLUIDOS DE TRABAJO PARA LOS CCP's

Hoy en día los fluidos que se utilizan son básicamente los siguientes:

- Aceites térmicos
- Agua
- Mezcla anticongelantes

En nuestro caso se analizará el aceite térmico, siendo el más usado el aceite Therminol VP-1 y Syltherm 800. Los dos trabajan a una temperatura de 400° C que es la necesaria para la planta pero difieren en su punto de congelación, 12°C y 40°C respetivamente.

Las ventajas de utiliza el aceite TherminolVp-1 son:

- Posee un punto de congelación menor a las sales fundidas teniendo una temperatura de trabajo más flexible.
- El aceite funciona perfectamente hasta los 400°C a bajas presiones, con respecto al agua para mantener sus propiedades físicas y su estado líquido se debe aumenta

la presión del sistema, siendo el aceite una mejor opción debido a que no se usará sistemas que soporten estas presiones.

- El aceite Therminol VP-1 con relación al aceite Syltherm 800, es 3 veces más económico y su punto de congelación no con lleva un gran problema, ya que la energía del sistema necesaria para mantener el aceite encima de su punto de congelación es baja.

1.2.5.3 ÁNGULO DE INCIDENCIA DE LA RADIACIÓN SOLAR SOBRE EL CCP.

Se analizara la posición óptima de la parábola con respecto al sol para que la radiación directa que le llegue termine en el receptor y no se pierda, para que esto ocurra el vector solar tiene que estar en el plano verde como indica la figura.

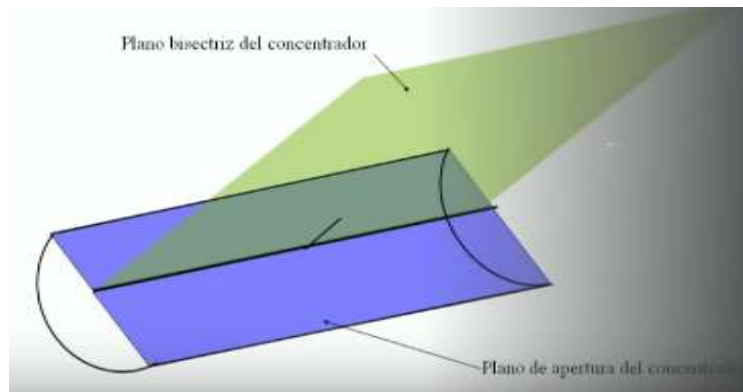


Figura 15. Plano bisectriz (plano verde) y Plano de apertura (plano azul).
Fuente: (Zarza, 2013).

Es decir el vector normal al plano de apertura (plano azul) y el vector solar tienen que estar en el mismo plano bisectriz de la parábola si esto ocurre la radiación solar directa terminará en el tubo receptor como se indica en la figura.

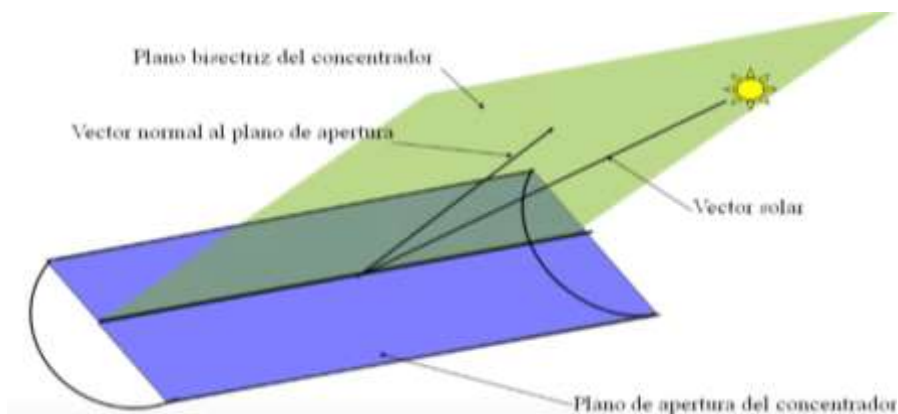


Figura 16. Plano bisectriz del concentrador (plano verde).
Fuente: (Zarza, 2013)

La radiación solar directa se determinará con un ángulo de inclinación (ángulo de incidencia), si tengo la parábola de forma que el vector solar está en el plano bisectriz, la radiación solar que viene cuando es rebotada, es rebotada convergente hacia el tubo, en el caso más favorable cuando el ángulo de incidencia sea cero, es decir, cuando el sol este perpendicularmente, encima de la parábola en ese caso toda la radiación que llega se refleja y va directamente con la trayectoria de menor longitud hacia el tubo.

El ángulo de incidencia es igual ángulo de reflexión cuando el sol este totalmente en la vertical. La misión del sistema de seguimiento solar mantener la parábola en todo momento en la posición adecuada para el vector solar no se salga del plano y cuando se sale del plano mover la parábola para mantenerlo en el plano en todo momento.

En el momento que el sol se sale del plano cuando la radiación que es reflejada no va hacia al tubo receptor por tal momento es importante que el sol se mantenga en todo momento en el plano bisectriz de esa parábola.

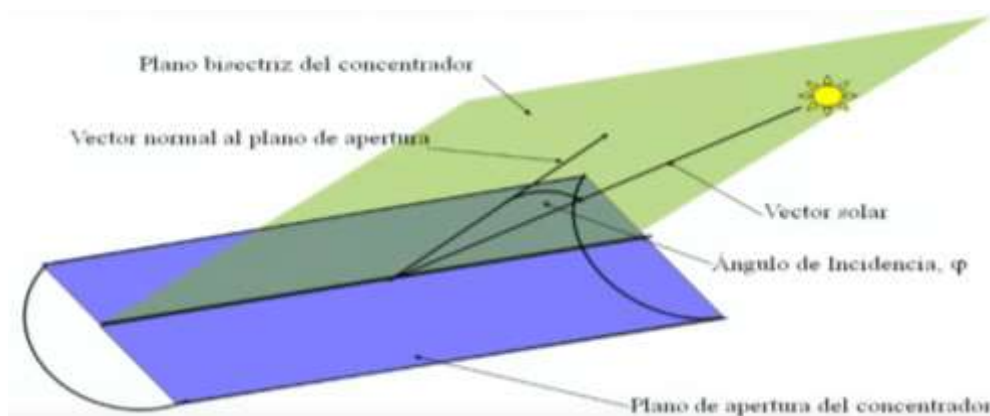


Figura 17. Ángulo de Incidencia de la radiación solar en el CCP.

Fuente: (Zarza, 2013)

Durante un día normal claro en el que está funcionando el concentrador, durante todas las horas de sol el concentrador cambia de posición y en todo momento cambia de acuerdo a la posición del vector solar para mantener el mismo en el plano bisectriz de la parábola. Cuando el ángulo de incidencia es muy grande (ángulo formado por vector normal a la superficie de apertura con el vector normal) se aprovecha una fracción más pequeña de la radiación porque la fracción de radiación solar radiación

directa viene determinada por el coseno del ángulo ejemplo: La Irradiancia solar directa es por unidad de superficie de 1000W.

$$\therefore \text{Radiación disponible} = 1000W * \cos(\rho)$$

Para determinar la potencia solar radiante total disponible en el CCP es igual a:

$$\text{Radiación total disponible} = \text{Área de captación} * \text{radiación disponible} * \cos(\rho)$$

1.2.5.4 RAZÓN DE CONCENTRACIÓN

Es el cociente entre el área de captación y el área externa del tubo metálico.

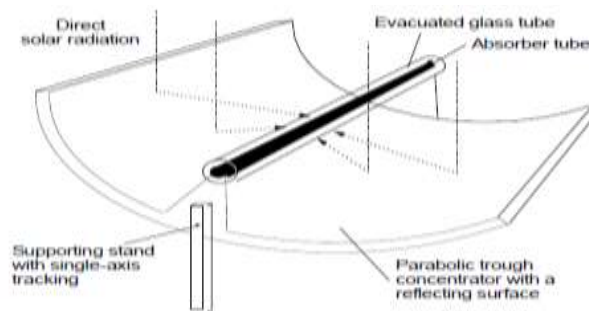


Figura 18. Razón de concentración C_g
Fuente: (Weinrebe, 2014, pág. 6)

1.2.5.5 ÁNGULO DE ACEPTANCIA Y ABERTURA

Es el ángulo máximo que puede ser formado por dos rayos en un plano transversal de la apertura del colector de manera que intercepten el tubo absorbente después de ser reflejado por los espejos parabólicos. (Juan Rodriguez, 2017)

El ángulo de Aceptancia es el máximo ángulo dentro del cual puede incidir la radiación de forma que se pueda aprovechar, si el ángulo es muy grande el sistema podrá tener holguras, si el ángulo es muy pequeño el sistema tiene que ser muy preciso caso contrario la radiación solar no terminaría en el tubo receptor.



Figura 19. Ángulo de aceptación y apertura
Fuente: (Zarza, 2013)

UNIDAD 2

2 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL SOLAR DE LA ZONA.

La central El Descanso se encuentre ubicada a 15 km al nororiente de la ciudad de Cuenca. Su longitud y latitud son: -2.88° norte, -78.88° oriente, respectivamente.

2.1 DATOS CLIMATOLÓGICOS DE LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA DE LA EMPRESA ELECAUSTRO Y DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA.

Las mediciones obtenidas son de la estación meteorológica de la empresa ElecAustro durante tres años consecutivos (**2013, 2014, 2015**) en intervalos de 10min y de la estación meteorológica de la Universidad Politécnico Salesiana (**2014, 2015, 2016**).

Los datos obtenidos nos indica la medición de la irradiancia global que se proyecta en el sector El Descanso, en la siguiente tabla se expresa los valores de irradiancia (W/m^2) promedio durante un día de cada mes del año durante los tres años.

Las mediciones obtenidas en la estación meteorológica son los datos de irradiancia global medidas cada 10 min en un día, durante un mes, en el transcurso de un año. Para el estudio de generación termosolar con CCP's se necesita la radiación directa por lo tanto, se procederá a realizar los cálculos respectivos para obtener los valores necesarios para el desarrollo del proyecto.

Los valores de irradiancia y temperatura a estación meteorológica se indican en las siguientes tablas:

VALORES DE IRRADIANCIA SOLAR PROMEDIO W/m ²													
HORARIO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio Anual
5:00-6:00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,14	0,79	1,34	0,35	0,22
6:00-7:00	18,36	13,79	15,12	21,45	22,21	17,61	12,61	15,25	24,43	37,27	46,00	38,10	23,52
7:00-8:00	123,86	105,94	107,34	136,34	124,58	120,98	107,17	101,29	158,52	158,55	187,35	173,73	133,80
8:00-9:00	270,90	271,31	271,66	312,05	260,10	226,67	217,29	209,96	305,65	305,76	403,86	346,68	283,49
9:00-10:00	414,63	409,14	443,26	435,32	412,87	388,75	351,50	349,64	421,11	491,71	606,33	523,79	437,34
10:00-11:00	510,87	544,46	559,37	472,13	532,29	506,66	465,74	434,95	512,52	556,45	685,85	626,48	533,98
11:00-12:00	611,44	631,64	577,15	514,62	552,96	636,79	566,19	474,94	548,70	631,19	729,86	719,44	599,58
12:00-13:00	646,45	628,02	598,05	552,11	522,03	665,80	577,17	497,57	542,77	623,84	704,82	722,43	606,76
13:00-14:00	635,12	608,79	538,27	554,04	510,94	604,78	538,71	456,79	518,17	494,96	614,59	639,46	559,55
14:00-15:00	493,51	514,71	426,49	466,90	428,62	481,03	422,30	372,47	394,53	368,10	423,84	495,15	440,64
15:00-16:00	336,91	367,92	259,00	343,88	347,27	318,39	318,43	251,07	283,01	226,44	234,00	341,02	302,28
16:00-17:00	175,34	226,33	140,39	216,25	167,35	180,81	163,20	147,48	164,29	115,80	109,10	169,69	164,67
17:00-18:00	55,19	73,20	40,62	43,99	25,26	27,10	31,16	32,60	25,87	17,34	19,66	40,31	36,02
18:00-19:00	1,91	3,65	1,41	0,46	0,18	0,25	0,42	0,44	0,19	0,02	0,10	0,69	0,81
TOTAL	4.294,50	4.398,89	3.978,11	4.069,54	3.906,67	4.175,61	3.771,87	3.344,45	3.899,91	4.028,23	4.766,68	4.837,34	4.122,65

Tabla 1. *Valores de Irradiancia Global Promedio Mensual*

Fuente: Estación Meteorológica de la Empresa Electro Generadora del Austro ElecAustro S. A.

VALORES DE TEMPERATURA PROMEDIO °C													
HORARIO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio Anual
5:00-6:00	13.07		14.00	8.68	12.73	12.20		6.00	9.78	12.49	11.98	12.50	11.34
6:00-7:00	13.83	13.63	13.82	12.48	13.43	12.30	11.44	11.06	10.54	12.80	12.32	12.92	12.55
7:00-8:00	14.89	14.67	14.75	13.86	14.43	13.47	12.53	12.32	12.65	14.30	14.14	14.57	13.88
8:00-9:00	16.63	16.67	16.57	16.06	16.14	15.13	14.30	14.21	15.39	16.24	16.62	16.68	15.89
9:00-10:00	18.67	18.78	18.77	18.30	18.11	17.09	16.41	16.47	17.95	18.70	19.39	19.07	18.14
10:00-11:00	20.28	20.51	20.63	19.74	19.93	18.95	18.15	18.27	19.97	20.44	21.59	20.98	19.95
11:00-12:00	21.50	21.79	21.65	20.98	21.14	20.18	19.44	19.31	20.96	21.78	23.22	22.35	21.19
12:00-13:00	22.30	22.61	22.42	21.81	21.81	21.24	20.17	19.99	21.44	22.46	24.03	23.33	21.97
13:00-14:00	22.69	22.94	22.70	22.43	22.58	21.58	20.66	20.34	21.67	22.38	24.08	23.66	22.31
14:00-15:00	22.49	22.85	22.22	22.50	22.52	21.38	20.54	20.24	21.56	21.87	23.81	23.27	22.10
15:00-16:00	21.72	22.29	21.12	22.33	22.31	20.93	20.10	19.88	21.12	20.81	22.21	22.61	21.45
16:00-17:00	20.80	21.57	20.10	21.78	20.95	20.31	19.39	19.30	20.57	19.72	20.56	21.41	20.54
17:00-18:00	19.60	20.43	19.13	20.47	19.38	19.12	18.30	18.17	19.32	18.50	18.98	19.70	19.26
18:00-19:00	18.73	19.30	18.43	19.59	18.80	18.49	17.48	17.42	18.50	18.09	18.36	18.78	18.50
TOTAL	19.09	19.85	19.02	18.64	18.88	18.03	17.61	16.64	17.96	18.61	19.38	19.42	18.51

Tabla 2. *Valores de temperatura promedio anual (°C)*

Fuente: Estaciona Meteorológica de la Empresa Electro Generadora del Austro ElecAustro S. A.

Los valores que se indican en la tabla 1, en la fila de color verde, se indica la suma total promedio en un día de irradiancia ($\frac{W}{m^2}$) global, en la columna de color amarillo de la tabla tenemos el promedio anual hora de irradiancia global de cada mes.

2.2 CÁLCULO DE LA RADIACIÓN DIRECTA UTILIZANDO EL SOFTWARE DE ANÁLISIS DE RADIACIÓN.

Para obtener los datos de la radiación directa utilizamos el software desarrollado por el PHD Román Miguel Moreno. En el software se ingresa los datos del sector El Descanso, los datos necesarios se ingresan en los recuadros resaltados con color gris.

Para el cálculo de la radiación directa es necesaria la siguiente información:

- Latitud.
- Longitud.
- Irradiación mensual promedio.
- Horas de sol diarias en el sector el Descanso.
- Días nublados o sin sol promedio.
- Temperatura promedio mensual.

Ubicación:													
Ciudad: El Descanso -Ecuador													
Latitud: -2,84 °N													
Longitud: -78,88 °O													
Altitud: 2750,00 m													
Datos Climatológicos promedio mensuales de la empresa ELECAUSTRO S.A.													
Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:													
Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m ² /day)													
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio	
4,29	4,398	3,978	4,069	3,906	4,175	3,771	3,344	3,899	4,028	4,766	4,837	4,122	
Solar Geometry:													
Monthly Averaged Daylight Hours (hours)													
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	
Parameters for Sizing Battery or other Energy-storage Systems:													
Equivalent Number Of NO-SUN Or BLACK Days (days)													
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic		
2,62	1,93	2,17	1,76	1,69	1,79	1,73	2,34	1,84	2,17	2,84	2,88		
7 Day													
Meteorology (Temperature):													
Monthly Averaged Earth Skin Temperature (°C)													
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio	
10,47	10,21	10,39	10,09	9,9	9,73	8,91	10,38	10,58	10,79	10,81	10,63	16,7	

Coordenadas de El Descanso – Azuay (Ecuador):
Latitud: -2,840168
Longitud: -78,88381
Altura: 2,750 msnm

Figura 1. Software de análisis de radiación.
Fuente: Software del PHD Román Miguel Moreno.

En la tabla 3, se indica los datos ingresados en el software para el cálculo de la radiación directa.

	T	Radiación	Horas de	Días continuos
	Promedio	Horizontal	Insolación	sin sol
		Total por día		
	(°C)	kWh/m²	h/d	d/sem
Ene	19,1	4,3	14,0	2,62
Feb	19,8	4,4	14,0	1,93
Mar	19,0	4,0	14,0	2,17
Abr	18,6	4,1	14,0	1,76
May	18,9	3,9	14,0	1,69
Jun	18,0	4,2	14,0	1,79
Jul	17,6	3,8	14,0	1,73
Ago	16,6	3,3	14,0	2,34
Sep	18,0	3,9	14,0	1,84
Oct	18,6	4,0	14,0	2,17
Nov	19,4	4,8	14,0	2,84
Dic	19,4	4,8	14,0	2,88

Tabla 3. Resumen de los datos ingresado en el software.

Fuente: Software del PHD Román Miguel Moreno.

La tabla 3, indica los siguientes valores:

- Temperatura promedio del sector El Descanso por mes en un día, tabla 2.
- La radiación global promedio durante un año.
- Las horas de insolación en el sector El Descanso es de 14 horas en un día.
- Los días discontinuos sin sol son un valor preestablecido por el PhD Román Miguel Moreno.

Con todas las variables introducidas en el programa, nos entrega los valores de radiación directa promedio mensual, como se muestra en la siguiente tabla:

	Radiación n Horizontal al Total I	Radiación Directa Normal I₀	Radiación Total Sobre una Superficie Inclinada I_T	Radiación Total Tracker 1 Eje N-S	Radiación Total Tracker 2 Ejes
	(kWh/m ² /d)	(kWh/m ² / d)	(kWh/m ² / d)	(kWh/m ² / d)	(kWh/m ² / d)
Ene	4,29	3,12	2,48	3,46	5,06
Feb	4,40	3,17	2,13	3,41	5,16
Mar	3,98	2,56	1,50	2,80	4,48
Abr	4,07	2,86	1,41	2,59	4,72
May	3,91	2,96	1,33	1,99	4,69
Jun	4,18	3,56	1,34	1,81	5,25
Jul	3,77	2,89	1,29	1,77	4,56
Ago	3,34	2,10	1,24	1,93	3,78
Sep	3,90	2,54	1,41	2,70	4,41
Oct	4,03	2,64	1,80	2,94	4,57
Nov	4,77	3,70	2,64	3,88	5,71
Dic	4,84	3,90	2,96	4,11	5,89
Anu	4,12	3,00	1,79	2,78	4,86
al		3,90			

Tabla 4. Valores de radiación directa.

Como se puede observar la cantidad de radiación directa calculada promedio mensual máxima durante un día, es la radiación que se da en el mes de diciembre: **3,9 kWh/m²**

Para el cálculo I_0 se necesita conocer los valores de radiación por horas, por lo tanto, se divide para el número de horas con mayor radiación en el sector El Descanso, despreciando las horas de menor radiación. (Ver tabla 1), por lo cual se deduce que el máximo número de horas de solar pico es igual a 8 horas.

A continuación obtenemos la radiación directa para nuestro cálculo:

$$I_{0\text{ anual promedio diario}} = 3,9 \frac{kWh}{m^2}$$
$$I_{0\text{ diseño}} = \frac{3,9 \frac{kWh}{m^2}}{8\text{ horas}} = 487,5 \frac{W}{m^2}$$

Al utilizar el software del PhD Román Miguel Moreno, se obtuvo $487,5 \frac{W}{m^2}$ que es el valor promedio en un día de radiación directa, para nuestro análisis se toma en cuenta la mayor radiación que se da entre las 8h00 y 16h00 como se puede observar en la tabla 1.

Para el diseño de la central termo-solar se necesita el valor de radiación máxima en el sector El Descanso, cuyo valor se determinara con los datos de la estación meteorológica de la UPS.

2.3 ANÁLISIS DE LOS DATOS METEOROLÓGICOS DE LA ESTACIÓN METEOROLÓGICA DE LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA.

Las mediciones realizadas en esta estación son de 3 años consecutivos (2014, 2015, 2016), donde se puede obtener los valores de radiación global y radiación difusa.

En la estación meteorológica se pudo obtener 3 mediciones diferentes de cada una de las radiaciones, como son:

- Radiación solar difusa promedio
- Radiación solar difusa máxima
- Radiación solar difusa mínima
- Radiación solar global promedio
- Radiación solar difusa máxima
- Radiación solar difusa mínima

Date	Time	Local Time	DC	RADIACION SOLAR DIFUSA				RADIACION SOLAR GLOBAL					
				PROMEDIO	MAXIMA	MINIMA	SUMA	PROMEDIO	MAXIMA	MINIMA	SUMA		
			V										
miércoles, 8 de enero de 2014	17:00:00	12:00:00	14.9	613.0	696.0	550.0	15322.0	731.0	964.0	606.0	18280.0		
miércoles, 8 de enero de 2014	18:00:00	13:00:00	13.7	363.0	567.0	259.0	21761.0	395.0	624.0	283.0	23693.0		
miércoles, 8 de enero de 2014	19:00:00	14:00:00	13.6	245.0	319.0	174.0	14699.0	268.0	351.0	188.0	16065.0		
miércoles, 8 de enero de 2014	20:00:00	15:00:00	14.3	375.0	465.0	267.0	22499.0	419.0	556.0	296.0	25127.0		
miércoles, 8 de enero de 2014	21:00:00	16:00:00	14.0	354.0	438.0	292.0	21227.0	417.0	658.0	339.0	25055.0		
miércoles, 8 de enero de 2014	22:00:00	17:00:00	12.4	241.0	335.0	149.0	14437.0	397.0	756.0	169.0	23792.0		
miércoles, 8 de enero de 2014	23:00:00	18:00:00	13.1	71.0	154.0	25.0	4242.0	78.0	172.0	28.0	4682.0		
jueves, 9 de enero de 2014	00:00:00	19:00:00	13.0	5.0	24.0	0.0	294.0	6.0	27.0	0.0	335.0		
jueves, 9 de enero de 2014	01:00:00	20:00:00	12.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
jueves, 9 de enero de 2014	02:00:00	21:00:00	12.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
jueves, 9 de enero de 2014	03:00:00	22:00:00	12.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
jueves, 9 de enero de 2014	04:00:00	23:00:00	12.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
jueves, 9 de enero de 2014	05:00:00	00:00:00	12.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
PROMEDIO			13.4	283.4	374.8	214.5	14910.1	338.9	513.5	238.6	17126.1	138.8	
MÁXIMO			14.9	613.0	696.0	550.0	22499.0	731.0	964.0	606.0	25127.0	288.0	
MÍNIMO			12.7	5.0	24.0	0.0	294.0	6.0	27.0	0.0	335.0	3.0	
jueves, 9 de enero de 2014	06:00:00	01:00:00	12.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
jueves, 9 de enero de 2014	07:00:00	02:00:00	12.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
jueves, 9 de enero de 2014	08:00:00	03:00:00	12.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
jueves, 9 de enero de 2014	09:00:00	04:00:00	12.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
jueves, 9 de enero de 2014	10:00:00	05:00:00	12.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
jueves, 9 de enero de 2014	11:00:00	06:00:00	12.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
jueves, 9 de enero de 2014	12:00:00	07:00:00	12.6	19.0	50.0	0.0	1165.0	21.0	55.0	0.0	1281.0		
jueves, 9 de enero de 2014	13:00:00	08:00:00	12.8	107.0	172.0	52.0	6437.0	118.0	189.0	57.0	7074.0		
jueves, 9 de enero de 2014	14:00:00	09:00:00	13.3	278.0	370.0	174.0	16659.0	313.0	528.0	191.0	18767.0		
jueves, 9 de enero de 2014	15:00:00	10:00:00	13.3	342.0	385.0	313.0	20335.0	384.0	465.0	347.0	23061.0		
jueves, 9 de enero de 2014	16:00:00	11:00:00	13.6	465.0	658.0	326.0	27898.0	625.0	1525.0	358.0	37516.0		
jueves, 9 de enero de 2014	17:00:00	12:00:00	13.7	589.0	653.0	477.0	35344.0	1115.0	1522.0	731.0	66910.0		
jueves, 9 de enero de 2014	18:00:00	13:00:00	13.6	314.0	464.0	212.0	18866.0	1046.0	1348.0	286.0	62741.0		
jueves, 9 de enero de 2014	19:00:00	14:00:00	14.1	366.0	422.0	260.0	21985.0	811.0	1360.0	377.0	48649.0		
jueves, 9 de enero de 2014	20:00:00	15:00:00	13.8	274.0	375.0	188.0	16422.0	881.0	1168.0	414.0	53885.0		
jueves, 9 de enero de 2014	21:00:00	16:00:00	13.6	241.0	285.0	211.0	14465.0	369.0	960.0	247.0	22129.0		
jueves, 9 de enero de 2014	22:00:00	17:00:00	13.2	147.0	302.0	73.0	8813.0	178.0	583.0	84.0	10701.0		
jueves, 9 de enero de 2014	23:00:00	18:00:00	13.1	109.0	159.0	27.0	6562.0	122.0	179.0	30.0	7314.0		
viernes, 10 de enero de 2014	00:00:00	19:00:00	13.0	9.0	26.0	0.0	547.0	10.0	30.0	0.0	634.0		
viernes, 10 de enero de 2014	01:00:00	20:00:00	13.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
viernes, 10 de enero de 2014	02:00:00	21:00:00	13.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
viernes, 10 de enero de 2014	03:00:00	22:00:00	12.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
viernes, 10 de enero de 2014	04:00:00	23:00:00	12.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		
viernes, 10 de enero de 2014	05:00:00	00:00:00	12.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0		

Tabla 5. Valores de Radiación Global y Difusa de la estación meteorológica de la Universidad Politécnica Salesiana.

Fuente: Estación Meteorológica de la Universidad Politécnica Salesiana.

Se determinó el valor de la radiación directa a través de la siguiente formula:

$$Radiación\ Global = Radiación\ directa + Radiación\ Difusa$$

Como se puede observar en la Tabla 5, en la columna de color amarillo, se procede a realizar una búsqueda del máximo valor de radiación directa en el programa Excel, y se determina que el máximo valor es igual a (**Ver Anexo 1**): $I_0 = 1159\ Wh/m^2$.

3 CÁLCULO Y DIMENSIONAMIENTO DE UNA CENTRAL TERMO-SOLAR PARA LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA EL DESCANSO

En este capítulo se determinará los cálculos mediante los cuales se obtendrá el número de CCP's necesarios para obtener energía calorífica suficiente para precalentar el agua contenida en el tanque de agua blanda¹, la misma que ingresará a 77 °C (Ver Apéndice A), para mejorar la eficiencia del mismo.

3.1 SISTEMA DE VAPOR EN LA CENTRAL

En la central, el vapor es requerido para calentar el bunker, razón por la que se produce vapor mediante la caldera principal, la caldera eleva la presión del vapor a 75 psi y de esta manera iniciar la operación con combustible bunker.

La caldera funciona con un control automático de encendido en función de la presión existente en las líneas de vapor, y se detiene cuando la presión mínima de la caldera economizadora de cada motor haya llegado a 50 psi. Los calderos economizadores que aprovecha la energía de los gases de escape. Estas calderas una por máquina, tienen la capacidad de evaporación de 400 kg/h de vapor saturado a la presión de $7\text{kg}/\text{cm}^2$. (ING. GIL AVLAREZ, 2002, p. 19)

El objetivo del análisis de viabilidad, es dar a conocer si es posible, contribuir con la producción de vapor de la caldera principal, mediante el mejoramiento de su rendimiento a través de precalentar el agua de alimentación de la misma.

Para elevar la temperatura de 30°C a 77°C en el tanque de agua blanda se utilizara una tubería en forma de serpentín que ira ubicado en la parte interior del tanque, esta tubería transporta fluido térmico a alta temperatura, el mismo que precalentara el agua del tanque.

Mediante el sistema termo-solar se calentara el fluido térmico que viaja desde el parque de colectores a través del tubo receptor hacia el tanque de alimentación o tanque de agua blanda.

¹ Agua blanda: El **agua blanda** es el **agua** en la que se encuentran disueltas mínimas cantidades de sales.

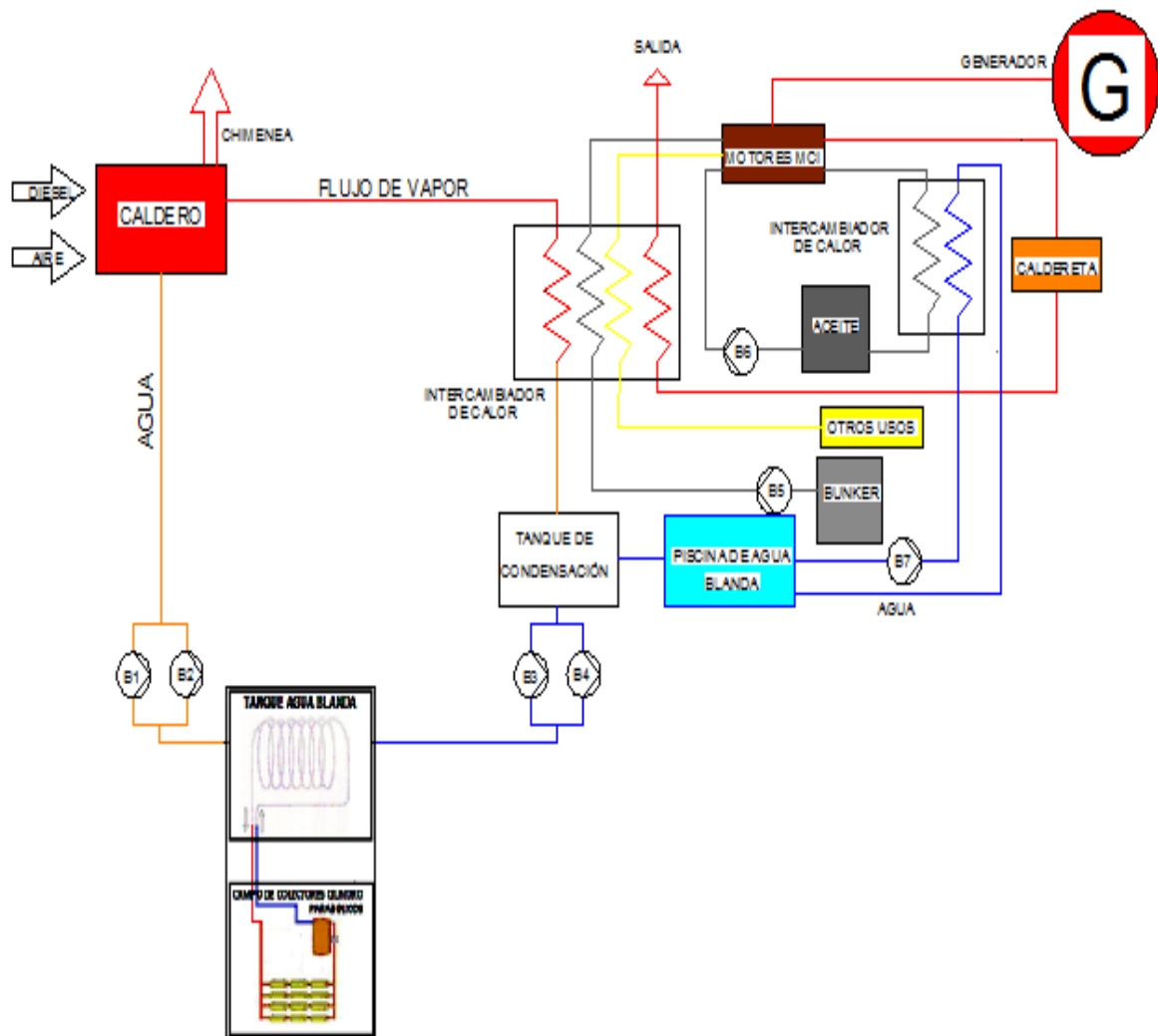


Figura 20. Precalentamiento H_2O del tanque de agua blanda.

Los pasos a seguir para realizar los cálculos serán los siguientes:

- Cálculo de la eficiencia del caldero piro tubular York Shipley
- Cálculo del flujo másico en el intercambiador de calor, balance de energía en el intercambiador de calor, temperatura media logarítmica en el intercambiador de calor, flujo de calor en el tanque de agua blanda, potencia campo de concentración.
- Caudal por fila de aceite en el concentrador, caudal másico del aceite térmico.
- Pérdidas térmicas en el colector, potencia solar en el colector, temperatura salida del aceite
- Número de colectores por fila, número de lasos de la planta termoeléctrica, cálculo del área de concentración, eficiencia campo de concentración.

3.2. DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL CALDERO UTILIZADO EN LA CENTRAL TERMO-SOLAR EL DESCANSO.

Los datos iniciales para el cálculo son:

$P_m = 50 \text{ Psi} \rightarrow$ presión de parada del caldero

$P_m = 75 \text{ Psi} \rightarrow$ presión de arranque del caldero

$tf1 = 30^\circ\text{C} \rightarrow$ temperatura de H_2O al ingreso al caldero

$tf2 = 77^\circ\text{C} \rightarrow$ temperatura de H_2O recomendada al ingreso al caldero (Ver Anexo 2)

Potencia = 125 Hp \rightarrow Potencia del caldero

$$\eta = \frac{\text{Energía absorbida por el agua/vapor}}{\text{Energía suministrada por el combustible}}$$

Los cálculos se realizaron en el programa “Viabilidad de Generación Termosolar” realizado en excel, aquí se detalla paso a paso el procedimiento para poder obtener la eficiencia del caldero de la empresa ElecAustro S.A (Ver Anexo 3) en donde obtenemos:

$$\eta = 66.16\% \rightarrow \text{rendimiento con una } tf1 = 30^\circ\text{C}$$

$$\eta = 71.41\% \rightarrow \text{rendimiento con una } tf2 = 77^\circ\text{C}$$

3.2 ENERGÍA REQUERIDA EN EL TANQUE DE AGUA BLANDA PARA ELEVAR LA TEMPERATURA.

Analizando el sistema se determinó que es necesario precalentar el agua que contiene el tanque de agua blanda, debido a que desde aquí se introduce el líquido para el caldero principal y se podrá realizar una conexión de los tubos que vienen desde los colectores.

Establecemos la cantidad de energía que se necesita para poder calentar la cantidad de 200 galones de agua que contiene el tanque de agua blanda.

$$\dot{Q}_{\text{tanque}} = m_{\text{agua}} * c_{p_{\text{agua}}} * (t_2 - t_1) \quad (1)$$

$$\dot{Q}_{\text{tanque}} = \text{Energía para calentar el agua}$$

$$m_{\text{agua}} = \text{masa del agua}$$

$$c_{p_{\text{agua}}} = \text{calor específico del agua} = 4184 \frac{\text{J}}{\text{kg} * \text{K}}$$

$$t_1 = \text{temperatura inicial} = 30^\circ\text{C} = 303,15 \text{ }^\circ\text{K}$$

$t_2 = \text{temperatura final} = 77^\circ\text{C} = 350,15^\circ\text{K}$

$$200\text{galones} = 757\text{litros} = 757\text{kg}$$

$$\dot{Q}_{\text{tanque}} = 757\text{kg} * 4184 \frac{\text{J}}{\text{kg} * ^\circ\text{K}} * (350,15 - 303,15)^\circ\text{K}$$

$$\dot{Q}_{\text{tanque}} = 1.488 \times 10^8 \text{ J}$$

$$\dot{Q}_{\text{tanque}} = \mathbf{41.35\text{kWh}}$$

La energía necesaria para elevar la temperatura en el tanque de agua blanda es igual **41.35kWh**, esta energía será producida por el campo de colectores cilindros parabólicos.

3.2.1 CÁLCULO DEL INTERCAMBIADOR DE CALOR

Para el diseño del intercambiador se considera la temperatura de ingreso tanto del agua como del fluido térmico así como se da a conocer a continuación:

1. Fluido caliente: Aceite térmico proveniente de los colectores solares (**Ver Apéndice B**)

$$Th1 = 290^\circ \rightarrow \text{temperatura de ingreso del fluido térmico.}$$

$$Th2 = 390^\circ\text{C} \rightarrow \text{temperatura de salida del fluido térmico.}$$

2. Fluido frío: Agua que encuentra en el tanque de agua blanda.

$$Tf1 = 30^\circ\text{C} \rightarrow \text{temperatura de ingreso del } H_2O .$$

$$Tf2 = 77^\circ\text{C} \rightarrow \text{temperatura de salida del } H_2O$$

La cantidad de calor que requiere una cantidad dada de sustancia para que produzca un aumento dado de temperatura, es su calor específico.

El calor específico del fluido térmico calor portador se lo toma de la tabla propiedades de Therminol VP-1 vs temperaturas-fase líquida. (**Ver Apéndice C**)

$$C_{ph} = 2.3 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} * ^\circ\text{C}}$$

Calculamos el flujo másico del aceite térmico de los colectores, para esto es necesario conocer los calores específicos de los dos fluidos, calor específico del agua se obtiene a través de la siguiente fórmula:

$$T_{fm} = \frac{T_{f1} + T_{f2}}{2} = \frac{(30 + 77)^\circ\text{C}}{2} = 53.5^\circ\text{C} \rightarrow 128.3^\circ\text{F} \quad (2)$$

Para determinar el calor específico se toma el valor en grados Fahrenheit y se busca en la tabla de propiedades agua vapor (**Ver Apéndice D**), los cálculos se pueden verificar en el **Anexo 3**.

$$C_{pf} = 4.179 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C}$$

3.2.2 BALANCE DE ENERGÍA EN EL INTERCAMBIADOR DE CALOR

Por medio de un balance de energía se calcula el flujo másico para los intercambiadores.

El flujo másico del agua a través del caldero bajo todas las condiciones de operación es igual a 0.03 y 0.06 litros/s por cada HP del caldero. (**Tijuana, 2008, p. 27**)

$$q = mh * c_{ph} * (Th1 - Th2) = mf * c_{pf} * (Tf1 - Tf2) \quad (3)$$

$$mh * 2.6 * (290 - 390) = 4.5 * 4.179 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C} * (77 - 30)$$

$$mh = 1.46 \text{ kg/s}$$

Los cálculos se los realizó en el programa “**Viabilidad de Generación Termosolar**” (**Anexo 3**).

3.2.3 TEMPERATURA MEDIA LOGARÍTMICA.

El intercambiador es a contracorriente por lo que su temperatura media logarítmica es:

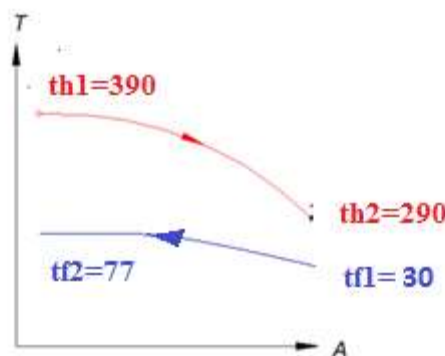


Figura 2. Temperatura media logarítmica.

$$\Delta T_{1m} = th1 - tf2 = 390 - 77 = 313 \text{ } ^\circ C \quad (4)$$

$$\Delta T_{2m} = th2 - tf1 = 290 - 30 = 260 \text{ } ^\circ C \quad (5)$$

$$\Delta T_m = \frac{\Delta T_{1m} - \Delta T_{2m}}{\ln\left(\frac{\Delta T_{1m}}{\Delta T_{2m}}\right)} = \frac{313 - 260}{\ln\left(\frac{313}{260}\right)} \quad (6)$$

$$\Delta T_m = 269.42^\circ C$$

3.2.4 FLUJO DE CALOR EN EL SISTEMA

$$\Delta T_m = 280.31^\circ\text{C} \longrightarrow C_p = 5.024 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}}$$

dónde:

$$\dot{q} = \text{flujo de calor [W]}$$

$$mf = \text{coeficiente global de transferencia de calor, [W/m}^2 \cdot \text{k]}$$

$$C_p = \text{Área de transferencia de calor consistente}$$

$$\Delta T_m = (T_{f2} - T_{f1}) = \text{Diferencia de temperatura media.}$$

$$\dot{q} = mf * C_p * (T_{f2} - T_{f1}) = 4.5 * 5.024 * (77 - 30) \quad (7)$$

$$\dot{q} = 1062.58 \text{ kW}$$

Las pérdidas de calor del intercambiador al ambiente por lo general se toman el 5% del flujo de calor en el sistema, lo que corresponde a un valor de $\dot{q} = 1009.45 \text{ kW}$.

3.3 DIMENSIONAMIENTO DEL CAMPO DE CONCENTRACIÓN SOLAR

El punto de partida para el diseño se basa en el rendimiento del ciclo de Rankine que es del 38%, este valor se lo toma como una hipótesis para el estudio, en base a las experiencias de las plantas en funcionamiento actual, como es el caso de la planta ANDASOL-2. (Esquivel Jose, 2014, pág. 60)

La potencia que debe entregar el campo solar es superior a la de dimensionamiento, ya que al pasar al bloque de transferencia de calor disminuirá por la eficiencia de este bloque, esto se calcula a través de la siguiente fórmula:

$$P_d = \frac{P_n}{n_T} = \frac{1009.45 \text{ kW}}{0.38} \quad (8)$$

dónde:

P_n = Potencia nominal para precalentar agua, del tanque de alimentación, expresada en [kW].

P_d = Potencia de diseño en el campo solar, expresada en [kW].

n_T = Rendimiento térmico [%]

$$P_d = 2656.44 \text{ kW}$$

Un parámetro importante como base en el diseño, es la temperatura de entrada y salida del campo de concentración solar, conociendo que la temperatura máxima de trabajo del aceite es 400°C , la

temperatura de salida del campo deberá ser menor a este valor y se lo planteara en 390°C, evitando así que el aceite pierda viscosidad y sus propiedades optimas de trabajo. (Esquivel Jose, 2014, pág. 61)

Temperatura del aceite:

$$T_{s_{aceite}} = 390^{\circ}\text{C}$$

$$T_{i_{aceite}} = 290^{\circ}\text{C}$$

Debido a que existe un salto térmico de 100 °C entre el foco caliente y el foco frio.

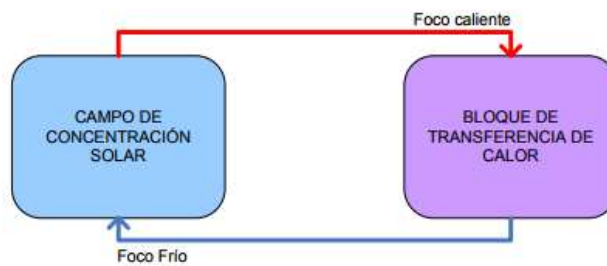


Figura 3 Diagrama de bloques de ciclo térmico
Fuente: (Esquivel Jose, 2014, pág. 63)

3.3.1 CAUDAL DE ACEITE POR FILA DEL CONCENTRADOR

Para calcular el caudal se utilizara la fórmula del número de Reynolds (Re): (Esquivel Jose, 2014, p. 64)

$Re \leq 2100$, fluido estacionario.

$2100 < Re < 10000$, fluido en fase de transición, presenta ondulaciones.

$Re \geq 10000$, fluido en fase turbulento, movimiento desordenado.

$$Re = \frac{V * D * \rho}{\mu} \quad (9)$$

μ = viscosidad dinámica del fluido, expresado en [Kg/m.s]

V = velocidad del fluido expresada en [m/s]

D = Diámetro interior de los tubos absorbedores, expresado en [m/s]

ρ = densidad del fluido, expresado en [kg/m^3]

Para nuestro cálculo se utilizará el aceite Therminol Vp-1, y se considera una temperatura media de trabajo.

$$T_{h2} = 390 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_{h1} = 290 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$T_M = \frac{T_{h2} + T_{h1}}{2} = 340 \text{ } ^\circ\text{C}$$

dónde:

T_M = temperatura media [$^\circ\text{C}$]

T_{h1} = Temperatura foco frio [$^\circ\text{C}$]

T_{h2} = Temperatura foco caliente [$^\circ\text{C}$]

Con el valor de la temperatura media se puede tomar de la hoja técnica del fabricante el valor de la viscosidad dinámica, siendo este $1.85 \times 10^{-4} \text{ kg/m} \cdot \text{s}$. Para el cálculo de la densidad se utiliza la siguiente fórmula sugerida por el fabricante.

$$\text{Densidad} \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right) = -0.90797 * T(^\circ\text{C}) + 0.0078116 * T^2(^\circ\text{C}) - 2.367 * 10^6 * T^3(^\circ\text{C}) + 1083.25 \quad (10)$$

$$\text{Densidad} \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right) = 761.198$$

El tubo absorbedor tiene un diámetro interno de 65mm con lo cual se puede despejar de la fórmula de Reynolds, la velocidad.

$$V = \frac{Re * \mu}{D * \rho} \quad (11)$$

$$V = \frac{Re * 1.85 * 10^{-4}}{0.065 * 761.198} \text{ [m/s]}$$

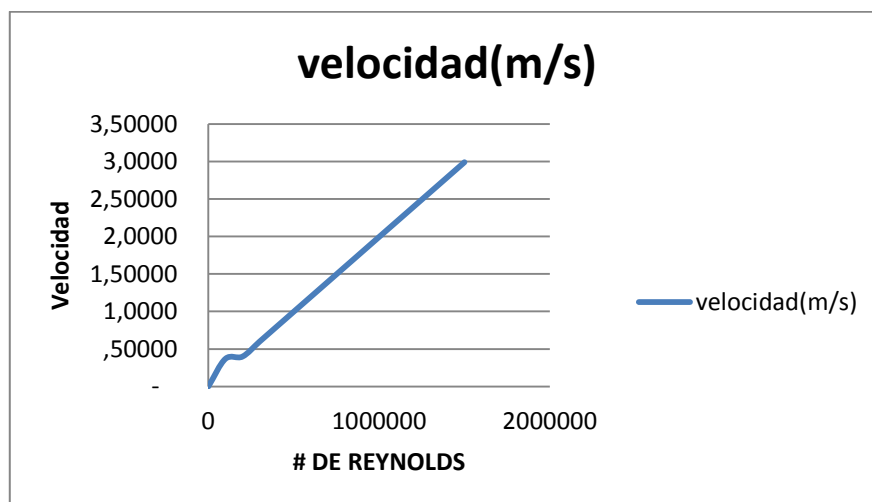


Figura 4 .Gráfica de la velocidad vs número de Reynolds

Como se puede observar en la gráfica la velocidad se incrementa con respecto al número de Reynolds, el número de Reynolds se considera en esta de turbulencia, que es el ciclo normal de trabajo del aceite. Para el diseño se considera un valor medio de $2m/s$ ya que se encuentra en los rangos especificados. (Esquivel Jose, 2014, pág. 90)

Para calcular el caudal másico, que es un caudal con corriente uniforme se empleara la siguiente fórmula.

$$\dot{m} = V \cdot st \cdot \rho \quad (12)$$

\dot{m} =Caudal másico expresado en $[kg/s]$

st = Sección transversal de los tubos absorbedores expresada $[m^2]$

ρ =Densidad del aceite, expresada en $[kg/m^3]$

$$\dot{m} = V \cdot 2\pi D \cdot \rho$$

$$\dot{m} = 2 \cdot 2\pi / 0.061 \cdot \rho$$

$$\dot{m} = 5.12 [kg/s]$$

3.3.2 PÉRDIDAS TÉRMICAS EN EL COLECTOR

Las pérdidas térmicas se analizarán para el colector SGXI, las pérdidas representa un porcentaje que no se convertirá en calor, para esto se usará tres coeficientes de pérdidas, siendo: (Esquivel Jose, 2014, p. 68)

$$a = 2.9$$

$$b = -0.0164$$

$$c = 0.000065$$

Estos coeficientes de pérdidas son tomadas para una temperatura de trabajo del aceite mayor a $300^{\circ}C$, estos valores se tomó del programa de simulación Advision Model System, el cual muestra esta fórmula tomada del fabricante.

$$U_L = a + b(T_{abs} - T_{amb}) + c(T_{abs} - T_{amb})^2 \quad (13)$$

$$U_L = 2.9 + (-0.0164) * (340 - 18.58) + 0.000065 * (340 - 18.58)^2$$

$$U_L = 4.34 \left[\frac{W}{m_{abs}^2 * ^{\circ}C} \right]$$

U_L = coeficiente global de pérdidas térmicas, expresado en $\left[\frac{W}{m^2 * ^\circ C} \right]$

a,b,c= coeficientes de perdidas propios del colector $^\circ C$

T_{abs} = temperatura del diseño, expresada en $^\circ C$

T_{amb} = temperatura ambiente, expresada en $^\circ C$

Tabla de coeficiente de pérdidas térmicas en el colector en el año.

Pérdidas Térmicas		
Mes	Temperatura	UL
1	19,1	4,33073265
2	19,8	4,3130426
3	19	4,333265
4	18,6	4,3434074
5	18,9	4,33579865
6	18	4,35866
7	17,6	4,3688544
8	16,6	4,3944314
9	18	4,35866
10	18,6	4,3434074
11	19,4	4,3231434
12	19,4	4,3231434

Tabla 6. Pérdidas térmicas

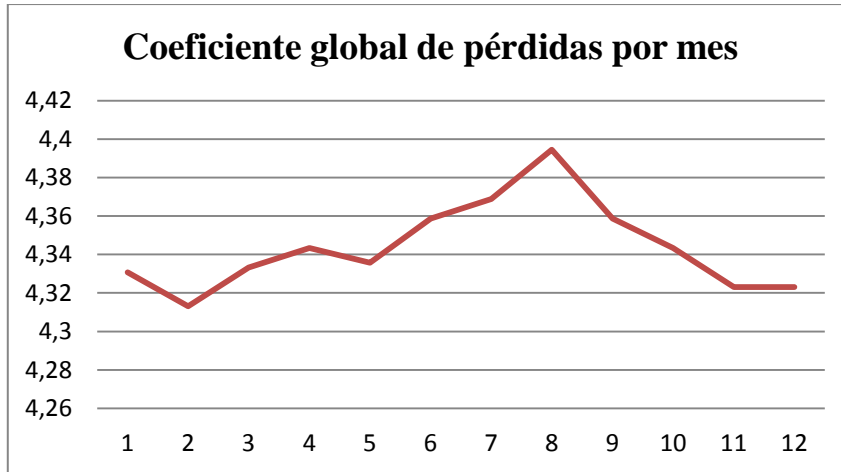


Figura 21. Coeficiente global de pérdidas térmicas en el colector en el año

Para el cálculo del coeficiente de pérdidas térmicas, se utilizó como temperatura de diseño la temperatura media del aceite que es 340 °C y la temperatura de cada mes, tomadas de la tabla 6, con lo cual se puede observar que a mayor temperatura ambiente existen menos pérdidas en el colector, dando como resultado una medida del coeficiente de pérdidas térmicas de $4.38 \left[\frac{W}{m^2} \right]$. (Esquivel Jose, 2014, p. 70)

Obtenemos las pérdidas térmicas del colector, en Vatios, con la siguiente formula:

$$Q_{loss} = U_{Labs} * A_{abs} * (T_{abs} - T_{amb}) \quad (14)$$

Q_{loss} = Pérdidas térmicas en el colector, expresadas en [W]

U_{Labs} = Coeficiente de pérdidas térmicas [W/m^2]

A_{abs} = área total del tubo absorbente, expresado [m^2]

El área se la calcula al saber que el perímetro del tubo es 0.219m y la longitud que tiene por cada módulo es de 100m, dando como resultado $21.98m^2$. (Esquivel Jose, 2014, pág. 71)

$$Q_{loss} = 4.38 * 21.98 * (340 - 18.6)$$

$$Q_{loss} = 32.34 \text{ kW}$$

3.3.3 POTENCIA SOLAR INCIDENTE EN EL COLECTOR

La potencia solar incidente útil se la expresa con la siguiente fórmula:

$$Q_{util} = A_c * (I_o) * \cos(\theta) * \eta_{opt} * K * Fe * \eta_{th} - Q_{loss} \quad (15)$$

$$Q_{util} = 817 * 1150 * 0.9971 * 0.8566 * 0.9992 * 0.9800 * 0,9600 - 30.58 \text{ kW}$$

$Q_{util} = \text{Potencia térmica útil expresada en [W]}$

$A_c = \text{Área de apertura en el colector, expresada en [m}^2\text{]}$

$I_o = \text{Radiación directa, expresada en [W * } \frac{h}{m^2} \text{ * dia]}$

$h = \text{horas efectivas del sol}$

$\theta = \text{Ángulo de incidencia [}^\circ\text{]}$

$\eta_{opt} = \text{Rendimiento optico [%]}$

$Fe = \text{Factor de ensuciamiento [%]}$

$K = \text{Modificador por ángulo de incidencia}$

Reemplazando los datos en la fórmula se determina que la potencia útil es igual a:

$$\dot{Q}_{util} = 699.36 \text{ kW}$$

Para el factor de ensuciamiento se asume el valor de 0.98, este valor depende exclusivamente de la continuidad en el mantenimiento que se dé a los colectores, siendo esta limpieza de 3 a 4 veces por semana, dicho mantenimiento se lo realizara en las noches cuando la planta no opere. **(Esquivel Jose, 2014, pág. 73)**

El ángulo de incidencia θ , y el factor K, se los calculó en el análisis de la radiación.

Ángulo Cenital	
$\delta =$	0
$\varphi =$	-2.84
$\omega =$	0
$\cos(\theta) =$	-0.95486462
$\theta =$	2.84
$K(\theta) =$	0.9992

Tabla 7. Ángulo cenital y factor k

La relación que existe entre la potencia útil de los colectores y el aceite calor potador se la expresa en la siguiente formula:

$$Q_{util} = \dot{m} * \Delta h \tag{16}$$

$$Q_{util} = 5.12 * \Delta h$$

El incremento de temperatura (Δh), viene dado por la integral de la función del calor específico del aceite. **(Esquivel Jose, 2014, pág. 74)**

$\Delta h =$ Incremento de temperatura del aceite en el colector

$T_{out} =$ foco caliente del parque de colectores

$T_{in} =$ foco frio del parque de colectores

$$\Delta h = \int_{290}^{T_{out}} 1.479 dt + \int_{290}^{T_{out}} 0.0028T dt \quad (17)$$

Integrando

$$\Delta h = 1.479 * (T_{out} - 290) + 0.0014 * (T_{out}^2 - 84100)$$

$$\Delta h = 0.0014 * T_{out}^2 + 1.479 * T_{out} - 546.65$$

Reemplazando en la ecuación.

$$Q_{util} = 5.12 \left(\frac{kg}{s} \right) * (0.0014 * T_{out}^2 + 1.479 * T_{out} - 546.65)$$

$$699.36 kW = 5.12 \left(\frac{kg}{s} \right) * (0.0014 * T_{out}^2 + 1.479 * T_{out} - 546.65)$$

$$T_{out} = 347.57 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Incremento de temperatura en un colector se tiene:

$$T_{col} = 347.57 - 290$$

$$T_{col} = 57.57 \text{ } ^\circ\text{C}$$

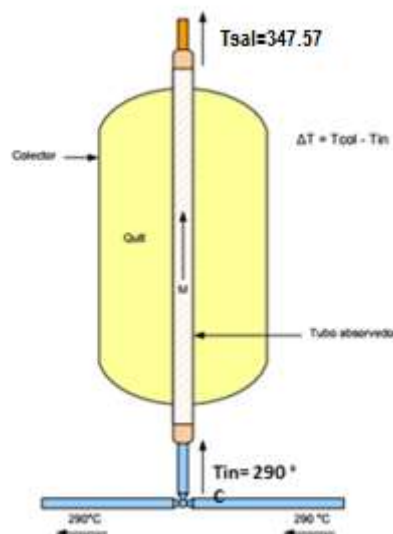


Figura 22. Incremento de temperatura en el CCP

En la figura se puede observar el incremento de temperatura que existe en un colector, las variables que intervienen en este proceso se señalan en la ecuación, donde \dot{Q}_{util} expresa la potencia útil del colector y \dot{m} es el caudal que atraviesa el tubo absorbedor.

3.3.4 NÚMERO DE COLECTORES POR FILA

El número de colectores por fila se calcula sabiendo que la diferencia entre el foco caliente y el foco frío, es un salto térmico de 100 grados, por lo que a continuación se tiene:

$$N_{col} = \frac{\Delta T}{T_{col}} \quad (18)$$

donde:

N_{col} = Número de colectores por fila

ΔT = Salto térmico, expresado en [°C]

T_{col} = Incremento de temperatura por el colector, expresado en [°C]

$$N_{col} = \frac{100 \text{ }^\circ\text{C}}{57.57 \text{ }^\circ\text{C}} = 1.7 \approx 2$$

El número de colectores obtenido es 2 por fila aproximadamente, pero desde el punto de vista constructivo, es conveniente elegir un número par de colectores, para obtener en las filas una forma de U y adoptar una configuración del tipo “alimentación central” para las tuberías del campo de colectores. Por lo tanto se deja en 2 el número de colectores, así pues el caudal del aceite por fila tiene que aumentar en la misma proporción.

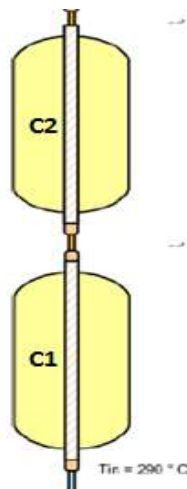


Figura 23. Número de colectores

Obtenemos un caudal de $5.12 \left[\frac{kg}{s} \right]$ por cada 2 colectores calculado en el programa “**Viabilidad de Generación Termosolar**” (Anexo3). Con esta caudal de aceite por fila se obtiene un número de Reynolds

3.3.5 NÚMERO DE LAZOS DE LA PLANTA TERMOELÉCTRICA

La potencia térmica útil que suministra cada fila en el punto de diseño será:

$$Potencia\ útil = \dot{Q}_{\text{útil}} * nro\ colectores$$

$$Potencia\ útil = 699.35\ kW * 2$$

$$Potencia\ útil = 1267.9\ [kW]$$

Para calcular el número de lazos que tendrá la planta se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$N_{Lazos} = Pd / \dot{Q}_{Lazo} \quad (19)$$

dónde:

$$Pd = Potencia\ nominal\ [kW]$$

$$\dot{Q}_{Lazo} = Potencia\ número\ de\ colectores\ [kW]$$

$$N_{Lazos} = 2.1 \approx 2$$

Aunque la anterior fórmula indica la potencia solar disponible del proceso de concentración, no toda esa cantidad de energía es aprovechada por el fluido de transferencia de calor, una fracción de ésta se pierde debido a que la concentración no es ideal y se ve afectada por varios aspectos inherentes al colector y a las condiciones externas y de operación. (JAIRO, 2013, pág. 45)

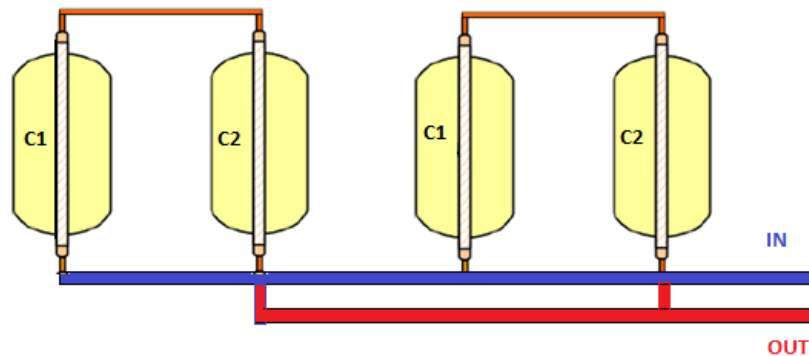


Figura 24. Número de Lazos.

3.3.6 CÁLCULO DEL ÁREA

Cálculo de la potencia necesaria real del sistema.

$$Pr = Pd * SM$$

$Pr = potencia\ real, [kW]$

$Pd = potencia\ de\ diseño, [kW]$

$SM = Multiplo\ solar$

$$Pr = 2656.44\ kW$$

Recalculando número de lazos:

$$N_{Lazos} = Pr / \dot{Q}_{Lazo} \quad (20)$$

$$N_{Lazos} = 2$$

El número de lazos sería de 2 los cuales tienen 2 colectores cada uno. Para calcular el área se realizará a través de la siguiente fórmula:

$$\text{Área} = N_{Lazos} * N_{colector} * \text{Á}_{col} \quad (21)$$

dónde:

$\text{Área} = \text{Área de los colectores, expresada en } m^2$

$N_{Lazos} = \text{Número de lazos}$

$N_{colector} = \text{Número de colectores}$

$\text{Á}_{col} = \text{Área del colector}$

$$\text{Área} = 2975.12\ m^2$$

4. ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad se observa un creciente aumento en el consumo de energía y los costos de producción de las mismas dependiendo de su tecnología son más costosos que otros en especial los que generan electricidad a partir de combustibles fósiles, además por la contaminación generada son factores que han causado un mayor interés en el uso de energías renovables y tecnologías limpias, que brinden beneficios económicos y ambientales. **(Criollo Cumbe & Pogo Guaman, p. 167)**

El costo nivelado de la electricidad (LCOE) se usa a menudo para comparar diferentes opciones de generación de energía. Se calculan en base a un método simplificado que usa rentas vitalicias y promedio generación de energía. Para el cálculo LCOE, la generación de energía anual y los datos de costos son necesarios.

Para calcular el costo de generación de energía, se utiliza el método de anualidad, el tiempo de amortización que generalmente se establece de 20 a 25 años, es decir, la vida útil técnica esperada del sistema; el segundo parámetro financiero es la tasa de interés p .

Para calcular LCOE, se usa la fórmula que se proporciona a continuación:

$$LCOE = \frac{\sum VAN(Inversión(\$) * a) + \sum VAN(Gastos(\$))}{\sum Energia\ anual\ producida(kWh)} \quad (22)$$

Para los cálculos, los datos meteorológicos que se utilizan son los proporcionados por la Universidad Politécnica Salesiana. Los datos medidos son de 3 años consecutivos (2014, 2015, 2016); en base a los datos disponibles, se determina un valor de DNI promedio anual de 1159 kWh / m² para los cálculos LCOE.

- El LCOE disminuye al aumentar el tamaño de la planta debido a las economías de escala.

- La integración de un sistema de almacenamiento de 6 horas disminuye el LCOE, porque la operación de la turbina es más fácil con el almacenamiento (menos efecto de variaciones en la radiación solar), y en general más horas de funcionamiento del bloque de alimentación. (Training, 2016)

4.2. LCOE

Su concepto se basa en lo siguiente:

- Mide los costos de por vida divididos por la producción de energía.
- Calcula el valor actual del costo total de construcción y operar una planta de energía durante una vida supuesta.
- Permite la comparación de diferentes tecnologías (por ejemplo, viento, solar, gas natural) de vidas desiguales, tamaño del proyecto, diferentes costos de capital, riesgo, rendimiento y capacidades. ((LCOE), 2015, pág. 3)

Simple LCOE Concept

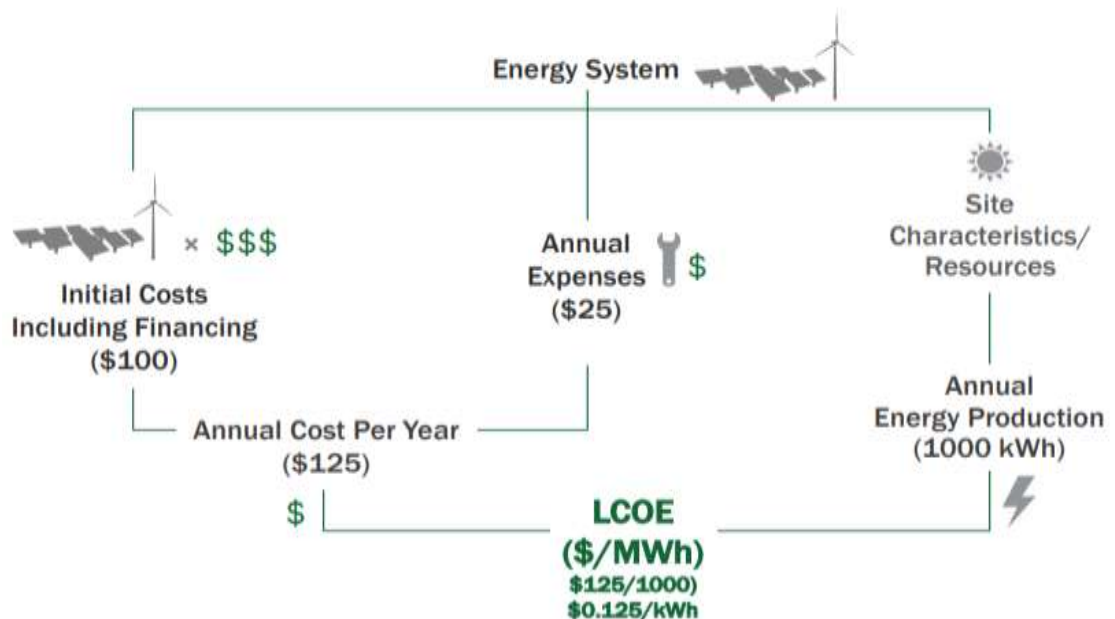


Figura 25. Concepto simple LCOE. Fuente: ((LCOE), 2015, pág. 4)

Fuente: (Kiatreungwattana, 2017)

LCOE, es a menudo una medida resumida conveniente de la competencia general de diferentes tecnologías de generación, representa el costo por kWh de construir y operar una planta generadora a lo largo de una vida financiera asumida y ciclo de trabajo. ((LCOE), 2015, p. 6)

Es importante señalar que las decisiones reales de inversión de la planta se ven afectadas por las características tecnológicas y regionales específicas de un proyecto, que involucran otros factores.

LCOE, se define como la relación entre el valor actual neto del capital total y los costos de operación de una planta genérica, al valor presente neto de la electricidad neta generada por esa durante su vida operativa.

LCOE simple:

$$LCOE = \frac{Inv + \sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1 + TIR)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1 + TIR)^t}} \quad (23)$$

I_{nv} = Inversión inicial.

M_t = Gastos de operaciones y mantenimiento en el año t

E_t = Generación de energía en el año

TIR = Tasa interna de retorno

n = Vida del sistema

El valor de LCOE se obtiene en $\frac{\$}{kWh}$. (Martin, 2014, p. 81)

4.2.1. LCOE PARÁMETROS CLAVE

Los parámetros clave para determinar el costo a través de este estudio se realiza utilizando los siguientes parámetros:

- Costo de inversión por tamaño del sistema y costo (\$ y / o \$ / W).
- Financiamiento e incentivos del proyecto.
- Tasa de descuento.
- Costo fijo de operación y mantenimiento (O&M) por tipo de sistema de generación (\$ / KW).
- Variable (O&M) costo por tipo de sistema de generación (\$ / KW).
 - Costos adicionales de O&M incurridos al aumentar el nivel de producción
 - Incluye mantenimiento menor no planificado, uso de agua, productos químicos, uso de energía auxiliar y costos de eliminación de cenizas.
- Factor de capacidad (o utilización) por tipo de sistema de generación (%)

- Tasa de calor, la eficiencia de la planta de energía en la conversión de combustible en electricidad
- Costo de combustible (\$ / litro, \$ / tonelada de biomasa)
 - La mayoría de los proyectos de energía renovable tienen costos de combustible cero (con la posible excepción de la biomasa)
- Tasa de degradación del sistema (% / año)
- Generación anual de electricidad (kWh / año)
- Costo de inversión por tamaño del sistema y costo (\$ y / o \$ / W). **(Kiatreungwattana, 2017)**

4.3. DETERMINACIÓN DE COSTOS

En el presente capítulo se desarrolla el estudio económico del proyecto para la implementación del sistema de calentamiento solar, lo cual nos va a permitir definir la viabilidad del mismo en función de los indicadores económicos como el TIR, VAN y la relación costo/ beneficio; teniendo presente que primero se debe realizar el presupuesto y el flujo de caja. **(Garcia, 2012, p. 55)**

4.4. CAMPO SOLAR

El campo solar se compone principalmente del sistema de captación, del sistema de fluido de transferencia y del sistema de seguimiento y control. No hay que olvidar la obra civil que es preciso realizar para la adecuación del terreno a las funciones que son requeridas. **(Garcia, 2012, p. 57)**

4.5. COLECTORES

El primer elemento que forma un colector es el espejo que refleja la radiación solar incidente en el tubo receptor. Cada colector está dividido en 12 módulos. Estos a su vez, están compuestos por 28 espejos cada uno. De este modo se puede obtener el número de espejos que constituyen el colector, siendo este de 336 espejos por colector. **(Michael Geyer, 2002, p. 2)**

EuroTrough Model	ET100	ET150
Focal Length	1.71 m	1.71 m
Absorber Radius	3.5 cm	3.5 cm
Aperture Width	5.77 m	5.77 m
Aperture Area	545 m ²	817.5 m ²
Collector Length	99.5 m	148.5 m
Number of Modules per Drive	8	12
Number of Glass Facets	224	336
Number of Absorber Tubes (4.1 m)	24	36
Mirror reflectivity	94%	94%
Weight of steel structure and pylons, per m ² aperture area	19.0 kg	18.5 kg

Figura 26. Características del Colector EUROTROUGHMODEL

Fuente: (Michael Geyer, 2002, p. 2)

4.6. COSTE TOTAL

Después de analizar por separado los diferentes costos de los que conforman la central termosolar se puede resumir cada una de las partidas anteriores en un presupuesto total indicativo de lo que cuesta en su conjunto construir este tipo de plantas.

El costo de planta según los fabricantes del *Colector EUROTROUGHMODEL* es 203euros/m².
(Michael Geyer, 2002, p. 3)

El área que se determinó en el software “**Viabilidad de Generación Termosolar**” (Anexo 3) es igual a: 2656.4 m² por lo tanto el costo es igual a:

Costo instalación	652,389.156	EUROS
	780,909.82	USD

Tabla 8. Costo de la Instalación parque termosolar

4.7. COSTO DE OPERACIÓN

Los costos de operación son aquellos que se incurren para la puesta en marcha y funcionamiento del sistema, y estos son:

➤ *Costo por consumo de energía.*

Para el consumo de la energía eléctrica se considera el utilizado por las bombas. La potencia de la bomba es de 1.5 kW (2HP), el funcionamiento promedio diario será de 8 horas, que durante el mes será de 240 horas aproximadamente, analizado estos valores se consumirán unos 360 kWh, el precio del kWh es de 0.0868 ctvs. **(Criollo Cumbe & Pogo Guaman, p. 172)**

CONSUMO DE ENERGÍA			
		Costo Unitario(\$)	Total(\$)
kWh-mes	360	US\$ 0.086	US\$ 30.96
kWh-anual	4320	US\$ 0.086	US\$ 371.52

Tabla 9. Consumo de Energía

➤ *Costo por consumo de diésel por caldera:*

El valor del galón y transporte de diésel es igual a: 0.83 \$/galón.

CONSUMO DE DIESEL MENSUAL EN EL AÑO 2016			
Mes	gal(diésel)	Diario	\$/galón
Enero	5900	196.67	US\$ 4,898.7
Febrero	3800	126.67	US\$ 3,155.08
Marzo	5700	190.00	US\$ 4,732.62
Abril	5800	193.33	US\$ 4,815.65
Mayo	3500	116.67	US\$ 2,905.99
Junio	1700	56.67	US\$ 1,411.48
Julio	630	21.00	US\$ 523.08
Agosto	800	26.67	US\$ 664.23
Septiembre	4100	136.67	US\$ 3,404.16
Octubre	770	25.67	US\$ 639.32
Noviembre	5900	196.67	US\$ 4,898.68
Diciembre	6200	206.67	US\$ 5,147.76
Promedio	3733.33	124.44	
Suma	44800		US\$ 37,196.72

Tabla 10. Costo y consumo de diésel utilizado en el Caldero Principal (mensual y diario) durante el año 2016

Fuente: ElecAustro S.A

4.8. DEPRECIACIÓN

La depreciación es un reconocimiento racional y sistemático del costo de los bienes, distribuido durante su vida útil estimada, con el fin de obtener los recursos necesarios para la reposición de los mismos, de manera que se conserve la capacidad operativa o productiva del proyecto, su distribución debe hacerse empleando los criterios de tiempo y productividad. El método utilizado en este análisis es de la línea recta en el cuál el monto de la depreciación es igual en cada año. **(Criollo Cumbe & Pogo Guaman, p. 172)**

El período de vida útil promedio esperado en el sistema de calentamiento solar es de 20 años.

El valor de salvamento se obtiene mediante el método del valor contable. **(Carvajal, 2016)**

DEPRECIACIÓN			
Inversión	US\$	722,928.06	
Vida útil			20 años
Salvamento	US\$	91,560.55	10 años
	-US\$	55,414.15	

Tabla 11. Depreciación

4.9. ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero, tiene como objetivo brindar información acerca de los resultados de operaciones y flujos de efectivo, los cuales serán útiles a la hora de definir la viabilidad del proyecto, los estados financieros también presentan el resultado de las operaciones del proyecto, tales como; activos, pasivos y capital contable al finalizar el periodo proyectado. **(Criollo Cumbe & Pogo Guaman, p. 174)**

CONSUMO DE DIESEL MENSUAL EN EL AÑO 2016				CONSUMO DE DIESEL MENSUAL EN EL AÑO 2016			
Mes	Gal (diésel)	Diario	\$/galón	Mes	Gal (diésel)	Diario	\$/galón
Enero	5900	196.67	US\$ 4,898.7	Enero	4213.4	140.45	US\$ 3,498.3
Febrero	3800	126.67	US\$ 3,155.08	Febrero	2713.7	90.46	US\$ 2,253.15
Marzo	5700	190.00	US\$ 4,732.62	Marzo	4070.6	135.69	US\$ 3,379.73
Abril	5800	193.33	US\$ 4,815.65	Abril	4142.0	138.07	US\$ 3,439.02
Mayo	3500	116.67	US\$ 2,905.99	Mayo	2499.5	83.32	US\$ 2,075.27
Junio	1700	56.67	US\$ 1,411.48	Junio	1214.0	40.47	US\$ 1,007.99
Julio	630	21.00	US\$ 523.08	Julio	449.9	15.00	US\$ 373.55
Agosto	800	26.67	US\$ 664.23	Agosto	571.3	19.04	US\$ 474.35
Septiembre	4100	136.67	US\$ 3,404.16	Septiembre	2928.0	97.60	US\$ 2,431.03
Octubre	770	25.67	US\$ 639.32	Octubre	549.9	18.33	US\$ 456.56
Noviembre	5900	196.67	US\$ 4,898.68	Noviembre	4213.4	140.45	US\$ 3,498.32
Diciembre	6200	206.67	US\$ 5,147.76	Diciembre	4427.6	147.59	US\$ 3,676.20
Total	44800	124.44	US\$ 37,196.72	Total	31993.3	88.87	US\$ 26,563.5

Tabla 12. Costo Consumo de Diésel. (a) Con un rendimiento del 66.1%, (b) con un rendimiento de 71.41%

Al incrementar el valor de la temperatura de ingreso de agua al caldero se reduce el consumo de diésel en:

$$44800\text{gal} - 31993.3\text{gal} = 12806.7\text{gal}$$

Valor en dólares de ahorro anual por utilizar agua precalentada con el sistema termosolar para producir vapor y llevar ya no desde la temperatura ambiente a vapor sino de una temperatura superior, disminuyendo notablemente el consumo de combustible en la caldera

Valor de ahorro en combustible anual trabajando una hora diaria: \$10633.23

4.10. FLUJO DE CAJA

Constituye uno de los elementos importantes del estudio de un proyecto, debido a los resultados obtenidos en el flujo de caja se evaluará la conveniencia o no de la realización mismo, la información básica para la construcción de un flujo de caja proviene de los estudios de mercado, técnicos, organizacional y también de los cálculos de los beneficios, es necesario, incorporar a la información anterior, datos adicionales relacionados, con los efectos de la depreciación, amortización, valor residual, utilidades y pérdidas. (Criollo Cumbe & Pogo Guaman, p. 175)

FLUJO DE CAJA						
Año	Ahorro	E. Eléctrica	Inversión	Depreciación	Flujo de Caja	Saldo Acumulado
			US\$			US\$
			722,928.06			722,928.06
1	US\$ 10,633.23	US\$ 371.52		-US\$ 55,414.15	US\$ 65,675.86	-US\$ 657,252.21
2	US\$ 10,633.23	US\$ 371.52		-US\$ 55,414.15	US\$ 65,675.86	-US\$ 591,576.35
3	US\$ 10,633.23	US\$ 371.52		-US\$ 55,414.15	US\$ 65,675.86	-US\$ 525,900.49
4	US\$ 10,633.23	US\$ 371.52		-US\$ 55,414.15	US\$ 65,675.86	-US\$ 460,224.64
5	US\$ 10,633.23	US\$ 371.52		-US\$ 55,414.15	US\$ 65,675.86	-US\$ 394,548.78
6	US\$ 10,633.23	US\$ 371.52		-US\$ 55,414.15	US\$ 65,675.86	-US\$ 328,872.92
7	US\$ 10,633.23	US\$ 371.52		-US\$ 55,414.15	US\$ 65,675.86	-US\$ 263,197.07
8	US\$ 10,633.23	US\$ 371.52		-US\$ 55,414.15	US\$ 65,675.86	-US\$ 197,521.21
9	US\$ 10,633.23	US\$ 371.52		-US\$ 55,414.15	US\$ 65,675.86	-US\$ 131,845.35
10	US\$ 10,633.23	US\$ 371.52		-US\$ 55,414.15	US\$ 65,675.86	-US\$ 66,169.50

Tabla 13. Flujo de Caja

4.11. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO.

La evaluación económica del proyecto nos indicará la rentabilidad del mismo, por cual permitirá tomar una decisión sobre si se ejecuta o no, su análisis tiene que basarse en una comparación establecida entre la cantidad que el dinero a invertirse, habría podido llegar a producir con otra alternativa, es decir hay que evaluar la rentabilidad de la inversión al costo de sacrificar las oportunidades de utilizar el dinero para llevar a cabo otras inversiones. **(Criollo Cumbe & Pogo Guaman, p. 176)**

Los criterios a utilizar para la toma de decisiones son:

- Valor actual neto.
- Tasa interna de retorno.
- La relación Beneficio/Costo.

➤ *El Valor actual neto (V.A.N.).*

Es un método que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual mediante una tasa de interés, todos los flujos de caja futuros del proyecto, a este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que la cantidad obtenida es el valor actual neto del proyecto. Para este tipo de proyectos se utiliza la tasa de inflación del Banco Central del Ecuador que corresponde a 7.83 % hasta diciembre de 2017. Por lo tanto, su cálculo se realiza mediante: **(BANCO CENTRAL)**

$$VAN = \frac{Fn}{(1+i)^n} \quad (24)$$

En la siguiente tabla se muestra el VAN calculado para un periodo de 10 años:

➤ *La Tasa interna de retorno (T.I.R.).*

Indica la tasa de interés para la cual el proyecto será aceptable, por lo tanto mide la rentabilidad del dinero mantenido dentro del proyecto.

Para el cálculo del TIR se ha determinado la inversión inicial del proyecto y los flujos de efectivo para cada uno de los periodos que dura el proyecto. Por lo tanto la tasa de interés de oportunidad, se obtiene despejando de la siguiente ecuación: **(Guzman C. A., 2009, p. 309)**

$$VAN = 0 = \frac{Fn}{(1+i)^n} \quad (25)$$

➤ **Relación beneficio costo (B/C)**

Es un método cuantitativo cuyo objetivo es determinar si los beneficios obtenidos superan sus costos y en qué cantidad.

La razón B/C es el indicador que se obtiene dividiendo el valor actual de los beneficios brutos y el valor actual de los costos, teniéndose para el proyecto una relación B/C de: **(Guzman C. A., 2009, p. 309)**

RELACIÓN COSTO BENEFICIO		
Año	VAN	B/C
1	60906.85	0.015
2	56484.14	-0.016
3	52382.59	-0.018
4	48578.86	-0.020
5	45051.34	-0.023
6	41779.97	-0.027
7	38746.15	-0.032
8	35932.62	-0.040
9	33323.40	-0.054
10	30903.64	-0.081
Inversión	-722928.06	
Promedio	-US\$25,348.95	-0.030
Actual	-US\$1,240,069.75	0.092<1
TIR	-8%	

Tabla 14. Relación Costo Beneficio

- Cuando el VAN > 0 se dice que el proyecto es rentable
- Para el proyecto se obtiene un TIR del -8%,
- Cuando la relación B/C (1, 7977) > 1 el Proyecto es rentable.

De acuerdo a los indicadores anteriores se establece que el proyecto no es rentable

4.12. LCOE

Para calcular el LCOE son necesarios los siguientes datos:

$$LCOE = \frac{Inv + \sum_{t=1}^n \frac{Mt}{(1 + TIR)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1 + TIR)^t}} \quad (26)$$

VALORES PARA CÁLCULO LCOE		
Inversión	722,928.06	\$
Coste de Mantenimiento	7229.280616	\$
TIR	0.08	
Energía Anual kWh	228000	kWh
Vida Útil(n)	20	años
LCOE	31.19	\$/kWh

Tabla 15.LCOE

El valor de LCOE es demasiado alto, debido a que las horas de funcionamiento de la central es baja, el valor es rentable si la central funciona más tiempo.

4.13. COSTOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA EN LA CENTRAL EL DESCANSO.

Los costos de producción de energía eléctrica en el mes de noviembre de 2017 en la central El Descanso.

El costo de producción de energía eléctrica en el mes de noviembre de 2017 es de:

$$\text{Costo de producción de energía} = \text{Maquina 1} + \text{Maquina 2} + \text{Maquina 3} + \text{Maquina 4}$$

$$\text{Costo de producción de energía} = 0.037997 + 0.038272 + 0.039514 + 0.039226$$

$$\text{Costo de producción de energía} = 0.155 \text{ ctvs} * \text{kWh}$$

CONCLUSIONES

Debido a que la demanda de hoy en día en el país es suplida por las centrales hidroeléctricas, la central El Descanso ha dejado de producir energía en gran cantidad, al punto de llegar a trabajar unas cuantas horas al año.

Si la demanda de energía se incrementaría en Ecuador sería una buena opción la puesta en marcha de la generación de vapor a través de los CCP, para precalentar el agua del caldero principal, pues el mismo al entrar a trabajar un mayor número de veces al día, se volvería rentable debido a que el consumo de diésel y por ende el gasto de dinero se ve también reducido.

En los aceites sintéticos es importante a la hora de elegir, tener en cuenta su punto de congelación ya que esta característica será de gran importancia al momento de la puesta en funcionamiento, pues podría ocasionar problema si su punto de congelamiento es demasiado bajo por ejemplo, 12 grados, esto conlleva que el aceite se podría congelar en el interior de la tubería.

Adecuarse a la infraestructura, equipos e instalaciones existentes sin que esto implique alterar de alguna manera el normal funcionamiento del sistema, y las medidas de seguridad necesarias.

El ahorro se da fundamentalmente en el combustible que consume la caldera ya que hasta el año 2016 se tenía un consumo de aproximadamente 124.44 galones diarios de diésel, para que la caldera lleve de la temperatura ambiente de agua a vapor saturado de agua. Con la implementación de nuestro sistema propuesto se reduce el salto térmico en la caldera ya que el agua estaría precalentada para ingresar a la misma.

ANEXOS

ANEXO I. VALORES DE RADIACIÓN GLOBAL

SRDIFAVG1H	SRDIFMAX1H	SRDIFMIN1H	SRDIFSUM1H	SRGLOAVG1H	SRGLOMAX1H	SRGLOMIN1H	SRGLOSUM1H	R.DIRECTA(MAX)	R.DIRECTA(PRO)	V.max R. Directa	V.promedio R. Directa
0	0	0	0	0	0	0	0			1159	994.499
0	0	0	0	0	0	0	0				
0	0	0	0	0	0	0	0				
0	0	0	0	0	0	0	0				
0	0	0	0	0	0	0	0				
0	0	0	0	0	0	0	0				
39	198	0	2351	44	224	0	2629				
210	392	91	12586	264	548	108	15860				
255	387	164	15315	487	717	226	29230				
350	480	256	20995	658	1046	280	39500				
328	440	229	19692	863	1419	305	51805				
382	489	259	22942	633	1512	284	37951				
251	423	113	15069	1005	1554	210	60274				
116	230	77	6978	1036	1222	260	62168				
105	136	87	6299	897	1013	180	53792				
88	131	67	5260	667	855	143	40043				
58	78	43	3498	466	609	340	27987				
34	56	14	2068	104	338	15	6256				
4	15	0	249	4	16	0	264				
0	0	0	0	0	0	0	0				
0	0	0	0	0	0	0	0				
0	0	0	0	0	0	0	0				
0	0	0	0	0	0	0	0				
0	0	0	0	0	0	0	0				
170.8	265.8	107.7	10254.0	548.3	851.8	180.8	32904.5	586	377.5384615		
382.0	489.0	259.0	22942.0	1036.0	1554.0	340.0	62168.0	1065	654		
4.0	15.0	0.0	249.0	4.0	16.0	0.0	264.0	1	0		

ANEXO 2. VALOR DE TEMPERATURA RECOMENDADO

CAPITULO 2

agua a temperaturas menores de 170°F (77°C), se disminuye la temperatura de los gases de combustión hasta el punto en que el vapor de agua se condensa. Esto produce corrosión en la caldera y en el conducto de la chimenea.

Este problema de la condensación es más severo en una unidad que opera intermitentemente y que sea de tamaño exagerado para la carga actual. Esto no es un asunto que pueda controlarse con el diseño de la caldera, ya que una caldera eficiente extrae todo el calor posible de los gases de combustión. Sin embargo, este problema puede minimizarse manteniendo la temperatura del agua de la caldera arriba de 170°F (77°C).

Otra razón para mantener la temperatura del agua de la caldera arriba de 170°F (77°C), es proporcionar suficiente temperatura "por encima del nivel mínimo" cuando se va a calentar aceite combustible N° 6 a la temperatura de atomizado adecuado por el agua de la caldera en un precalentador de aceite tipo de seguridad. [El precalentador eléctrico en la caldera debe proveer calor adicional al aceite si la temperatura del agua de la caldera no se mantiene arriba de 200°F (93°C).]

NOTA: Si la temperatura del agua de operación que va al sistema es menor de 170°F (77°C), la temperatura del agua en la caldera deberá ser de 170°F (77°C) como mínimo [200°F (93°C) si se usa para precalentar aceite N° 6] y se deberán usar las válvulas mezcladoras para evitar daño al equipo.

Reemplazo Rápido del Agua de la Caldera — La disposición del sistema y los controles deberán arreglarse de tal forma que se evite la posibilidad de bombear grandes cantidades de agua fría dentro de una caldera caliente, lo que causaría choques o fatigas térmicas. No puede darse una fórmula o "número mágico", pero deberá tenerse en cuenta que agua a 200°F ó 240°F (93°C ó 115°C) en una caldera no puede reponerse completamente con agua de 80°F (27°C) en unos cuantos minutos sin causar fatiga térmica. Esto se aplica tanto a periodos de "operación normal" como durante el arranque inicial.

En algunos sistemas, este problema puede evitarse teniendo la bomba de circulación entrelazada con el quemador de manera que el quemador no pueda operar a menos que esté funcionando la bomba de circulación.

Cuando se usan bombas individuales de circulación, se recomienda que se mantengan funcionando — aunque no se requiera el uso de agua caliente. De esta manera, la válvula de desahogo o válvula de paso permitirá circulación continua a través de la caldera y

EL RECIPIENTE DE PRESION

ayudará a evitar el reemplazo rápido del agua de la caldera con agua de zona "fría".

Flujo Continuo a Través de la Caldera — El sistema deberá estar conectado y los controles deberán estar arreglados de tal manera que haya circulación de agua en toda la caldera bajo cualquier condición de operación. Las válvulas de tres pasos y los controles del sistema deberán inspeccionarse para asegurarse que no haya desvíos en el sistema. La circulación constante a través de la caldera elimina la posibilidad de estratificación dentro de la unidad y produce mayor uniformidad en las temperaturas del agua en el sistema.

Una medida práctica que puede usarse para determinar la capacidad de flujo continuo mínimo a través de la caldera bajo todas condiciones de operación es la de 1/2 a 1 GPM (0,03 a 0,06 litros por segundo) por cada HP de la caldera.

El operador deberá determinar que existe flujo de agua a través de la caldera antes del encendido inicial o encendido de nuevo después que se haya drenado la caldera.

Circulación de Agua

El cuadro en la Fig. 2-1 muestra la capacidad de circulación máxima de agua en la caldera en galones por minuto (litros por segundo) en relación a la energía de salida total de la caldera y a la caída de temperatura del sistema.

Instalaciones de Calderas Múltiples — Cuando se usan calderas múltiples de igual o desigual tamaño, se debe tener cuidado en asegurar el flujo adecuado o proporcional a través de las calderas. Esto se puede lograr mejor con el uso de llaves de paso balanceadoras e indicadores en las líneas de suministro de cada caldera; Si se usan llaves de paso balanceadoras o placas con orificio, el dispositivo balanceador debe admitir una caída de presión significativa (p. ej., 3-5 psi) para lograr este propósito.

Si no se tiene cuidado en asegurar el flujo adecuado o proporcional a través de las calderas, esto podría ocasionar grandes variaciones en las relaciones de encendido entre las calderas.

En casos extremos, una caldera puede estar en posición de "alta alimentación" y la otra caldera o calderas pueden estar en "reposo". El resultado neto sería que la temperatura principal de agua del sistema no estaría en el punto deseado. Esto es una consideración importante en la instalación de calderas múltiples.

Caída de Presión en la Caldera — Toda caldera corriente de Cleaver-Brooks que opere en cualquier

ANEXO 3. VIABILIDAD DE GENERACIÓN TERMO-SOLAR

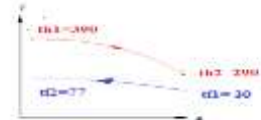
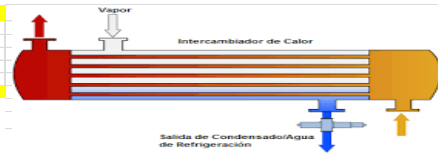
EFICIENCIA DEL CALDERO										
Tipo de combustible que utiliza el Caldero: Diesel 2										
Características técnicas del Diesel 2	Consumo(gal/h)*HP	Consumo(gal/h)*125	Consumo(kg/h)	Poder Calorífico(kcal/h)	P.C. promedio(kcal/h)	P.C. promedio(kj/kg)				
	0.3	37.5	382.820925	8500	10500	9500	39774.58279			
Datos de funcionamiento de la Caldera										
Parametros										
Presión (PSI)	50									
Potencia caldero(Hp)	125									
Temperatura de ingreso de H2O a la caldera(°C)	77									
Horas de funcionamiento(h)	2.77									
						Nomograma	4000			
Presión	PSI	PSIG	POTENCIA(Hp)	Temperatura(F)	Factor de Corrección	lb vapor/hora	kg/h	masa vapor H2O(kg)	Entalpia(BTU/lb)	Entalpia(KJ/kg)
Presión encendido	75	60.3	125	170.6	0.934	4027.875	1826.70	5059.96	923.9	2148.9914
				Energía por turno	Energía por turno(KJ)	Energía por turno(KWh)				
				masa vapor (kg)*Entalpia(KJ/kg)	10873812.4248	3020.51				
Rendimiento de la Caldera:										
		n ^s = Energía absorbida por el agua/vapor * 100								
		Energía suministrada por el combustible								
		n ^s = 71.84 %								



FIGURA 2.1
NOMOGRAMA PARA LA CONVERSION hp - lb/hr



CALCULO DEL FLUJO MÁSICO EN EL INTERCAMBIADOR DE CALOR				GRADOS	
DATOS				C	F
Temp. ACEITE				77	170.6
Th1(°C)	390				
Th2(°C)	290				
Tf1	30				
Tf2	77				
Comentarios					
Th.medio(°C)=		340	644	Temperatura promedio del aceite en el intercambiador de calor	
Tf.medio(°C)=		53.5	128.3	Temperatura promedio de H2O en el intercambiador de calor	
CALOR ESPECIFICO					
Cph	12.3	kJ/Kg*°C		Calor específico del aceite	
CALOR ESPECIFICO					
Cpf	4.179	kJ/Kg*°C		El calor específico obtenemos del siguiente: NOMOGRAMA	
BALANCE DE ENERGIA					
mf=	4.5 kg/s			Flujo másico del agua de ingreso a la caldera	
mh=	mf*c _p f(Tf1-Tf2)				
mh=	c _p h(th1-th2)	1.46 kg/s		Flujo másico del aceite	
TEMPERATURA MEDIA LOGARITMICA					
ΔTm=	Th1-Tf2-(Th2-Tf1)				
	ln (Th1-Tf2)/(Th2-Tf1)				
ΔTm=	269.42 °C				
Cp=	5.024 kJ/kg*°C			Calor específico se obtiene del nomograma	



FLUJO DE CALOR EN EL SISTEMA

$$q = m \cdot c_p \cdot (T_2 - T_1)$$

$q =$	1,062.58	KW
-------	----------	----

perdidas 5%

Perdidas de calor del intercambiador al ambiente

$q =$	1,009.45	KW
-------	----------	----

POTENCIA DEL CAMPO DE CONCENTRACION SOLAR

$n =$ 38%

Rendimiento del ciclo de ranking

$$P_d = \frac{q}{n}$$

$P_d =$	2,656.44	kW
---------	----------	----

CAUDAL POR FILA DE ACEITE EL COLECTOR CILINDRO PARABÓLICO

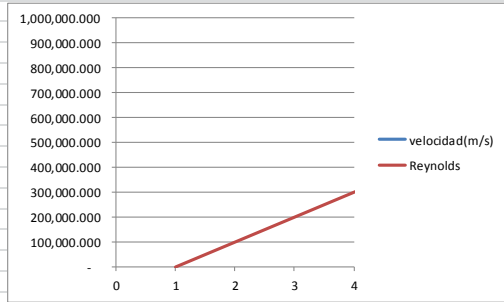
formula 1

ρ kg	771.81
m ³	

formula 2

u=	0.000185	0.0001
D=	0.065	
Re=	$\frac{V \cdot D \cdot \rho}{u}$	
V=	$\frac{Re \cdot u}{D \cdot \rho}$	

Reynolds	velocidad(m/s)
0	-
100000	0.37
200000	0.40
300000	0.60
400000	0.80
500000	1.00
600000	1.20
700000	1.40
800000	1.59
900000	1.79
1000000	1.99
1500000	2.99



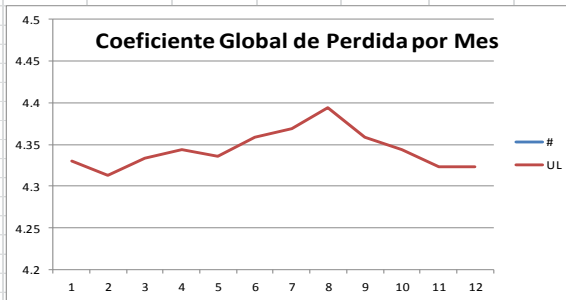
CAUDAL MASICO

$m = V \cdot st \cdot \rho$	
m=	5.12 kg/s

PERDIDAS TERMICAS EN EL COLECTOR

DATOS	
a=	2.9
b=	-0.0164
c=	0.000065
Tamb=	Se toma los datos de temperatura de la estación meteorologica de la empresa ELECAUSTRO
Th_promedio	340 grados

#	Tamb	UL
1	19.1	4.33
2	19.8	4.31
3	19	4.33
4	18.6	4.34
5	18.9	4.34
6	18	4.36
7	17.6	4.37
8	16.6	4.39
9	18	4.36
10	18.6	4.34
11	19.4	4.32
12	19.4	4.32
	18.583	



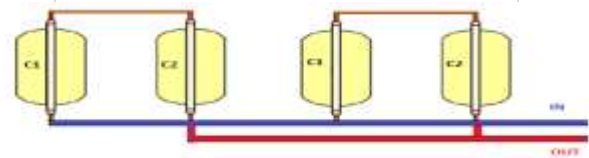
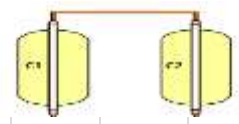
PERDIDAS TERMICAS DEL COLECTOR EN W

DATOS	
Perimetro tubo=	0.219 m
longitud=	100 m
Ulabs=	4.34 W/m ²
Aabs=	21.9 m ²
Qloss=	30,576.67 W
	30.58 kW

POTENCIA SOLAR EN EL COLECTOR			
DATOS			
Ac=	817.5	m ²	
I=	1150	Wh/m ² dia	VALORES DE IRRADIANCIA
cos(θ)=	0.9972	θ, ángulo de inclinación del colector solar	
η _{opt} =	0.8566	rendimiento óptico	
K=	0.9992	ángulo de incidencia	
Fe=	0.9800	factor de ensuciamiento	
η _{th} =	0.9600	rendimiento térmico	
P _{util} =	754898.65	w	
P _{util} =	729.93	kW	
TEMPERATURA DE SALIDA ACEITE			
Q _{util} =	699.36	KW	
m=	5.12	Kg/s	
Formula			
	0,0014T _{out} +1,479T _{out} -683.18391=0		
		a	b
		0.0014	1.479
		c	-683.18391
X1=	347.57		Respuesta
X2=	0.00068124		
VARIACION DE TEMPERATURA EN EL COLECTOR			
T _{cot} =	347.57	°C	Temp. CCP
T _{sal} =	57.57	°C	

ANEXO 10. NUMERO DE COLECTORES POR FILA

NUMERO DE COLECTORES POR FILA			
FORMULA			
$\Delta T =$	100		
$N_{col} =$	1.7	2	Este valor tiene que ser un entero necesariamente
CAUDAL DE ACEITE			
caudal de aceite	5.12	kg/s	
NUMERO DE LAZOS Y AREA DE LA PLANTA TERMoeLECTRICA			
POTENCIA UTIL C/F=	1,267.90	KW	Potencia en el campo de concentración
Nlazos=	2.10		
CALCULO DEL AREA			
FORMULA			
SM=	1		Multiplo solar
Pr=	2,656.44	KW	
RECALCULO DE LAZOS			
Nlazos=	2		
area CCP=	817.5	m ²	Area del colector cilindro parabolico
Area=	2,975.12	m ²	
ANALISIS DE EFICIENCIA EN EL CAMPO DE CONCENTRACION SOLAR			
Fe=	0.98		
$\eta_{opt} =$	0.8566		
$k(\theta) =$	0.9992		
$\eta_{th} =$	0.96		
nsol=	0.8052		
nsol=	80.52%		



APÉNDICES

APÉNDICE A

CAPÍTULO 2

agua a temperaturas menores de 170°F (77°C), se disminuya la temperatura de los gases de combustión hasta el punto en que el vapor de agua se condensa. Esto produce corrosión en la caldera y en el conducto de la chimenea.

Este problema de la condensación es más severo en una unidad que opera intermitentemente y que sea de tamaño exagerado para la carga actual. Esto no es un asunto que pueda controlarse con el diseño de la caldera, ya que una caldera eficiente extrae todo el calor posible de los gases de combustión. Sin embargo, este problema puede minimizarse manteniendo la temperatura del agua de la caldera arriba de 170°F (77°C).

Otra razón para mantener la temperatura del agua de la caldera arriba de 170°F (77°C), es proporcionar suficiente temperatura "por encima del nivel mínimo" cuando se va a calentar aceite combustible N° 6 a la temperatura de atomizado adecuado por el agua de la caldera en un precalentador de aceite tipo de seguridad. [El precalentador eléctrico en la caldera debe proveer calor adicional al aceite si la temperatura del agua de la caldera no se mantiene arriba de 200°F (93°C).]

NOTA: Si la temperatura del agua de operación que va al sistema es menor de 170°F (77°C), la temperatura del agua en la caldera deberá ser de 170°F (77°C) como mínimo [200°F (93°C) si se usa para precalentar aceite N° 6] y se deberán usar las válvulas mezcladoras para evitar daño al equipo.

Reemplazo Rápido del Agua de la Caldera — La disposición del sistema y los controles deberán arreglarse de tal forma que se evite la posibilidad de bombear grandes cantidades de agua fría dentro de una caldera caliente, lo que causaría choques o fatigas térmicas. No puede darse una fórmula o "número mágico", pero deberá tenerse en cuenta que agua a 200°F ó 240°F (93°C ó 115°C) en una caldera no puede reponerse completamente con agua de 80°F (27°C) en unos cuantos minutos sin causar fatiga térmica. Esto se aplica tanto a períodos de "operación normal" como durante el arranque inicial.

En algunos sistemas, este problema puede evitarse teniendo la bomba de circulación entrelazada con el quemador de manera que el quemador no pueda operar a menos que esté funcionando la bomba de circulación.

Cuando se usan bombas individuales de circulación, se recomienda que se mantengan funcionando — aunque no se requiera el uso de agua caliente. De esta manera, la válvula de desahogo o válvula de paso permitirá circulación continua a través de la caldera y

EL RECIPIENTE DE PRESION

ayudará a evitar el reemplazo rápido del agua de la caldera con agua de zona "fría".

Flujo Continuo a Través de la Caldera — El sistema deberá estar conectado y los controles deberán estar arreglados de tal manera que haya circulación de agua en toda la caldera bajo cualquier condición de operación. Las válvulas de tres pasos y los controles del sistema deberán inspeccionarse para asegurarse que no haya desvíos en el sistema. La circulación constante a través de la caldera elimina la posibilidad de estratificación dentro de la unidad y produce mayor uniformidad en las temperaturas del agua en el sistema.

Una medida práctica que puede usarse para determinar la capacidad de flujo continuo mínimo a través de la caldera bajo todas condiciones de operación es la de 1/2 a 1 GPM (0,03 a 0,06 litros por segundo) por cada HP de la caldera.

El operador deberá determinar que existe flujo de agua a través de la caldera antes del encendido inicial o encendido de nuevo después que se haya drenado la caldera.

Circulación de Agua

El cuadro en la Fig. 2-1 muestra la capacidad de circulación máxima de agua en la caldera en galones por minuto (litros por segundo) en relación a la energía de salida total de la caldera y a la caída de temperatura del sistema.

Instalaciones de Calderas Múltiples — Cuando se usan calderas múltiples de igual o desigual tamaño, se debe tener cuidado en asegurar el flujo adecuado o proporcional a través de las calderas. Esto se puede lograr mejor con el uso de llaves de paso balanceadoras e indicadores en las líneas de suministro de cada caldera. Si se usan llaves de paso balanceadoras o placas con orificio, el dispositivo balanceador debe admitir una caída de presión significativa (p. ej., 3-5 psi) para lograr este propósito.

Si no se tiene cuidado en asegurar el flujo adecuado o proporcional a través de las calderas, esto podría ocasionar grandes variaciones en las relaciones de encendido entre las calderas.

En casos extremos, una caldera puede estar en posición de "alta alimentación" y la otra caldera o calderas pueden estar en "reposo". El resultado neto sería que la temperatura principal de agua del sistema no estaría en el punto deseado. Esto es una consideración importante en la instalación de calderas múltiples.

Caída de Presión en la Caldera — Toda caldera corriente de Cleaver-Brooks que opere en cualquier

APÉNDICE B

Otro parámetro que se tomará como base en el diseño, es la temperatura de entrada y salida del campo de concentración solar, conociendo que la temperatura máxima de trabajo del aceite es 400 °C, la temperatura de salida del campo deberá ser menor a este valor y se lo planteará en 390 °C, evitando así, que el aceite pierda viscosidad y sus propiedades óptimas de trabajo. La temperatura del aceite siempre deberá trabajar bajo sus límites de operación permitidos, además en este tipo de centrales existe cierta cantidad de pérdidas de aceite por fugas, las cuales deberán ser solventadas con la reposición de nuevo aceite, el mismo que ingresará al circuito del fluido del aceite con una temperatura menor, y en un proceso interno se realizará la transferencia de calor entre el aceite y el nuevo aceite suministrado, lo que hace que la temperatura de 390 °C sea una referencia para el funcionamiento de la planta.

La temperatura que sale desde el campo de concentración solar a través del fluido se la denomina foco caliente, el foco frío se denomina a la temperatura que regresa al campo de concentración solar después de haber pasado por el bloque de transferencia de calor.

Existe un salto térmico de 100 grados centígrados entre el foco caliente y el foco frío, característico del ciclo Rankine, este valor se lo tomará con respecto al anexo 3 en el cual se aprecia un salto térmico característico para este tipo de centrales desde una visión global.

APÉNDICE C

Temperature °C	Density kg/m ³	Thermal Conductivity W/m.K	Heat Capacity kJ/kg.K	Viscosity		Vapour pressure (absolute) kPa*	Enthalpy kJ/kg	Latent Heat vap. kJ/kg
				Dynamic mPa.s	Kinematic mm ² /s**			
12	1071	0,137	1,523	5,48	5,12	-	0	419,0
20	1064	0,136	1,546	4,29	4,03	-	12,3	414,7
30	1056	0,135	1,575	3,28	3,10	-	27,9	409,3
40	1048	0,134	1,604	2,60	2,48	-	43,8	403,9
50	1040	0,133	1,633	2,12	2,03	-	60,0	398,6
60	1032	0,132	1,662	1,761	1,707	-	76,4	393,3
70	1024	0,131	1,690	1,492	1,458	-	93,2	388,1
80	1015	0,130	1,719	1,284	1,265	-	110,3	382,9
90	1007	0,129	1,747	1,119	1,111	-	127,6	377,8
100	999	0,128	1,775	0,985	0,986	0,5	145,2	372,7
110	991	0,126	1,803	0,875	0,884	0,8	163,1	367,6
120	982	0,125	1,831	0,784	0,798	1	181,3	362,6
130	974	0,124	1,858	0,707	0,726	2	199,7	357,5
140	965	0,123	1,886	0,642	0,665	3	218,4	352,6
150	957	0,121	1,913	0,585	0,612	5	237,4	347,6
160	948	0,120	1,940	0,537	0,566	7	256,7	342,7
170	940	0,118	1,968	0,494	0,526	9	276,2	337,7
180	931	0,117	1,995	0,457	0,491	13	296,0	332,8
190	922	0,115	2,021	0,424	0,460	18	316,1	327,9
200	913	0,114	2,048	0,395	0,432	24	336,5	323,0
210	904	0,112	2,075	0,368	0,407	32	357,1	318,0
220	895	0,111	2,101	0,345	0,385	42	378,0	313,0
230	886	0,109	2,128	0,324	0,366	54	399,1	308,0
240	877	0,107	2,154	0,305	0,348	68	420,5	303,0
250	867	0,106	2,181	0,288	0,332	86	442,2	297,9
260	857	0,104	2,207	0,272	0,317	108	464,1	292,7
270	848	0,102	2,234	0,258	0,304	133	486,3	287,5
280	838	0,100	2,260	0,244	0,292	163	508,8	282,2
290	828	0,098	2,287	0,232	0,281	198	531,6	276,8
300	817	0,096	2,314	0,221	0,271	239	554,6	271,2
310	806	0,095	2,341	0,211	0,262	286	577,8	265,6
320	796	0,093	2,369	0,202	0,254	340	601,4	259,7
330	784	0,091	2,397	0,193	0,246	401	625,2	253,8
340	773	0,089	2,425	0,185	0,239	470	649,3	247,6
350	761	0,086	2,454	0,177	0,233	548	673,7	241,3
360	749	0,084	2,485	0,170	0,227	635	698,4	234,7
370	736	0,082	2,517	0,164	0,222	732	723,4	227,8
380	723	0,080	2,551	0,158	0,218	840	748,8	220,7
390	709	0,078	2,588	0,152	0,214	959	774,4	213,2
400	694	0,076	2,628	0,146	0,211	1090	800,5	205,3
410	679	0,073	2,674	0,141	0,208	1230	827,0	197,0
420	662	0,071	2,729	0,137	0,206	1390	854,0	188,0
425	654	0,070	2,760	0,134	0,205	1470	867,7	183,3

* 1 bar = 100 MPa. ** 1 mm² = 10⁻⁶ m²

APÉNDICE D

Tabla A-5 Propiedades del agua (líquido saturado)*

°F	°C	c_p , kJ/kg·°C	ρ , kg/m ³	μ , kg/m·s	k , W/m·°C	Pr	$\frac{g\beta\rho^2c_p}{\mu k}$, 1/m ³ ·°C
32	0	4.225	999.8	1.79×10^{-3}	0.566	13.25	1.91×10^9
40	4.44	4.208	999.8	1.55	0.575	11.35	6.34×10^8
50	10	4.195	999.2	1.31	0.585	9.40	1.08×10^9
60	15.56	4.180	998.0	1.12	0.595	7.88	1.46×10^9
70	21.11	4.179	997.4	9.8×10^{-4}	0.604	6.78	1.91×10^9
80	26.67	4.179	995.8	8.6	0.614	5.85	2.48×10^9
90	32.22	4.174	994.9	7.65	0.623	5.12	3.3×10^9
100	37.78	4.174	993.0	6.82	0.630	4.53	4.19×10^9
110	43.33	4.174	990.6	6.16	0.637	4.04	4.89×10^9
120	48.89	4.174	988.8	5.62	0.644	3.64	5.66×10^9
130	54.44	4.179	985.7	5.13	0.649	3.30	6.48×10^9
140	60	4.179	983.3	4.71	0.654	3.01	7.62×10^9
150	65.55	4.183	980.3	4.3	0.659	2.73	8.84×10^9
160	71.11	4.186	977.3	4.01	0.665	2.53	9.85×10^9
170	76.67	4.191	973.7	3.72	0.668	2.33	1.09×10^{10}
180	82.22	4.195	970.2	3.47	0.673	2.16	
190	87.78	4.199	966.7	3.27	0.675	2.03	
200	93.33	4.204	963.2	3.06	0.678	1.90	
220	104.4	4.216	955.1	2.67	0.684	1.66	
240	115.6	4.229	946.7	2.44	0.685	1.51	
260	126.7	4.250	937.2	2.19	0.685	1.36	
280	137.8	4.271	926.1	1.98	0.685	1.24	
300	148.9	4.296	915.0	1.86	0.684	1.17	
350	176.7	4.371	890.4	1.57	0.677	1.02	
400	204.4	4.467	859.4	1.36	0.665	1.00	
450	232.2	4.585	825.7	1.20	0.646	0.85	
500	260	4.731	785.2	1.07	0.616	0.83	
550	287.7	5.024	735.5	9.54×10^{-3}			
600	315.6	5.703	678.7	8.68			

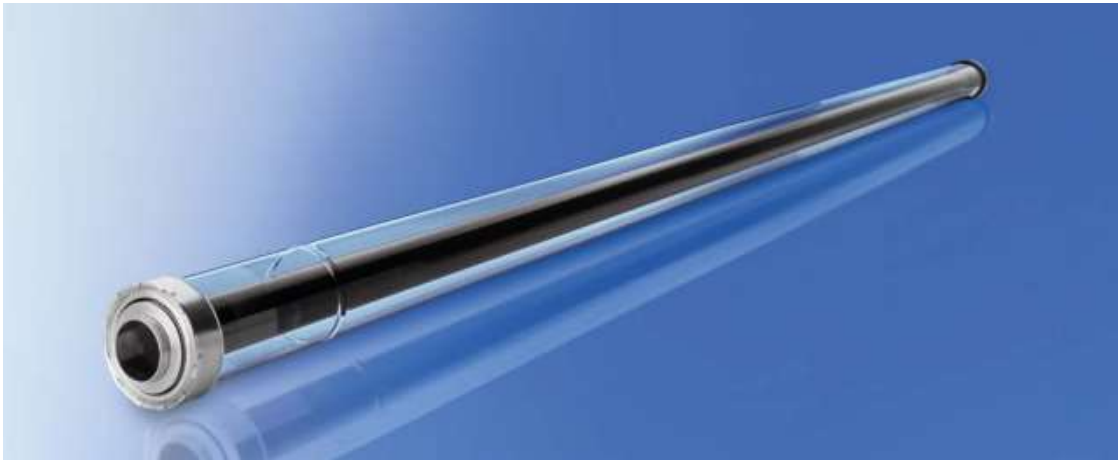
* Adaptado de A. J. Brown y S. M. Marco, "Introduction to Heat Transfer," 3a. Ed., McGraw-Hill Book Company, New York, 1958.

APÉNDICE E

Apariencia	Líquido claro	amarillo
Composición	Mezcla	de
	hidrocarburos sintéticos	
Temperatura máxima a granel	290 ° C (550 ° F)	
Temperatura de uso máxima extendida	315 ° C (600 ° F)	
Temperatura máxima de la película	335 ° C (635 ° F)	
Punto de ebullición normal	351 ° C (664 ° F)	
Capacidad de bombeo, a 300 mm² / s (cSt)	-8 ° C (17 ° F)	
Capacidad de bombeo, a 2000 mm² / s (cSt)	-28 ° C (-18 ° F)	
Punto de inflamación, COC (ASTM D-92)	177 ° C (350 ° F)	
Temperatura de auto ignición (ASTM E-659)	343 ° C (650 ° F)	
Temperatura de auto ignición (DIN 51794)	366 ° C (691 ° F)	
Punto de fluidez (ISO 3016)	-54 ° C (-65 ° F)	
Temperatura mínima del líquido para un flujo turbulento totalmente desarrollado (N_{Re} > 10000)		
10 pies / s, tubo de 1 pulgada (tubo de 3,048 m / s, 2,54 cm)	67 ° C (152 ° F)	
20 pies / s, tubo de 1 pulgada (6.096 m / s, tubo de 2,54 cm)	45 ° C (114 ° F)	
Temperatura mínima del líquido para el flujo de la región de transición, (N_{Re} > 2000)		
10 pies / s, tubo de 1 pulgada (tubo de 3,048 m / s, 2,54 cm)	24 ° C (75 ° F)	
20 pies / s, tubo de 1 pulgada (6.096 m / s, tubo de 2,54 cm)	11 ° C (52 ° F)	
Calor de vaporización a máx. Temperatura de uso	228 kJ / kg (98,1 Btu / lb)	
Viscosidad cinemática a 100 ° C (ASTM D-445)	3,52 mm ² / s (cSt)	
Viscosidad cinemática a 40 ° C (ASTM D-445)	19,0 mm ² / s (cSt)	
Densidad del líquido a 25 ° C (ASTM D-4052)	868 kg / m ³ (7,25 lb / gal)	
Peso molecular medio	320	
Temperatura pseudocrítica	512 ° C (953 ° F)	
Presión pseudocrítica	13,2 bar (191 psia)	
Densidad pseudocrítica	258 kg / m ³ (16,1 lb / ft ³)	
Corrosión del cobre (ASTM D-130)	<< 1a	
Contenido de humedad máximo (ASTM E-203)	150 ppm	
Constante dieléctrica a 23 ° C (ASTM D-924)	2,23	

APÉNDICE F

Receptores SCHOTT PTR ® 70



Diseñado para la rentabilidad máxima de la planta de energía SCHOTT Solar CSP introduce la 4ª generación de receptores, que se beneficia de la experiencia de más de 1 Millón de Receptores instalados en más de 50 proyectos CSP en todo el mundo. La nueva generación SCHOTT PTR ® 70 vuelve a establecer el punto de referencia En el rendimiento del producto y proporciona una durabilidad y vida útil superiores del producto. El SCHOTT PTR ® 70 está diseñado para su uso en centrales eléctricas de última generación que funcionan con fluidos de transferencia de calor a base de aceite en Temperaturas de hasta 400 ° C.

APÉNDICE G

Rendimiento estable	Mayor eficiencia A través de una baja pérdida de calor	Manejo mejorado Y robustez
Las propiedades ópticas del ab- El revestimiento sorbérico son cruciales Rendimiento del campo del colector. SCHOTT Solar CSP ha desarrollado Y patentó el revestimiento del absorbedor. Con ópticas ópticas y térmicas Valores para un rendimiento a largo plazo estabilidad.	Un nuevo diseño de extremo receptor Un innovador escudo térmico interno Que minimiza las pérdidas de calor y Mejora la eficiencia de la receptor.	El receptor de 4.ª generación es sig- Más ligero y está equipado con Con una tapa protectora en el receptor Termina Impide el impacto mecánico A las partes sensibles durante el montaje, La instalación y el funcionamiento, Demostrando la ejecución del proyecto.

Validado el mejor rendimiento de su clase

Según las mediciones en el DLR (Centro Aeroespacial Alemán) Quarz, el receptor SCHOTT de 4ª generación muestra un Rendimiento óptico 6% por encima del estándar de la industria. Las mediciones de pérdida de calor realizadas en una prueba de round robin realizada por SCHOTT Solar CSP en cooperación con NREL (US National Renewable Energy Laboratory) y DLR confirmaron una pérdida de calor de menos de 250 W / m a temperaturas de trabajo (400 ° C)

Especificación técnica	Especificación	Las pérdidas térmicas			
		250	300	350	400
Componentes					
Dimensión	<ul style="list-style-type: none"> Longitud: 4060 mm a 20 ° C ambiente Temperatura (159,8 pulgadas a 68 ° F) Longitud de apertura: > 96.7% de la longitud total 				
Amortiguador	<ul style="list-style-type: none"> diámetro externo: 70 mm / 2.75 pulgadas acero: DIN 1.4541 o similar absorción solar: <ul style="list-style-type: none"> $A_{\text{a}} \geq 95,5\%$ $A_{\text{tr}} \geq 96\%$ Emisión térmica: $\epsilon \leq 9,5\%$ 				
Sobre de vidrio	<ul style="list-style-type: none"> Vidrio de borosilicato diámetro exterior: 125 mm / 4.9 pulgadas revestimiento antirreflectante transmitancia solar: $\tau \geq 97\%$ 	250	300	350	400
Las pérdidas térmicas	<ul style="list-style-type: none"> junto con SCHOTT Solar CSP Escudos patentados $< 250 \text{ W / m (@ } 400^{\circ}\text{C)}$ $< 165 \text{ W / m (@ } 350^{\circ}\text{C)}$ $< 110 \text{ W / m (@ } 300^{\circ}\text{C)}$ $< 70 \text{ W / m (@ } 250^{\circ}\text{C)}$ 				
Vacio	<ul style="list-style-type: none"> Presión de gas residual: $\leq 10^{-4}$ mbar 				
Fluido de transferencia de calor	<ul style="list-style-type: none"> aceite térmico no corrosivo con una Presión parcial del hidrógeno disuelto de $P_{\text{H}_2} \leq 30 \text{ Pa}$ 				
Presión de servicio	<ul style="list-style-type: none"> $\leq 41 \text{ bar (absoluto)}$ 				

Propiedades de agua y vapor saturado



TABLA DE PRESIONES

PRESIÓN	TEMPERATURA	VOLÚMEN ESPECÍFICO		ENTALPÍA		
		Pie ³ /Lb		BTU/Lb		
PSI	°F	LÍQUIDO SATURADO	VAPOR SATURADO	LÍQUIDO SATURADO	VAPORIZACIÓN	VAPOR SATURADO
P	T	V_f	V_g	h_f	h_{fg}	h_g
0	32	0.01602	3305.7	0	1075.1	1075.1
5	162.3	0.01641	73.6	130.1	1000.7	1130.8
10	193.2	0.01659	38.462	161.2	982.1	1143.3
14.7	212	0.01672	26.828	180.1	970.3	1150.4
15	213.0	0.01672	26.320	181.1	969.6	1150.7
20	228.0	0.01683	20.110	196.2	959.9	1156.1
30	250.3	0.01700	13.763	218.8	945.2	1164.0
40	267.2	0.01715	10.506	236.0	933.7	1169.7
50	281.0	0.01727	8.522	250.1	923.9	1174.0
60	292.7	0.01738	7.179	262.1	915.4	1177.5
70	302.9	0.01748	6.210	272.6	907.9	1180.5
80	312.0	0.01757	5.476	282.0	901.1	1183.1
90	320.3	0.01766	4.898	290.6	894.8	1185.4
100	327.8	0.01774	4.433	298.4	888.9	1187.3
110	334.8	0.01782	4.050	305.7	883.3	1189.0
120	341.3	0.01789	3.728	312.5	878.1	1190.6
125	344.3	0.01793	3.592	315.6	875.7	1191.3
130	347.3	0.01796	3.455	318.8	873.2	1192.0
150	358.4	0.01809	3.016	330.5	863.9	1194.4
170	368.4	0.01821	2.674	341.1	855.2	1196.3
190	377.7	0.01833	2.404	350.8	847.2	1198.0
200	381.8	0.01839	2.288	355.4	843.3	1198.7
230	393.7	0.01855	1.999	368.2	832.2	1200.4
250	401.0	0.01866	1.843	376.0	825.4	1201.4
270	407.8	0.01875	1.710	383.4	818.8	1202.2
290	414.2	0.01885	1.595	390.5	812.4	1202.9
300	417.3	0.01890	1.543	393.9	809.3	1203.2
350	431.7	0.01912	1.326	409.7	794.7	1204.4
400	444.6	0.01930	1.161	424.0	780.9	1204.9
500	467.0	0.01970	0.927	449.4	755.5	1204.9
600	486.2	0.02010	0.770	471.6	732.0	1203.6
800	518.2	0.02090	0.569	509.7	689.10	1198.80

<https://www.grupodelpin.com/2017/01/25/el-vapor-y-la-industria-parte-1-el-vapor-y-sus-tipos/#post/0>

APÉNDICE I

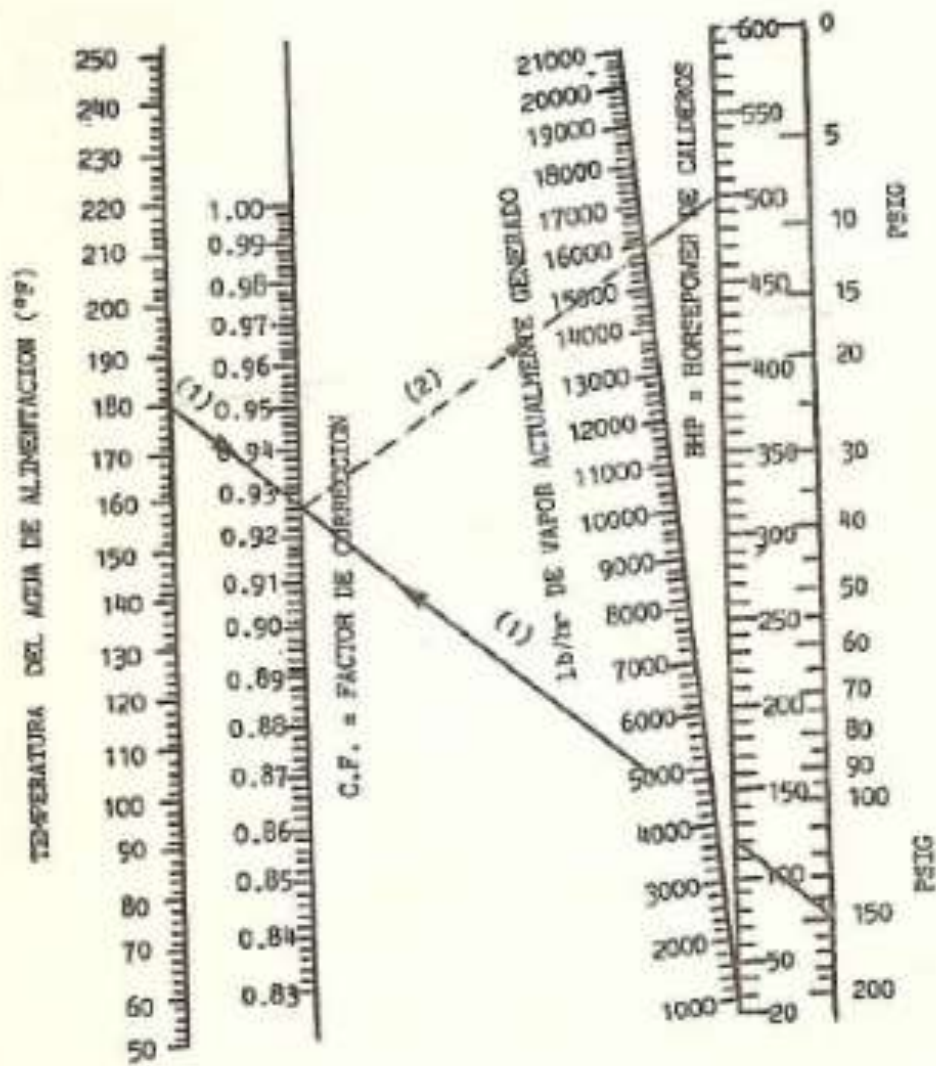
ENERGÍA DE LAS CALDERAS

Tamaño de la Caldera (HPC)	Energía de Salida de la Caldera (1000) BTU/Hr	Caída de Temperatura del Sistema – Gr. °s F									
		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
		Capacidad de Máxima Circulación – GPM									
15	500	100	50	33	25	20	17	14	12	11	10
20	670	134	67	45	33	27	22	19	17	15	13
30	1.005	200	100	67	50	40	33	29	25	22	20
40	1.340	268	134	89	67	54	45	38	33	30	27
50	1.675	335	168	112	84	67	56	48	42	37	33
60	2.010	402	201	134	101	80	67	58	50	45	40
70	2.345	470	235	157	118	94	78	67	59	52	47
80	2.680	538	268	179	134	107	90	77	67	60	54
100	3.360	670	335	223	168	134	112	96	84	75	67
125	4.185	838	418	279	209	168	140	120	105	93	84
150	5.025	1.005	503	335	251	201	168	144	126	112	100
200	6.695	1.340	670	447	335	268	224	192	168	149	134
250	8.370	1.675	838	558	419	335	280	240	210	186	167
300	10.045	2.010	1.005	670	503	402	335	287	251	223	201
350	11.720	2.350	1.175	784	587	470	392	336	294	261	235
400	13.400	2.680	1.340	895	670	535	447	383	335	298	268
500	16.740	3.360	1.675	1.120	838	670	558	479	419	372	335
600	20.080	4.020	2.010	1.340	1.005	805	670	575	502	448	402
700	23.430	4.890	2.345	1.565	1.175	940	785	670	585	520	470
800	26.780	5.360	2.680	1.785	1.340	1.075	895	765	670	595	535

FIGURA 2-1/CUADRO DE CIRCULACION

APÉNDICE J

FIGURA 2.1
NOMOGRAMA PARA LA CONVERSION hp - lb/hr



APÉNDICE K

ESPECIFICACIONES DEL TUBO ABSORBEDOR SCHOTT PTR®70

Components	Specification
Dimension	<ul style="list-style-type: none">• length: 4,060 mm at 20 °C ambient temperature (159.8 in. at 68 °F)• aperture length: > 96.7 % of the bulk length at working temperature (> 300 °C/> 572 °F)
Absorber	<ul style="list-style-type: none">• outer diameter: 70 mm/2.75 in.• steel type: DIN 1.4541 or similar• solar absorptance: $\alpha_{ISO} \geq 95.5 \%$; $\alpha_{ASTM} \geq 96 \%$• thermal emittance (at approx. 400 °C/approx. 752 °F): $\epsilon \leq 9.5 \%$
Glass envelope	<ul style="list-style-type: none">• borosilicate glass• outer diameter: 125 mm/4.9 in.• anti-reflective coating• solar transmittance: $\tau \geq 96.5 \%$
Thermal Losses	<ul style="list-style-type: none">• < 250 W/m (400 °C); < 175 W/m (350 °C); < 125 W/m (300 °C) <p>in conjunction with SCHOTT Solar's patented shield design</p>
Vacuum	<ul style="list-style-type: none">• gas pressure $\leq 10^{-3}$ mbar
Operating pressure	<ul style="list-style-type: none">• ≤ 40 bar (absolute)

APÉNDICE L

	SCHOTT PTR 70	SIEMENS UVAC 2010
Longitud	4060 mm	4060 mm
Ø exterior tubo metálico	70 mm	70 mm
Tipo de metal	Acero inoxidable	Acero inoxidable
recubrimiento selectivo	Cermet	<u>Cermet</u>
Ø exterior tubo vidrio	125 mm	115 mm
Tipo de vidrio	<u>Vidrio borosilicatado²</u>	Vidrio <u>borosilicatado</u>
Transmisividad	≥ 96%	≥ 96.5%
Tratamiento antirreflexivo	En las dos caras del tubo de vidrio	En las dos caras del tubo de vidrio
Absortividad	≥ 95%	≥ 96%
Emisividad	≤ 10 % a 100 °C	≤ 9 % a 100 °C
Superficie útil	~ 95%	~ 96%
Cámara de vacío	Vida útil > 25 años	Vida útil > 25 años

Tabla 5.7: Características técnicas del receptor SCHOTT PTR 70 y del SIEMENS

GLOSARIO

C

CCP

Colector Cilindro Parabólico, 6, 10, 14, 17, 18, 20, 22

P

psi

Libras por Pulgada Cuadrada, 29

T

TERMOELÉCTRICA

Una central termoeléctrica es una instalación empleada en la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor, 1, 2, iii, 29, 44

U

UPS

Universidad Politécnica Salesiana, 27

TRABAJOS CITADOS

- (LCOE), L. C. (08 de 2015). Obtenido de <https://energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf>
- Componentes y Parámetros Fundamentales de los Captadores Solares Cilindroparabólicos*. (02 de 2013). Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=KKWRIfjawzY&index=1&list=LLGc6s6gqbSBxxQzL9wF191Q&t=1994s>
- Energía Solar Térmica*. (03 de 01 de 2017). Obtenido de <http://www.energiasolartermica.biz/page/8/>
- X Simposio Peruano de Energía Solar*. (10 de 01 de 2017). Obtenido de https://guzlopeditoras.com/web_des/ener01/enersolar/pld0524.pdf
- 4.+CAPITULO+2.+INTRODUCCIÓN.pdf. (10 de 01 de 2017). *bibing.us.es*. Obtenido de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70237/fichero/4.+CAPITULO+2.+INTRODUCCI%C3%93N.pdf>
- Anariba, M. (03 de 01 de 2017). *Lentes e instrumentos ópticos*. Obtenido de https://www.emaze.com/@AZCWQQI/Abigail_Betancourth_INV5_11A
- Balado Leal, E. (03 de 2011). Obtenido de <http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/12857/PFC%20Emilio%20Balado%20Leal.pdf?sequence=1>
- Carvajal, A. (Dirección). (2016). *Método del valor contable para obtener valor de salvamento* [Película].
- Colin J, V. S. (2003). Current surgical options for keratoconus. *J Cataract Refract Surg*, 29(379-386).
- Criollo Cumbe, A. V., & Pogo Guaman, A. M. (s.f.). *Diseño de un sistema dual de calentamiento de agua, por medio de energía solar y glp y diseño estructural de la cubierta de la Hosteria Los Juanes*.
- ECUADOR, B. C. (s.f.). *TASA DE INFLACION*. CUENCA.

- Esquivel Jose, T. J. (2014). *DISEÑO DE UNA GUIA METODOLOGICA PARA IMPLEMENTACION DE CENTRALES TERMOSOLARES*. Recuperado el 18 de 05 de 2017, de <http://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/6346/1/UPS-KT00797.pdf>
- Garcia, D. S. (MARZO de 2012). *CÁLCULO, DISEÑO Y ANÁLISIS DE UNA CENTRAL TERMOSOLAR DE CCP CON SALES FUNDIDAS*. Obtenido de <https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/14683/?jsessionid=1B844A9DF15B44A1D58765D72D78E0F5?sequence=1>
- Garzón N, P. G. (24 de 8 de 2005). *F. ORBSCAN: Mapas topográficos. Gaceta Optica*. Obtenido de <http://www.cnoo.es/modulos/gaceta/actual/gaceta420/cientifico2.pdf>
- Guzman, C. A. (2009). *MATEMATICAS FINANCIERAS*. Argentina.
- Guzman, V. L. (2012). *COLECTORES SOLARES CILINDRICOS PARABOLICOS*. Lima-Peru: Guzlop.
- Ha BJ, K. S. (2009). *Pentacam and Orbscan II Measurements of Posterior Corneal Elevation Before and After Photorefractive Keratectomy*. (J Refract Surg.) Obtenido de <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/19370825>
- http://oa.upm.es/14011/1/PFC_CARMEN_PAREDES_VELASCO.pdf. (2017).
- <http://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/12483/1/T-ESPE-049715-.pdf>. (2015).
<http://repositorio.espe.edu.ec>. Obtenido de <http://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/12483/1/T-ESPE-049715-.pdf>
- Industry, D. (07 de 02 de 2017). Obtenido de <http://pdf.directindustry.es/pdf/deublin/catalogo-general-deublin/4783-517347.html>
- JAIRO, J. (23 de 05 de 2013). TESIS FINAL AM.
- Kawamorita T, N. N. (2009). *Repeatability and Reproducibility of Corneal Curvature Measurements Using the Pentacam and Keratron Topography Systems*. (J Refract Surg.) Obtenido de <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/19603622>
- Khachikian SS, B. M. (2008). *J Refract Surg*. (Ciolino JB. Intrasubject corneal thickness asymmetry) Obtenido de <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/18581786>

- Martin, L. G. (Julio de 2014). *ESTUDIO COMPARATIVO DE DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN SOLAR EN FUNCIÓN DE LA CURVA DE DEMANDA*. Obtenido de <https://repositorio.comillas.edu/jspui/bitstream/11531/1321/1/TFG001020.pdf>
- Menassa N, K. C. (2008). *Comparison and reproducibility of corneal thickness and curvature readings obtained by the Galilei and the Orbscan II analysis systems*. (J Cataract Refract Surg.) Recuperado el 16 de 11 de 2009, de [http://www.jcrsjournal.org/article/S0886-3350\(08\)00694-9/abstract](http://www.jcrsjournal.org/article/S0886-3350(08)00694-9/abstract)
- Michael Geyer, E. L. (2002). *EUROTROUGH - fika.org!* Obtenido de <http://www.fika.org/jb/resources/EuroTrough.pdf>
- Parabolicos, C. C. (29 de 02 de 2012). *Teniblog San Martin*. Obtenido de <https://tecnoblogsanmartin.wordpress.com/category/tecnologia-3%C2%BA-e-s-o/page/5/>
- RENOVETEC. (2017). *CENTRALES TERMOSOLARES*. Recuperado el 14 de 06 de 17, de <http://www.centrales termosolares.com/el-fluido-termico-htf>
- Sánchez, I. L. (2015). <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5652/fichero/PROYECTO+FIN+DE+CARRERA.+Irene+Llorente.pdf>. Recuperado el lunes de enero de 2017
- Tijuana, I. (2008). *manual de operacion y mantenimiento de calderas de vapor*. MANUAL, Tijuana.
- Training, G. C.-B.-L. (26 de 11 de 2016). *Levelised costof energy lcoe*. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=mkNUTemjWHA>
- Wollensak G, S. E. (2003). Ribflavin/ultraviolet-a-induced collagen crosslinking for the treatment of keratoconus. *Am J Ophthalmol*, 135(620-627).