Centro de Investigación en Materiales Avanzados, S.C.

Tesis que como Requisito para obtener el Grado de Maestría en Energías Renovables presenta:

Ricardo Huerta Carrera

Título:

Cálculo de Concentrador Solar de Canal Parabólico para Calentamiento de Agua

Director de Tesis interno:

Dr. Antonino Pérez Hernández

Director de Tesis externo:

Dr. Juan Jorge Hermosillo Villalobos

Chihuahua, Chih. 4 de agosto del 2015

Agradecimientos y reconocimientos

Quiero agradecer primeramente a Dios que me permitió terminar satisfactoriamente esta Maestría en Energías Renovables, agradecer el apoyo de mi esposa Ana María que fue fundamental para llegar al final de este trayecto, también agradecer a mis hijos Ricardo, Osvaldo Gabriel y Edson Giovanni, gracias a sus buenos resultados que siempre logran y la entrega que siempre muestran en las actividades que realizan, es una motivación e inspiración extra para superarme como estudiante y como persona; un agradecimiento especialmente a mi madre que me está guiando desde el cielo, también a mi padre a mis hermanos y hermanas, gracias a la confianza que siempre me tienen.

Asimismo agradezco a todos mis maestros del CIMAV que gracias a su empeño y dedicación lograron transmitirnos sus conocimientos y experiencia.

A mi asesor de Tesis Dr. Antonino Pérez Hernández por su gran ayuda en la redacción de esta Tesis, muchas gracias por todo el tiempo destinado para poder realizar las mejoras y modificaciones.

También quiero agradecer a mi asesor de Tesis al Dr. Dr. Juan Jorge Hermosillo Villalobos, muchas gracias por apoyarme incondicionalmente con sus consejos y revisiones para realizar y terminar esta tesis.

Índice

Resumen……..4

Capítulo I Introducción

1 Introducción...……..7

1.1 Cambio Climático……..……..8

1.2 Hipótesis……..……..11

1.3 Objetivo……..12

1.4 Objetivos particulares……..13

1.5 Justificación……..……..14

Capítulo II Energía Termosolar

2.1 Energía solar…….16

2.2 Calentador solar plano……..……..18

2.3 Energía solar térmica de concentración (ESTC)….……..……..19

2.4 Sistemas de concentradores lineales de Fresnel…..……..20

2.5 Sistemas de receptor central……..……..21

2.6 Sistemas de disco parabólico……..……..23

2.7 Colector cilíndrico parabólico (CCP)……..……..……..24

2.8 Descripción del funcionamiento del Sistema de concentrador lineal Fresnel…….26

2.9 Descripción del funcionamiento del Sistema de receptor central……..28

2.10 Descripción del funcionamiento del Disco parabólico……...30

2.11 Descripción del funcionamiento del colector de canal parabólico (CCP)……..32

Capítulo III Radiación solar

3.1 El Sol……..……37

3.2 Radiación solar……..37

3.3 Tipos de radiación solar……..……37

3.4 Constante solar…….……38

3.5 Potencia Solar……..……38

3.6 Geometría solar……..……..……38

3.7 Coordenadas horarias……..……42

3.8 Posicionamiento del colector en la superficie terrestre……...44

Capítulo IV Desarrollo teórico

4 Materiales y métodos……..….46
4.1 Ubicación de la casa hogar del DIF……..47
4.2 Consumo de agua caliente……..48
4.3 Geometría solar de la ciudad de Guadalajara……..49
4.1 Diseño del colector de canal parabólico……51
4.5 Pérdidas en un colector de canal parabólico…..……..55
4.6 Pérdidas ópticas……55
4.7 Rendimiento óptico……57
4.8 Pérdidas térmicas……..60
4.9 Pérdidas geométricas……...63

Capítulo V Resultados, Conclusiones y Trabajos Futuros

5.1 Resultados y discusión……...……71
5.2 Conclusiones……72
5.3 Trabajos Futuros……74
6 Bibliografía……75
7 Anexos...……..……..80

Resumen

En la actualidad la zona metropolitana de Guadalajara presenta altos grados de contaminación, y el lugar donde está la casa hogar Villas Miravalle, perteneciente al organismo: Desarrollo Integral de la Familia (DIF), para el cual se calculó y diseño, nuestro concentrador solar de canal parabólico para calentamiento de agua. El índice metropolitano de la calidad del aire (IMECA) presenta los niveles más altos.

Actualmente este albergue que colinda con la Universidad Tecnológica de Jalisco, cuenta con un sistema de calentadores de gas y atienden alrededor de 100 niños y niñas. Pero no cuenta con un sistema alternativo para abastecer de agua caliente, a menor costo e impacto, como calentadores solares.

Además del interés de coadyuvar en acciones al uso eficiente de energía, reducción al impacto ambiental, se apoya a la casa hogar ya que su presupuesto es limitado. Lo que anima el interés al calculó y diseño este sistema termosolar para que los usuarios pertenecientes a esta casa hogar, una vez ya fabricado e instalado, puedan utilizar el agua caliente sanitaria, con el menor consumo de gas posible.

Se analizó los requerimientos de agua caliente sanitaria en base a la cantidad de niños de uno de los edificios, se investigaron los materiales más adecuados para la construcción de este equipo termosolar, también se estimó la cantidad de radiación solar de los últimos años con el programa Meteonorm, para en base a estos datos diseñar este prototipo.

Se utilizó el programa Trnsys para el análisis de la radiación solar así como para calcular y diseñar el prototipo de calentador solar; para su correcto funcionamiento.

También se calculó este calentador solar de concentración de canal parabólico, ya que además de calentar agua sanitaria en este caso en un albergue, se puede instalar en infinidad de micros, pequeñas y medianas empresas (MiPyME), para la realización de sus procesos.

Abstract

At present the metropolitan zone of Guadalajara presents high degrees of contamination, and the place where this home Villas Miravalle, belonging to the organism: Integral Development of the Family (DIF), for which calculation and design, our solar parabolic trough collector for water heating. The index of the metropolitan air quality (IMECA) presents the highest levels.

Nowadays this lodging that is adjacent to the Technological University of Jalisco, possesses a system of gas heaters and about 100 children and girls attend. But it does not possess an alternative system to supply of warm water, to minor cost and impact, as solar heaters.

Besides the interest of contributing in actions to the efficient use of energy, reduction to the environmental impact, it supports children's home since his budget is limited. What encourages the interest to he calculated and I design this system termosolar in order that the users belonging to this lodging, Once already manufactured and installed could use the warm sanitary water, with the minor consumption of possible gas.

The requirements were analyzed of warm sanitary water based on the number of children of one of the buildings, there were investigated the materials most adapted for the construction of this equipment termosolar, also estimated the amount of solar radiation over the past years with the Meteonorm program, for on the basis of these data design this prototype.

We used the Trnsys program for the analysis of the solar radiation as well as for calculating and designing the prototype solar water heater; for its correct operation.

Was also calculated this solar water heater of parabolic trough collector, because in addition to heat hot water in this case in a hostel, you can install in countless of micro, small and medium-sized enterprises (SMES), for the realization of their processes.

Capítulo I Introducción

1 Introducción

El calentamiento global debido a la contaminación, la inminente terminación de los recursos fósiles y los desastres nucleares, hace que se investigue en otro tipo de tecnología. El crecimiento de la población mundial que trae un incremento en el consumo de energía no renovable. Asimismo países como China y la India, economías mundiales de crecimiento acelerado queman enormes cantidades de petróleo, gas y carbón. Por otro lado tenemos al sol que es un reactor nuclear a casi 150'000,000 de km (Kalogirou, 2009, pág. 49 y 3; Duffie & Beckman, 1991) de la tierra, que nos provee de energía y es fuente de prácticamente toda la vida en la tierra. México está situado en una región privilegiada para aprovechar la energía del sol.

Las energías renovables es la alternativa para mitigar la contaminación y pasar del era del petróleo a la era de las energías renovables.

México tiene un enorme potencial en energía solar, eólica y geotermia; se cuenta con un promedio de radiación solar de 5 kWh/día/m^2. (SENER; GTZ, 2009, pág. 24).
La capacidad total de las instalaciones fotovoltaicas asciende a 25.11 MWp y el Programa para la Promoción de Calentadores Solares de Agua (PROCALSOL) tenía la meta de instalar 1 millón 800 mil metros cuadrados de nuevos calentadores solares de agua en el 2012 (Conae/ ANES/ GTZ, 2007, pág. 17). Actualmente hay instalado 1,917 MW en parques eólicos, principalmente en Oaxaca y Baja California (Asociación Mexicana de Energía Eólica); también se tiene el cuarto lugar mundial en aprovechamiento de la geotermia con 1017.4 MW (AGM, 2014).

Desafortunadamente en México todavía no están las condiciones para transitar a esta nueva tecnología sustentable. Estamos en una época crucial para que se dé un cambio para ya no subsidiar la gasolina, gas LP, diésel, ni la energía eléctrica; y se fomente el uso de energías renovables en todas las regiones del país.

1.1 Cambio Climático

La temperatura media del planeta se ha elevado 0.76 °C desde los tiempos preindustriales y este aumento de temperatura se está acelerando (Cambridge University Press, 2012, pág. 168). Además, el nivel del mar ha aumentado dos veces más rápido entre 1993 y 2003 que en las tres décadas pasadas (Comisión Europea, 2008, pág. 5). El origen de estos cambios se da como consecuencia de las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por la humanidad.

Si no se toman medidas adecuadas para limitar estas emisiones en el futuro próximo, la temperatura media de nuestro planeta podría incrementarse entre 1.8 y 4 °C en este siglo y, según estimaciones pesimistas, llegar a aumentar hasta 6.4 °C (Comisión Europea, 2008, pág. 5).

No debemos permitir que esto suceda. Es de vital importancia que el calentamiento global no rebase un incremento de 2 °C con relación al nivel preindustrial. Existe bastante evidencia científica de que, por arriba de este valor, se pueden producir cambios irreversibles y potencialmente catastróficos en los ecosistemas de la Tierra.

Los Jefes de Estado de la Unión Europea en marzo de 2007, suscribieron una estrategia integrada de energía y lucha contra el cambio climático presentada por la Comisión Europea. Esta estrategia perfila las propuestas de la UE para un acuerdo mundial que permita combatir el cambio climático después de 2012, fecha en la que terminan los objetivos del Protocolo de Kioto. Posiblemente se trate de una de las últimas oportunidades de la comunidad internacional para impedir que el cambio climático alcance niveles peligrosos.

De acuerdo con los estudios de la Comisión Europea, para que la temperatura media de la Tierra no suba más de 2 °C es necesario mantener las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero para 2020 y, para el año 2050, disminuirlas un 50% de las medidas que teníamos en 1990. Este proyecto aunque ambicioso es económica y técnicamente factible si los mayores responsables de estos gases actúan de inmediato. Los beneficios para toda la humanidad serán muchos.

El cambio climático es un desafío para todas las naciones, empresas, organismos y personas; al que sólo se puede responder eficazmente mediante un esfuerzo decisivo y coordinado en todo el mundo.

El aumento de la evidencia de los costos del cambio climático nos deja que la humanidad no puede permitirse no hacer nada.

Varios estudios que se han realizado han encontrado que habrá grandes costos económicos del cambio climático, por la pasividad.

Aparte de económicos, estos costos, también son sociales y medioambientales, van a pesar considerablemente sobre todos los países: pobres, en desarrollo y desarrollados.

Si permitimos que el cambio climático continúe su curso actual, sus efectos en la seguridad serán muy graves a escala regional y mundial.

El cambio climático ya está teniendo efectos importantes en los ecosistemas, recursos hídricos y zonas costeras de todo el mundo; está afectando a la población de formas muy diversas: mayor mortalidad durante las olas de calor, escasez de agua o cambios en la propagación de ciertas enfermedades transmitidas por vectores como las garrapatas o los mosquitos.

Se espera que a largo plazo, el cambio climático podría deteriorar el producto interno bruto (PIB) entre un 5% y 20% anual, si no se mantiene bajo control la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (Comisión Europea, 2008, pág. 7). Cualquier acción global para combatir el cambio climático es también una estrategia de crecimiento a largo plazo. Entre más rápido actuemos, más económico saldrá.

La inversión necesaria para transformarnos en una economía de baja emisión de carbono le costaría a la humanidad tan sólo un 1% del PIB mundial al año (Stern, 2007, págs. 24, 797). La reducción de emisiones necesaria para que la temperatura no suba más de 2 °C.

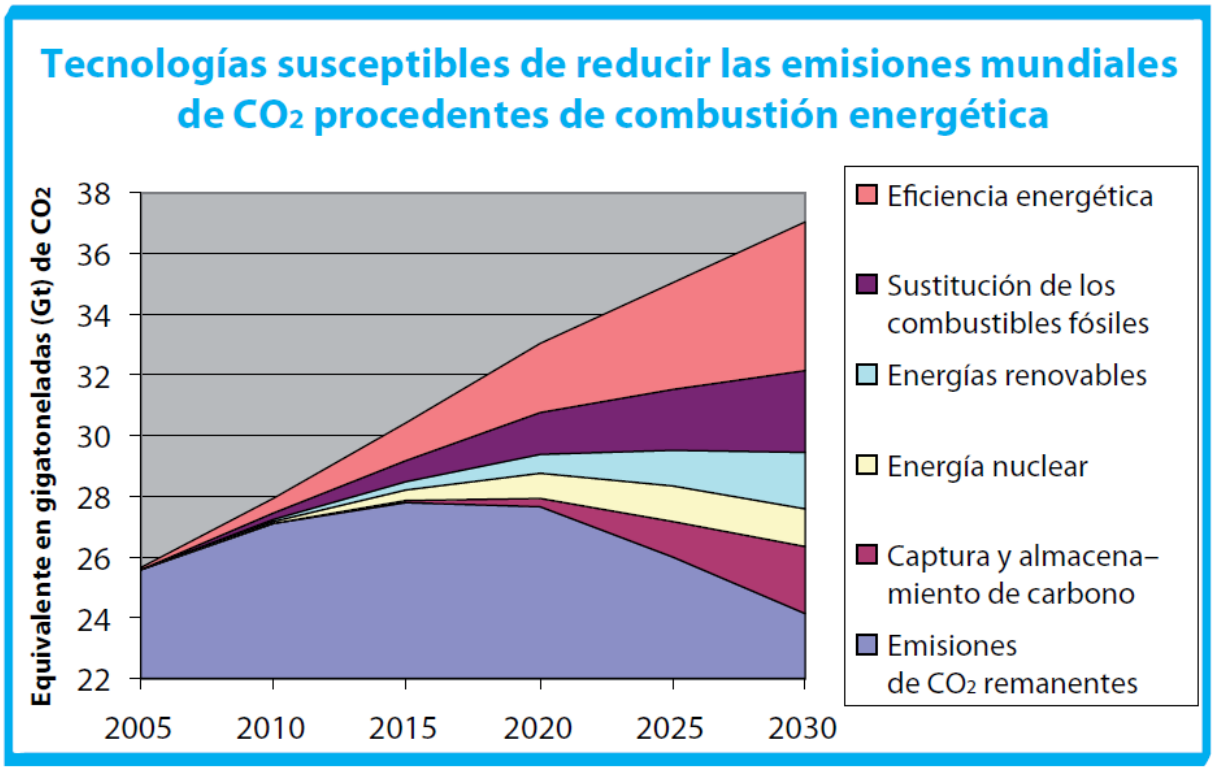

Figura 1 Tecnologías susceptibles de reducir las emisiones mundiales de CO_2. Obtenida de: **(Comisión Europea, 2008, pág. 8)**. Imagen consultada el 12 de julio del 2014.

Es un pequeño precio que hay que pagar si queremos evitar los peligros del cambio climático. Además, tendríamos beneficios que aportaría la disminución de las emisiones: muchos de los daños causados por cambios en el clima no llegarían a producirse, tendríamos mayor seguridad energética y se produciría un ahorro en salubridad gracias a la reducción de la contaminación atmosférica.

El Protocolo de Kioto ha logrado establecer normas internacionales, mecanismos de mercado y fondos para combatir el cambio climático, y exige a los países desarrollados a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero.

Sin embargo, el cambio climático es un problema de trascendencia mundial y cada vez parece más claro que sólo podrá controlarse mediante una acción mundial. Lo que se necesita es que los principales emisores firmen un acuerdo internacional para suceder al Protocolo de Kioto en 2012. Este nuevo acuerdo tendrá que ser mucho más ambicioso si se quiere limitar el calentamiento global a 2 °C.

La conversión a una economía mundial de baja emisión de carbono representa una gran oportunidad para las Industrias, en términos de innovación tecnológica, ya que puede impulsar el crecimiento económico y la creación de nuevos puestos de trabajo.

La mayoría de las tecnologías necesarias figura 1 para reducir las emisiones ya existen o están a punto de ser operativas. Lo que ahora se necesita es que los principales emisores apoyen la firma de un acuerdo mundial sobre el cambio climático que garantice la aplicación y un mayor desarrollo de estas tecnologías.

Para que en el 2050 el mundo haya reducido el total de sus emisiones a la mitad de los niveles registrados en 1990, los países desarrollados y en vías de desarrollo tendrán que reducir colectivamente sus emisiones un 60-80% para 2050 con respecto a los niveles de 1990 (Stern, 2007, pág. 33).

1.2 Hipótesis

Se puede calcular y diseñar un prototipo de Concentrador solar de canal parabólico para calentamiento de agua, con materiales locales, eficiente y con un mínimo de mantenimiento.

1.3 Objetivo

Calcular y diseñar un concentrador solar de canal parabólico eficiente, para abastecer de agua caliente sanitaria a un módulo de la casa hogar del DIF Villas Miravalle.

1.4 Objetivos particulares

- Estimar el recurso solar en la Zona Metropolitana de Guadalajara.
- Calcular las necesidades de agua caliente en un módulo de la casa hogar del DIF, Villas Miravalle.
- Dimensionar el tamaño del colector solar tipo parabólico.
- Seleccionar termotanque, termofluido y sistema de circulación forzada.

1.5 Justificación

Se optó por el cálculo y diseño de este equipo termosolar para que este albergue del DIF, tenga un equipo funcional y efectivo, listo para instalarse y operar en un módulo de este lugar y así contribuir en reducir los costos de operación.

También después de la instalación de este sistema de colector solar, disminuirá parte de la contaminación por la quema de gas LP, por su utilización en el calentamiento de agua sanitaria.

Además se demostrara a todas las comunidades asentadas alrededor de este alberge la factibilidad de usar calentadores solares, para el calentamiento de agua. Sobre todo para que el gobierno municipal y estatal instale en sus dependencias, edificios e instalaciones que requieran agua caliente, estos equipos de tecnología solar.

La mayoría de partes para la construcción de un colector de canal parabólico (CCP), se fabrican en el extranjero, saliendo muy cara su implementación. En este proyecto se propusieron partes y componentes locales, que sean duraderos para su armado posterior.

Por otro lado también se seleccionó esta tecnología para poder instalar en otros lugares donde requieran agua caliente, en infinidad de micros, pequeñas y medianas empresas (MiPyME), para la realización de sus procesos; y así puedan obtener ahorros por la disminución del consumo de los combustibles fósiles.

Capítulo II Energía Termosolar

2.1 Energía solar

Actualmente hay dos tecnologías para la obtención de electricidad de la radiación solar: la fotovoltaica y la energía solar térmica de concentración. Las celdas fotovoltaicas convierten la radiación solar en electricidad, por medio de un fenómeno físico llamado efecto fotovoltaico. Las celdas fotovoltaicas se utilizan con conexión a la red eléctrica, o en sitios aislados, con sistemas que incluyen baterías.

En los sistemas de energía solar térmica de concentración, la radiación solar calienta un fluido, y este mueve una maquina térmica y un generador eléctrico. El calentamiento del fluido se hace por lo general por medio de dispositivos ópticos que concentran la radiación solar, logrando altas temperaturas. Una de las versiones de esta tecnología consiste en espejos parabólicos que concentran la radiación solar en un tubo en el cual circula un fluido, mientras que en otra versión un conjunto de espejos concentran la radiación en una torre denominada torre solar.

Las centrales de concentración solar tienen la ventaja de que pueden almacenar la energía en forma de calor, con lo que es posible generar electricidad aun cuando no hay radiación solar, ya sea en días nublados o en la noche. Los dos sistemas, la fotovoltaica y la de energía solar térmica de concentración, se han desarrollado rápidamente en los últimos años, obteniendo eficiencias de más de 15%.

Entre las distintas tecnologías para la generación de electricidad a partir de la radiación solar, la energía solar térmica de concentración tienen los menores costos de inversión, con aproximadamente US$ 2,200/kW (SENER, GTZ, BMZ, 2009, pág. 22).

En el Mundo había en el 2012 una capacidad instalada de energía de concentración solar de 2.5 GW de capacidad (REN21, 2014, pág. 15).

En la tecnología de concentración solar, existen planes para la construcción de una instalación en Agua Prieta, Sonora. Esta instalación funcionará junto con una central de ciclo combinado de gas natural.

La irradiación solar global en México es en promedio de 5 kWh/día/m^2 (SENER; GTZ, 2009, pág. 24), pero en algunas regiones del país se llega a valores de 6 kWh/día/m^2. Con una eficiencia del 15%, alcanzaría un cuadrado de 25 km de lado en el desierto de Sonora o Chihuahua para producir toda la energía eléctrica que requiere hoy el país.

Sin embargo el potencial económico y financiero, se limita a proyectos específicos por los altos costos de las tecnologías. Para las comunidades aisladas de la red eléctrica, el alto costo de conexión a la red, la tecnología fotovoltaica es mayormente la más económica para cubrir aplicaciones eléctricas de poco consumo de energía, como iluminación y aparatos electrónicos.

La radiación solar para aplicaciones térmicas se aprovecha tradicionalmente para una gran variedad de usos como calefacción o refrigeración pasiva de edificios, la producción de sal o el secado de ropa, grano, madera, pescado y carne, en cantidades que no se han medido. Asimismo existen diversas tecnologías para el calentamiento de agua o para refrigeración. Sin embargo las tecnologías de refrigeración solar no han alcanzado todavía una etapa de difusión comercial.

La principal tecnología para el aprovechamiento térmico de la radiación solar es el calentador solar de agua. Los calentadores solares se dividen principalmente en dos tipos: colectores solares planos y tubos evacuados. Los colectores solares planos tienen una placa metálica que recibe la radiación y que esta soldada a tubos por los que circula el agua, dentro de una caja, la parte superior es de vidrio o de algún otro material transparente. También hay también colectores de bajo costo con tubos de plástico, que se usan para aplicaciones que necesitan bajas temperaturas como el calentamiento de agua para albercas. Los tubos evacuados constan de tubos metálicos dentro de tubos de vidrio. En el espacio entre ambos tubos se crea un vacío, para reducir las pérdidas de calor.

La mayoría de los calentadores solares cuentan con un tanque aislado. El agua circula entre el calentador y el tanque por el principio del termosifón, sin ningún mecanismo adicional.

En algunas aplicaciones se requieren bombas para que circule el fluido. Las eficiencias de los calentadores solares son típicamente del 50%, aunque hay tecnologías con eficiencias mayores.

A finales del 2012 había en el Mundo una superficie instalada de 282 GWth (REN21, 2014, pág. 15) de calentadores solares de agua; en cuanto a México el Programa para la Promoción de Calentadores Solares de Agua (PROCALSOL) tenía la meta de instalar 1 millón 800 mil metros cuadrados de nuevos calentadores solares de agua en el 2012. Nuestro país está rezagado en comparación de países como China, Turquía, India y Brasil.

También en lo que se refiere al tema de la utilización de la radicación solar para la generación de electricidad, el potencial técnico para el aprovechamiento térmico de la radiación es prácticamente ilimitado. Por eso, el potencial para el desarrollo de esta tecnología depende de la demanda para el calentamiento de agua a baja temperatura para los sectores residencial, comercial, de servicios, industrial y agrícola, estimado en 230 PJ/año, en combustible. Si la mitad de esta demanda se satisfaciera por calentadores solares de agua, el potencial para el desarrollo de esta tecnología sería de 35 millones de m^2 de colectores solares, que abastecerían 115 PJ/año, equivalentes al 2.5% del consumo final energético de México (SENER, GTZ, BMZ, 2009, pág. 28). Todo este potencial es económicamente viable.

2.2 Calentador solar plano

Es el dispositivo más representativo de la tecnología solar fototérmica. Su principal aplicación es en el calentamiento de agua sanitaria y albercas, aunque también se utiliza para secar productos agropecuarios mediante el calentamiento de aire y para destilar agua, en comunidades rurales principalmente.

El calentador solar plano figura 2, no es más que una caja orientada al sur que recibe la radiación solar a través de una cubierta transparente, y que la retiene mediante el efecto invernadero. Dentro la caja se encuentra, en varias formas y posiciones, un tubo negro por el cual circula el fluido a calentar. La caja está aislada térmicamente para que se pierda lo mínimo posible de energía. La utilidad más frecuente de la energía solar térmica es la de obtener agua caliente sanitaria. Por este método se puede llegar a obtener agua a 70º C o más.

Esta agua caliente tiene aplicaciones no sólo para uso doméstico sino también es capaz de abastecer a edificaciones más grandes como hoteles y hospitales.

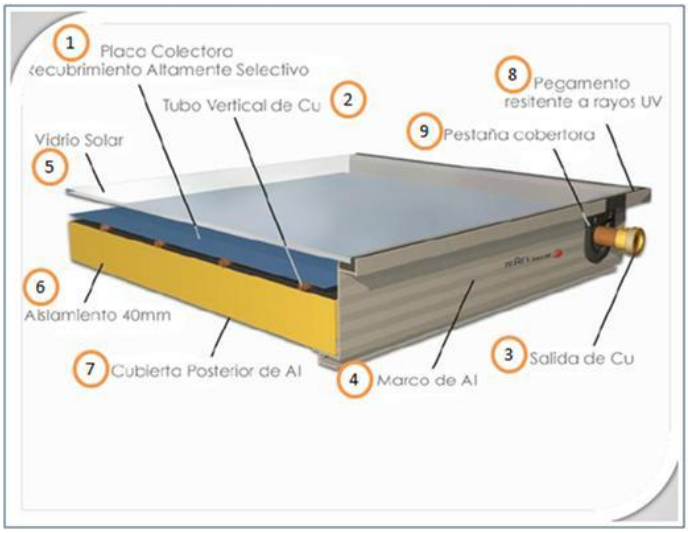

Figura 2 Calentador solar plano obtenida de: http://dypservices.blogspot.mx/ Imagen consultada el 16 de julio del 2014

2.3 Energía solar térmica de concentración (ESTC)

La energía termosolar utiliza la luz solar directa, denominada 'radiación directa' o radiación directa normal. Se trata de la luz solar que no es desviada por nubes, humo o polvo suspendido en la atmósfera y que llega a la superficie terrestre en rayos paralelos para su concentración. Los lugares más idóneos deben tener muchas horas de sol directo, al menos 2,000 kilowatts hora (kWh) de radiación solar por metro cuadrado al año. Las mejores instalaciones reciben más de 2.800 kWh/m^2/año (Christoph Richter, 2009, pág. 14).

Las mejores regiones son aquellas sin mucha humedad atmosférica, polvo o humo, como estepas, zonas de matorral, sabanas, semi-desiertos y auténticos desiertos, localizados idealmente a menos de 40 grados de latitud norte o sur. Por ello, en las zonas más prometedoras del mundo están incluidos los Estados sur-occidentales de Estados Unidos, América Central y del Sur, norte y sur de África, los países mediterráneos, Oriente Próximo y Oriente Medio, Irán y las planicies desérticas de India, Pakistán, la antigua Unión Soviética, China y Australia.

En esas regiones es suficiente un kilómetro cuadrado de terreno para generar hasta 100-130 gigavatios hora (GWh) de energía solar por año utilizando tecnología termosolar.

Esta es la misma energía que la producida por una central convencional de gas o carbón de 50 MW que funcione a carga media. Durante todo el ciclo de vida de un sistema ESTC, su rendimiento es equivalente a la energía contenida en más de 5 millones de barriles de crudo.

Pero el enorme potencial de energía solar de esas zonas excede mucho la demanda local, por lo que puede exportarse la electricidad solar a zonas con una alta demanda energética y menos recursos solares. Si los países del cinturón del sol 'cultivan' su energía natural de esta manera, podrían realizar una enorme contribución a la protección del clima mundial. Países como Alemania están ya considerando importar electricidad solar del norte de África y el sur de Europa para hacer más sostenible su sector energético. Claro que para cada nuevo desarrollo se debe abastecer primero la demanda local.

2.4 Sistemas de concentradores lineales Fresnel (LFR)

Un conjunto de reflectores casi planos concentran la radiación solar en receptores lineales invertidos elevados figura 3A.

El agua que fluye por los receptores se convierte en vapor. Este sistema es de concentración lineal, similar a un canal parabólico, con la ventaja de su bajo costo en soporte estructural y reflectores, juntas fijas del fluido, un receptor separado del sistema de reflectores, y grandes longitudes focales que permiten utilizar espejos planos.

Esta tecnología es contemplada como una alternativa potencial de menor costo a la tecnología de canales parabólicos para la producción de calor de proceso solar.

Los concentradores LFR han atraído una creciente atención y están siendo desarrollados principalmente por la empresa australiana Ausra en Estados Unidos. Esta empresa construyó una planta de prueba de 1 MW en el este de Australia en 2003 que produce vapor directamente para una central térmica de carbón existente. Esa planta está doblando su tamaño actualmente y la compañía tiene una planta de 5 MW operando y un proyecto de 177 MW en Estados Unidos.

Los espejos Fresnel se producen en una fábrica de Nevada con un sistema de soldado y montaje automático. El diseño Fresnel utiliza materiales reflectores y componentes absorbedores menos costosos. Es una tecnología con un rendimiento óptico y térmico menores, pero esto se ve compensado por una menor inversión y menos costos de operación y de mantenimiento.

El sistema Fresnel ofrece también un espacio en semisombra, algo especialmente útil en climas desérticos. Actuando como un gran paraguas segmentado, pueden proteger del sol cosechas, pastos y cuencas acuíferas para evitar una evaporación excesiva y proteger frente al frío de la noche en el desierto.

2.5 Sistemas de receptor central

Un conjunto circular de heliostatos (grandes espejos con sistemas de seguimiento solar) concentra la luz solar en un receptor central montado sobre una torre figura 3B. Un medio de transferencia térmica en este receptor central absorbe la radiación altamente concentrada reflejada por los heliostatos y la convierte en energía térmica que se utiliza para generar el vapor supercalentado para la turbina.

Hasta la fecha, los fluidos de transferencia térmica que se han desarrollado incluyen agua/vapor, sales fundidas y aire. Si se utiliza aire o gas a presión a temperaturas muy elevadas de unos 1000 °C o más como medio de transferencia térmica, puede también utilizarse para sustituir directamente al gas natural en una turbina de gas, lo que saca el máximo partido del magnífico ciclo (60% y más) de los ciclos combinados modernos de gas y vapor.

Los sistemas de receptor central (o torres de energía) utilizan un campo de espejos distribuidos (heliostatos) que realizan un seguimiento individual del sol y dirigen la luz solar hasta la parte superior de una torre. Concentrando la luz solar de 600 a 1,000 veces se logran unas temperaturas de 800 °C a más de 1000 °C. La energía solar es absorbida por un fluido de trabajo y se emplea después para generar vapor para accionar una turbina convencional. En más de 15 años de experimentación en todo el mundo, las plantas con torres de energía han probado su viabilidad desde el punto de vista técnico en proyectos que emplean diferentes medios de transferencia térmica (vapor, aire y sales fundidas) en el ciclo térmico y con diferentes diseños de heliostatos.

Las altas temperaturas posibles en las torres solares pueden aplicarse no sólo para accionar los ciclos de vapor, sino también para las turbinas de gas y los sistemas de ciclo combinado. Estos sistemas pueden lograr hasta el 35% de eficiencia pico y el 25% de eficiencia eléctrica solar anual cuando acompañan a una central térmica de ciclo combinado.

Durante los años 80 y 90 se construyeron las primeras plantas de prueba en Europa y EEUU, como SOLGATE, que calentaba aire a presión; Solar II en California, que usaba sal fundida como fluido de transferencia térmica y como medio de almacenamiento térmico para funcionamiento nocturno; y el proyecto GAST en España, que utilizaba paneles metálicos y cerámicos. El concepto de un receptor volumétrico fue desarrollado en los años 90 dentro del proyecto PHOEBUS, utilizando una red de cables expuesta directamente a la radiación incidente y enfriada por flujo de aire. Este receptor alcanzaba una temperatura de 800 °C y se empleó para operar un ciclo de vapor de 1 MW.

Ahora con la tecnología probada existen algunos proyectos operativos en España, especialmente en el Parque Solar de Sanlúcar, con la torre solar PS-10 de 11 MW y la PS-20 con una potencia de 20 MW.

Una compañía estadounidense está desarrollando una tecnología de torre descentralizada de alta temperatura y alta eficiencia, y cuenta con un contrato de compra de energía de hasta 500 MW de capacidad. Se prevé la instalación de los primeros 100 MW en 2010.

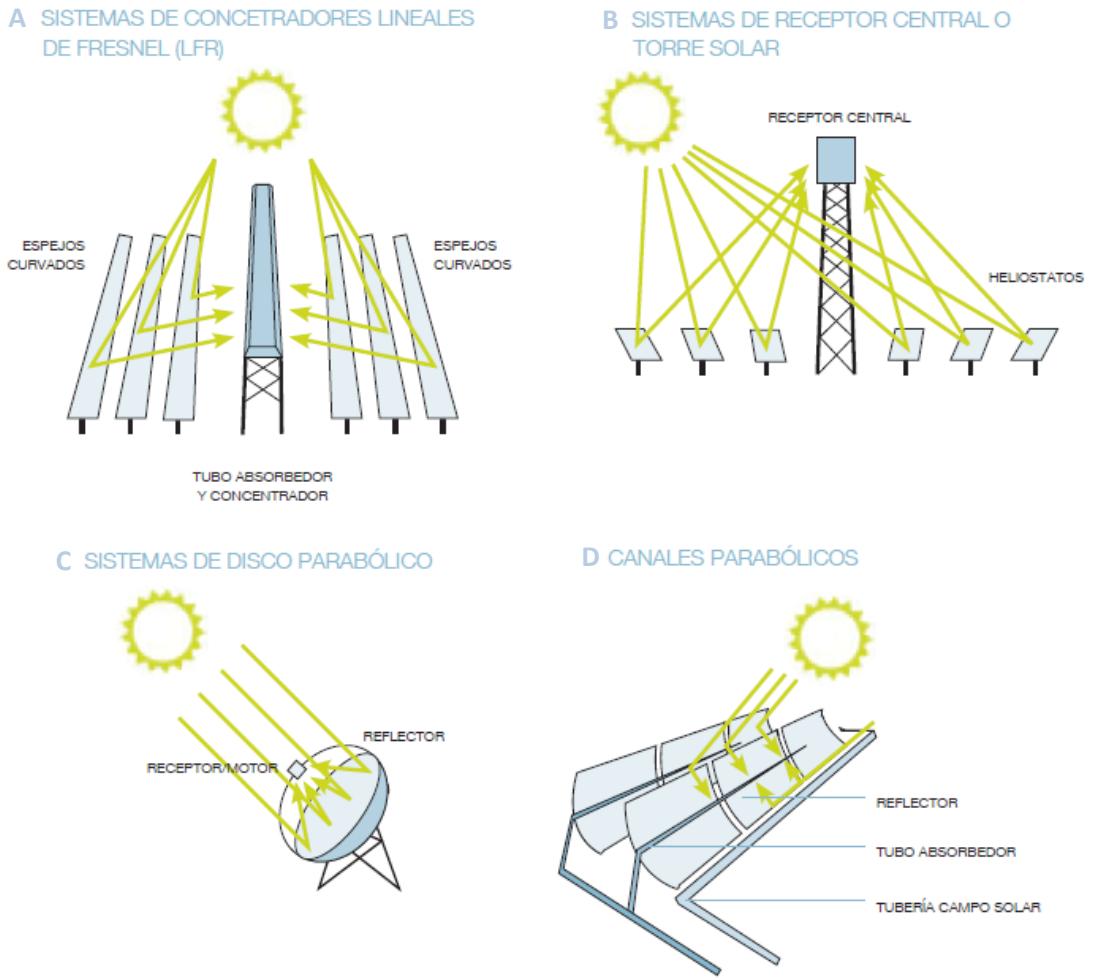

Figura 3 Sistemas de concentración solar: Lineal Fresnel, Receptor Central, Disco Parabólico y Canales Parabólicos **(Christoph Richter, 2009, pág. 18)**. Imagen consultada el 18 de julio del 2014.

2.6 Sistemas de disco parabólico

Un reflector parabólico en forma de disco concentra los rayos solares en un receptor situado en el punto focal de un disco. La radiación de los rayos concentrados se absorbe en el receptor para calentar un fluido o gas (aire) a unos 750 °C figura 3C. Este fluido o gas se utiliza para generar electricidad en un pequeño pistón o motor Stirling o una microturbina, conectada al receptor.

Los concentradores de disco parabólico son unidades individuales con un generador de motor montado en el punto focal del reflector. La unidad generadora puede incorporar un motor Stirling o una turbina de gas de pequeño tamaño. Durante los últimos 10 años han estado operativos con éxito varios prototipos de disco/motor, desde 10 kW, 25 kW (SAIC) hasta el 'Gran Disco' de más de 100 kW de la Universidad Nacional de Australia. Al igual que todos los sistemas de concentración, puede alimentarse adicionalmente con combustible fósil o biomasa, con lo que ofrece potencia firme en todo momento. Debido a su tamaño son especialmente aconsejables para el suministro de energía descentralizada y en instalaciones remotas e independientes.

En el proyecto europeo EURO-DISH se ha desarrollado un disco con motor Stirling de 10 kW muy económico para la generación de electricidad descentralizada, un proyecto desarrollado por un consorcio europeo con socios de los sectores de la industria e investigación. La tecnología promocionada por Stirling Energy Systems (SES), denominada "Solar catcher", consiste en un sistema de 25 kW formado por una estructura de disco de 11.58 m de diámetro que soporta espejos curvados de vidrio formados por 82 facetas, cada uno con un área de 0.91 por 1.22 m. El generador es un motor Stirling recíproco de 4 cilindros que genera hasta 25 kW de electricidad por sistema. En 2008, Stirling Energy Systems afirmó haber alcanzado un récord en conversión de energía solar a la red de un 31.25% neto de eficiencia en Nuevo México.

2.7 Colector cilíndrico parabólico (CCP)

Se utilizan reflectores de espejo en forma cilindro parabólico para concentrar la luz solar en tubos receptores térmicamente eficientes ubicados en la línea focal de la parábola figura 3D. Normalmente los canales están diseñados para seguir el sol en un eje, predominantemente norte-sur. Se hace circular por esos tubos un fluido de transferencia térmica, como aceite térmico sintético. El fluido se calienta a unos 400 °C mediante los rayos solares concentrados y se bombea por una serie de intercambiadores térmicos para producir un vapor supercalentado, que se convierte en energía eléctrica en un generador de turbinas de vapor convencional que puede formar parte de un ciclo de vapor convencional o integrarse en un ciclo combinado de turbinas de vapor y gas.

Los canales parabólicos son la tecnología de energía solar térmica de concentración más madura y han probado ya su rendimiento. Los primeros sistemas se instalaron en 1912 cerca de El Cairo (Egipto) para generar vapor para una bomba que suministraba agua para irrigación. En aquel momento esta planta era competitiva contra instalaciones de carbón en regiones donde el carbón resultaba caro.

En el sistema de canal parabólico los rayos solares se concentran unas 70–100 veces en los tubos absorbedores donde se logran temperaturas operativas que oscilan entre 350 y 550 °C. Un fluido de transferencia térmica (HTF) bombeado por el tubo absorbedor transfiere la energía térmica a un ciclo convencional de turbina de vapor. La mayoría de las plantas utilizan aceite térmico sintético para la transferencia térmica.

El aceite térmico caliente se utiliza para producir vapor ligeramente supercalentado a alta presión, que pasa a una turbina de vapor conectada a un generador para producir electricidad. Como el aceite térmico alcanza una temperatura tope de unos 400 °C, lo que limita la eficiencia de la conversión del ciclo de turbina, tanto los investigadores como la industria están desarrollando también fluidos avanzados. Un ejemplo es la generación directa de vapor en los tubos absorbedores, y otro es el uso de sales fundidas como fluidos de transferencia térmica. Actualmente se encuentran en periodo de construcción plantas prototipo de ambos tipos.

En todo el mundo se encuentran en operación proyectos de canales parabólicos de entre 14 y 80 MWe, y las plantas existentes están proporcionando una potencia eléctrica de más de 500 MW. En los años 80 se desarrollaron en el sur de California nueve centrales y se conectaron a la red, con lo que se formaron unos 2 millones de m^2 de espejos, denominados sistemas solares de generación de electricidad (SEGS). Tras un parón industrial se ha retomado ahora la construcción comercial de centrales de canales parabólicos con el proyecto de 64 MW denominado Nevada One, propiedad de Acciona, que producirá 130 GWh de electricidad al año. En España, los proyectos en construcción Andasol y Solnova proporcionarán juntos 250 MW de potencia y se han propuesto más de 14 nuevos proyectos de este tipo desde la introducción de una tarifa o prima mínima suficiente. La instalación independiente más

grande de canales parabólicos propuesta hasta ahora se denomina Solana, y está planeada su construcción en una zona de Nevada.

La planta de Andasol desarrollada por Solar Millennium/ACS utiliza aceite sintético como fluido para transferir calor; es el primero de su clase y una demostración pionera del diseño EuroTrough y el almacenamiento térmico utilizando la tecnología de sales fundidas.

Mientras que los sistemas solares de generación de electricidad y los proyectos Solnova de España también utilizan aceite sintético para transferir el calor, otros promotores están construyendo plantas que utilizan la generación de vapor directa en los tubos absorbedores. Con el uso directo de vapor se evita el uso de un medio de transferencia térmico, pueden reducirse costos y mejora la eficiencia entre un 15 y un 20%.

Las centrales SEGS y Solnova emplean un sistema por el que la planta puede también quemar gas natural los días de menos sol. Los sistemas de canales parabólicos son idóneos para una operación híbrida, denominada Ciclo Combinado Solar Integrado (ISCC en sus siglas en inglés), donde se alimenta vapor generado por el sol en una central térmica que utiliza también vapor generado por combustible fósil, generalmente a partir del gas natural. Se han anunciado licitaciones para plantas ISCC en Argelia, Egipto y Marruecos, lo que supone un paso hacia la generación solar completa en el mix energético.

2.8 Descripción del funcionamiento del Sistema de concentrador lineal Fresnel

Los componentes del sistema de generación de energía eléctrica utilizando el concentrador lineal Fresnel son:
Sistema de concentración Fresnel
Turbina de vapor
Condensador
Acumulador
Estanque de alimentación
Bomba de alimentación
Sistema de tuberías, accesorios e instrumentación
Toberas generador distribución
Sistema de control.

El funcionamiento del sistema general es el siguiente:
La radiación solar incide sobre los espejos dispuestos en la parte inferior del concentrador. Los espejos deberán tener un ángulo adecuado para la reflexión, esto en forma individual. Con la reflexión apuntando al foco, ubicado en la parte superior del concentrador, se pretende llevar el agua contenida en el foco hasta una temperatura tal que la transforme en vapor. Un vapor de buena calidad, esto quiere decir alta temperatura del orden de los 250º C y una presión del orden de los 4 bar. Condiciones suficientes para ser ingresadas a través de las toberas a las turbina. El giro de la turbina permitirá la transformación de energía desde la mecánica a la eléctrica a través del generador eléctrico dispuesto a continuación de la turbina de vapor.

El vapor ya utilizado ingresará al condensador de vapor ubicado posterior a la turbina de vapor, transformándolo en agua líquida. Esta agua servirá como alimentación al sistema de concentrador, permitiendo un sistema de circuito cerrado.

Los componentes principales del sistema merecen una atención especial y estos son: La turbina, el condensador, el estanque de alimentación y el sistema de control.

a) Turbina de vapor

La turbina a utilizar en esta etapa del proyecto corresponde a la denominada de Laval, la cual es una turbina de acción de rodete único que está constituida por:

Un distribuidor fijo compuesto de toberas o álabes que tienen por objetivo transformar la energía térmica del vapor puesta a su disposición en energía cinética;

Una rueda móvil fija sobre el eje y cuyas paletas situadas en la periferia tienen por objeto transformar en energía mecánica de rotación la energía térmica y cinética puesta a su disposición.

El proyecto considera la adaptación de la Turbina de Laval a las condiciones de trabajo y a la generación de vapor por parte del sistema de concentración tipo Fresnel

b) Condensador

El condensador es el equipo que permitirá la condensación del vapor una vez utilizada su energía en la turbina. Esto hace que el sistema sea de circuito cerrado permitiendo un ahorro significativo en el uso del agua de circulación. El condensador de vapor será diseñado para la aplicación en particular, usando un sistema de enfriamiento por aire.

c) Estanque de alimentación

El estanque de alimentación es el depósito del agua que circulará por las tuberías del concentrador. Esta debe ser agua tratada, principalmente agua blanda, es decir libre de carbonatos de calcio. Con una participación de no más de 10 ppm (ppm: partes por millón de $CaCO3$). Con esto se asegura un buen funcionamiento del sistema en general y menos mantenimiento de los diferentes componentes.

d) Sistema de control

La generación de vapor, los ángulos de inclinación de los espejos, la velocidad de giro de la turbina, la potencia desarrollada y los parámetros de funcionamiento del sistema en general, requieren de un seguimiento y control para mantener un equilibrio del sistema y controlar las variables para una óptima operación, generación y distribución de la energía. Por tanto es necesario implementar un sistema de adquisición de datos, que a través de sensores permita el control y el monitoreo de todos los parámetro y variables del sistema.

2.9 Descripción del funcionamiento del Sistema de receptor central

Una central de torre o sistema de receptor central, está compuesta por un sistema concentrador o campo de heliostatos, que capta y concentra la componente directa de la radiación solar sobre un receptor (donde se produce la conversión de la energía radiante en energía térmica) que suele instalarse en la parte superior de una torre. El fluido de trabajo puede ser, entre otros, aire, vapor de agua, sodio fundido o sales fundidas, según la tecnología escogida. En las de vapor de agua, este mueve directamente una turbina. En los otros, el fluido transporta el calor a un generador de vapor de agua, con el que se hace funcionar una turbina que mueve al generador eléctrico.

En los sistemas de torre, un campo de helióstatos o espejos móviles que se orientan según la posición del sol, reflejan la radiación solar para concentrarla hasta 600 veces sobre un receptor que se sitúa en la parte superior de una torre. Este calor se transmite a un fluido con el objeto de generar vapor que se expande en una turbina acoplada a un generador para la producción de electricidad. El funcionamiento de la tecnología de torre se basa en tres elementos característicos: los helióstatos, el receptor y la torre.

- Los helióstatos tienen la función de captar la radiación solar y dirigirla hacia al receptor. Están compuestos por una superficie reflectante, una estructura que le sirve de soporte, y mecanismos que permiten orientarlo para ir siguiendo el movimiento del sol (lo que implica tanto los sistemas necesarios para el movimiento del helióstato como los sistemas de control). Las superficies reflectantes más empleadas actualmente son de espejos de vidrio.

- El receptor, que transfiere el calor recibido a un fluido de trabajo (que puede ser agua, sales fundidas, etc.). Este fluido es el encargado de transmitir el calor a la otra parte de la central termosolar, generalmente a un depósito de agua, obteniéndose vapor a alta temperatura para producción de electricidad mediante el movimiento de una turbina.

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

Las altas temperaturas (superiores a 1000º C) que se pueden alcanzar con esta tecnología permiten aspirar a elevados rendimientos en la generación de electricidad, incluso por encima del 25 % en la transformación de radiación solar a electricidad. En tecnología de torre, se puede incorporar el almacenamiento de energía. A partir de

este almacenamiento el sistema puede proporcionar energía aun en condiciones de nubosidad o de noche. Actualmente la solución más utilizada es el uso de un tanque de almacenamiento de agua/vapor o sales fundidas que acumula la energía para ser distribuida en otro momento. Consecuentemente la planta necesita ser sobredimensionada.

2.10 Descripción del funcionamiento del Disco parabólico

Los discos parabólicos concentran los rayos solares hacia un punto focal ubicado en su centro. El aparato completo sigue al sol, con el disco y el receptor moviéndose en conjunto ofreciendo la mayor eficiencia en sistemas de baja capacidad de generación (decenas de kW). El calor es absorbido en un motor termodinámico tipo Stirling de alta eficiencia con Hidrógeno o Helio y que cuenta con un sistema de enfriamiento que usa un fluido que trabaja en ciclo cerrado que produce electricidad a partir de él.
Los discos ofrecen el mejor desempeño de conversión solar a electricidad de cualquier sistema de Centrales Solares Termoeléctricas, comúnmente conocidas como plantas de CSP (Concentrated Solar Power). Una serie de características, como su tamaño compacto, ausencia de agua de enfriamiento, entre otras, los ponen en competencia con módulos PV, así como también con otras tecnologías CSP. La producción en masa permite ser una tecnología competitiva con sistemas de mayor capacidad, con el beneficio de las economías de escala.
Para su instalación requiere una superficies de entre 1.2 y 1.6 ha/MW. No necesita agua, salvo para lavar los espejos. Como cualquier diseño, requiere analizar aspectos como instalación, manufactura, ubicación de espejos, soportes, algoritmos de control, entre otros. El factor de planta se proyecta en 50 – 60% en el corto plazo, mientras que la eficiencia en la conversión se encuentra alrededor de 25-30%. El costo de inversión de una planta de este tipo es de alrededor de 10,000 USD/kW, con un costo de operación y mantenimiento estimado en 48.2 USD/kW al año. El costo medio de la energía es cercano a 28.3 centavos USD por kWh.
En esta tesis se presentan los 4 principales sistemas de concentración solar, sin embargo se optó por considerar el sistema de colector de canal parabólico: por su versatilidad; en este trabajo para producir agua caliente. Por ser una tecnología madura probada ya en la generación de energía eléctrica. Para trabajos posteriores de producción de vapor para distintos usos.

A continuación en la tabla 1, una comparación de las distintas tecnologías de concentración solar.

Tabla 1 Comparación de las distintas tecnologías de concentración solar.

	Parabolic Trough	Solar Tower	Linear Fresnel	Dish-Stirling
Typical capacity (MW)	10-300	10-200	10-200	0.01-0.025
Maturity of technology	Commercially proven	Pilot commercial projects	Pilot projects	Demonstration projects
Key technology providers	Abengoa Solar, SolarMillennium, Sener Group, Acciona, Siemens, NextEra, ACS, SAMCA, etc.	Abengoa Solar, BrightSource, Energy, eSolar, SolarReserve, Torresol	Novatec Solar, Areva	
Technology development risk	Low	Medium	Medium	Medium
Operating temperature (°C)	350-550	250-565	390	550-750
Plant peak efficiency (%)	14-20	23-35*	18	30
Annual solar-to-electricity efficiency (net) (%)	11-16	7-20	13	12-25
Annual capacity factor (%)	25-28 (no TES) 29-43 (7h TES)	55 (10h TES)	22-24	25-28
Collector concentration	70-80 suns	>1 000 suns	>60 suns (depends on secondary reflector)	>1 300 suns
Receiver/absorber	Absorber attached to collector, moves with collector, complex design	External surface or cavity receiver, fixed	Fixed absorber, no evacuation secondary reflector	Absorber attached to collector, moves with collector
Storage system	Indirect two-tank molten salt at 380°C (dT=100K) or Direct two-tank molten salt at 550°C (dT=300K)	Direct two-tank molten salt at 550°C (dT=300K)	Short-term pressurised steam storage (<10 min)	No storage for Stirling dish, chemical storage under development
Hybridisation	Yes and direct	Yes	Yes, direct (steam boiler)	Not planned
Grid stability	Medium to high (TES or hybridisation)	High (large TES)	Medium (back-up firing possible)	Low
Cycle	Superheated Rankine steam cycle	Superheated Rankine steam cycle	Saturated Rankine steam cycle	Stirling
Steam conditions (°C/bar)	380 to 540/100	540/100 to 160	260/50	n.a.
Maximum slope of solar field (%)	<1-2	<2-4	<4	10% or more
Water requirement (m^3/MWh)	3 (wet cooling) 0.3 (dry cooling)	2-3(wet cooling) 0.25(dry cooling)	3 (wet cooling) 0.2 (dry cooling)	0.05-0.1 (mirror washing)
Application type	On-grid	On-grid	On-grid	On-grid/Off-grid
Suitability for air cooling	Low to good	Good	Low	Best
Storage with molten salt	Commercially available	Commercially available	Possible, but not proven	Possible, but not proven

*Note: * = upper limit is if the solar tower powers a combined cycle turbine.*

Tomada de **(International Energy Agency, pág. 10)**

2.11 Descripción del funcionamiento del colector de canal parabólico (CCP)

Introducción

Los colectores solares de energía son intercambiadores de calor que transforman la energía de la radiación solar en energía térmica que es transportada mediante un fluido de trabajo. En los concentradores solares, la energía proveniente del sol se concentra en un dispositivo receptor donde dicha energía se absorbe en la superficie y se transforma en calor por conducción. Este calor es removido por un fluido (normalmente aire, agua, o aceite) que fluye a través del receptor. Dependiendo de la óptica utilizada para llevar a cabo la concentración de la energía solar, los colectores concentradores se pueden clasificar en concentradores de imagen o de no-imagen, dependiendo de si se forma una imagen bien definida del Sol en el receptor o no, respectivamente.

La energía solar colectada se puede almacenar como energía interna del fluido en un tanque de almacenamiento y que se pude utilizar posteriormente durante la noche o en días nublados.

La clasificación de colectores solares también puede realizarse en dos categorías: los que tienen sistema de concentración y los que carecen de éste. En un colector no concentrador con seguimiento aparente del Sol el área de abertura del colector es igual al área de recepción, mientras que en un colector concentrador con seguidor solar el área de abertura es más grande que el área de recepción. En los colectores concentradores se usan dispositivos que reflejan o refractan la luz hacia el área de receptor más pequeña, es decir, la energía solar se concentra teniendo una mayor densidad de flujo radiativo por unidad de área.

Los colectores concentradores tienen ventajas comparados con los colectores planos convencionales:

· Se obtienen mayores temperaturas en un colector concentrador para la misma superficie de colección. Esto significa que se puede lograr una mejor eficiencia termodinámica.

· La eficiencia térmica es mayor debido a que el área de pérdida de calor es pequeña comparada con el área de recepción.

· Es económicamente viable el tratamiento de superficies selectivas y la instalación de tubos de vacío para reducir pérdidas de calor.

Las desventajas son:

· Los sistemas de concentración prácticamente no colectan la radiación difusa y sólo aprovechan la radiación solar directa. Por lo tanto, no pueden funcionar en días nublados.

· Se requiere de un sistema de seguimiento del movimiento aparente del Sol, de forma que se intercepte la radiación directa y mejore su eficiencia.

· Las superficies reflectivas pueden perder su reflectancia con el tiempo, además requieren limpieza y mantenimiento periódicos.

Este tipo de sistemas de concentración pueden ser rotados para seguir al Sol de manera que intercepten la mayor cantidad de radiación directa posible. Pueden tener uno o dos ejes, y pueden estar orientados norte-sur o este-oeste. Hay diferencias significativas en la cantidad de radiación incidente, su dependencia del tiempo y la calidad de imagen obtenida por estos sistemas.

Para los sistemas de baja concentración es posible ajustar su posición intermitentemente, ya sea semanal o mensualmente, dependiendo del diseño. La ventaja de los sistemas de orientación este-oeste es que se pueden alinear cada semana sin que esto afecte en gran medida a su rendimiento, lo cual elimina la necesidad de acoplar un sistema electromecánico de seguimiento automático del sol.

Los colectores de canal parabólico pueden lograr una concentración geométrica de 212 y temperaturas de más de 400 °C. La concentración geométrica, se refiere a la relación que existe entre el área de abertura del colector y el área de recepción. Los CCP son construidos con estructuras ligeras de bajo costo, una de sus principales aplicaciones es la producción de vapor para mover un generador y producir energía eléctrica ya que tienen una buena eficiencia y un alto rendimiento.

Estos concentradores se construyen mediante el doblado de lámina de material reflectivo (aluminio pulido, película reflectiva o de plata depositada sobre metal o vidrio) con un acabado parabólico. En la línea focal se coloca un tubo que consta de una superficie absorbedora que tiene una cubierta selectiva, con una alta absortancia para radiación solar, y una baja emitancia para pérdidas térmicas por radiación, comúnmente este tubo está dentro de un tubo de vidrio como envolvente, para reducir las pérdidas de calor por convección hacia los alrededores ya que el tubo de vidrio se le hace vacío.

Cuando este canal parabólico está apuntado hacia el Sol, los rayos incidentes son paralelos al eje de la parábola, el reflector permite que estos sean dirigidos hacia el foco donde se localiza el tubo receptor.

El colector puede ser orientado de dos formas: este-oeste, de tal modo que sigue al Sol de norte a sur o bien el otro modo de orientación es norte-sur figura 4 donde el colector presenta la latitud del lugar y sigue al Sol de este a oeste. El primer modo de seguimiento requiere un menor ajuste durante el día y la abertura siempre está frente al Sol a mediodía pero el rendimiento del colector durante la mañana y la tarde es ve reducido significativamente debido a los ángulos de incidencia pronunciados. El segundo modo de seguimiento tiene su mayor pérdida al medio día solar.

En el periodo de un año, un campo de colectores orientado de norte-sur colecta más energía que un campo orientado este-oeste. Sin embargo, el sistema norte-sur colecta mucha energía en el verano y muy poca en el invierno, contrario a lo que sucede con un sistema de este-oeste. Además, la orientación norte-sur requiere de

sistemas de seguimiento continuo lo que resulta en sistemas más complicados que los empleados en los sistemas orientados este-oeste.

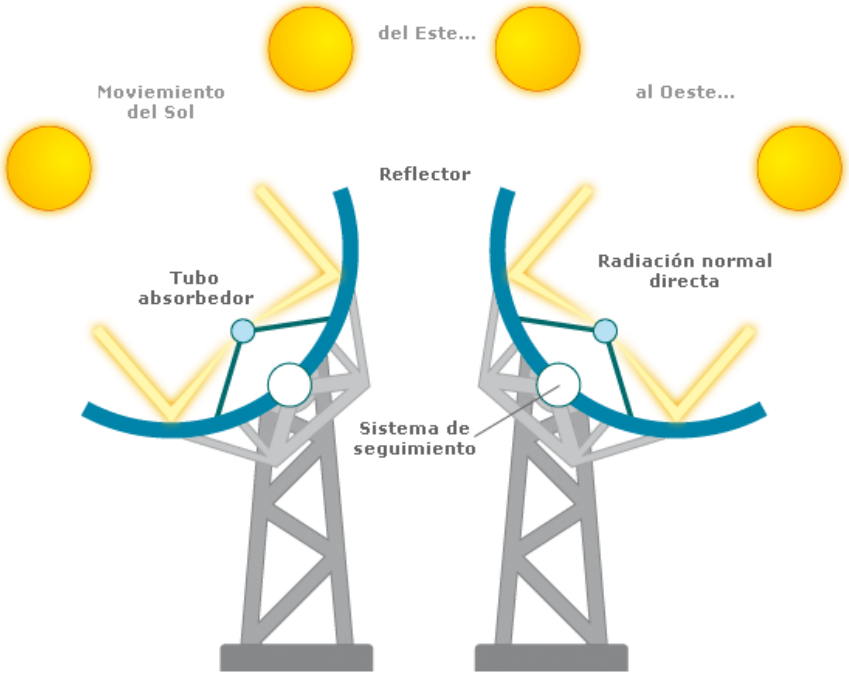

Figura 4 Orientaciones de los colectores cilíndricos parabólicos, norte sur y este – oeste, obtenida de: http://tecnoblogsanmartin.wordpress.com/2011/02/page/4/. Imagen consultada el 19 de julio del 2014.

En los campos de CCP son construidos con varios módulos conectados en serie (filas de CPC) y en paralelo (columnas de CPC) y son soportados por pedestales. Es la tecnología más madura para generar calor a temperaturas que superan los 200º C, ya sea para generación de electricidad o para aplicaciones de calor de proceso.

Es común que se coloque un tubo de vidrio alrededor del receptor figura 5 para reducir las pérdidas convectivas de calor, reduciendo así el coeficiente de pérdidas de calor ya que el espacio entre el tubo de vidrio y el tubo receptor tiene vacío. La desventaja es que dicha cubierta funciona como filtro de la luz reflejada desde el concentrador, lo que añade una pérdida por transmitancía de alrededor de 5 a 10%, a pesar de que el vidrio esté limpio.

La envolvente de vidrio a veces tiene una capa antireflectiva para mejorar la transmitancia. Para poder disminuir los costos y hacerlos competitivos ante otras tecnologías, los CCP deben tener una buena relación de rigidez y peso, así como una adecuada disponibilidad termodinámica respecto a su aplicación, de tal forma que sea fácilmente manufacturable y cuente con una vida útil lo suficientemente larga para su amortización.

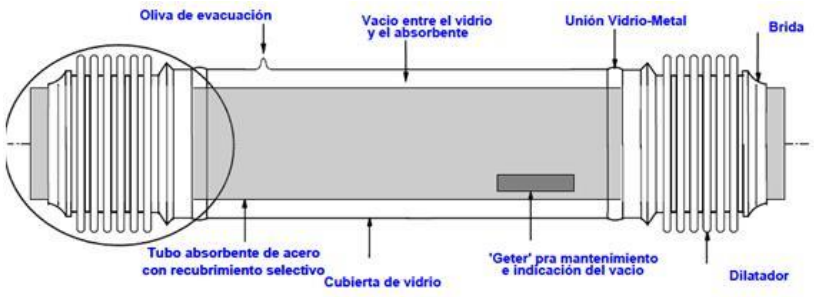

Figura 5 Tubo receptor absorbedor para los colectores cilíndricos parabólicos, obtenida de: http://2.bp.blogspot.com/-cFOPwPgaT38/Tdu4rC6lgGI/AAAAAAAAAYo/NIMtWQzv0cg/s1600/Dibujo.JPG. Imagen consultada el 05 de agosto del 2014.

Un mecanismo de seguimiento figura 6 debe ser confiable y capaz de seguir al Sol con cierto grado de exactitud, regresar al colector a su posición original al fin del día o durante la noche y también de seguirlo en periodos de nubosidad intermitente. Estos mecanismos también deben de servir para protección de los colectores, por ejemplo, pueden girar el colector fuera de foco para protegerlo de condiciones peligrosas de trabajo o ambiente como ráfagas de viento, sobrecalentamiento y falla del mecanismo del flujo de fluido térmico.

La exactitud requerida del mecanismo de seguimiento depende del ángulo de aceptación del colector. Estos mecanismos de seguimiento pueden ser puramente mecánicos o eléctricos y electrónicos.

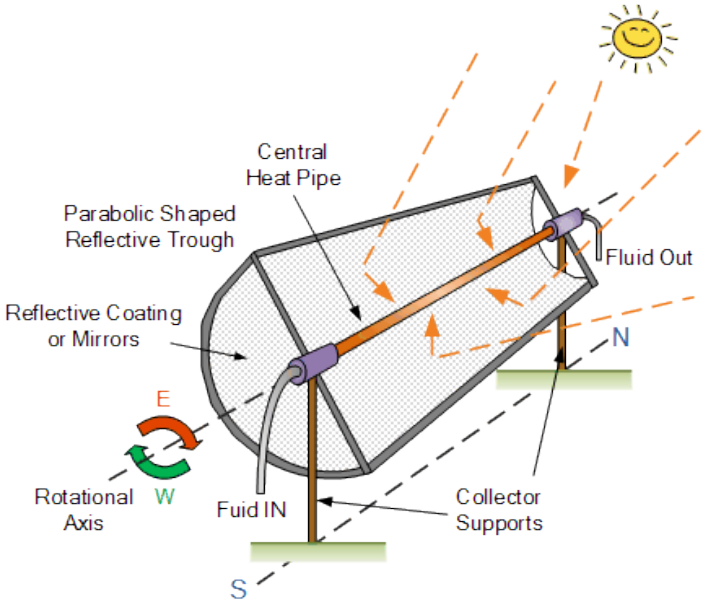

Figura 6 Seguimiento solar de un colector cilíndrico parabólico, obtenida de: http://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-hot-water/parabolic-trough-reflector.html Imagen consultada el 07 de agosto del 2014.

Capítulo III Radiación solar

3.1 El Sol

El Sol es una esfera de materia gaseosa intensamente caliente, que está compuesto de 74% de hidrógeno, 25% de helio y pequeñas cantidades de otros elementos más pesados (Kalogirou, 2009, pág. 1); con diámetro de 1.39×10^9 m y una distancia promedio a la Tierra de 1.5×10^{11} m. La temperatura en la región interior se estima entre los 8×10^6 y 40×10^6 K, y su densidad se calcula alrededor de 100 veces la del agua (Duffie & Beckman, 1991, pág. 3).

3.2 Radiación solar

De la enorme cantidad de energía que emite constantemente el Sol, una parte llega a la atmósfera terrestre en forma de radiación solar. De ella, un tercio es enviada de nuevo al espacio a consecuencia de los procesos de refracción y reflexión que tienen lugar en la atmósfera de la Tierra. De los dos tercios restantes, una parte es absorbida por las distintas capas atmosféricas que rodean el globo terráqueo. El resto llega a la superficie de la Tierra por dos vías: directamente, es decir, incidiendo sobre los objetivos; e indirectamente, como reflejo de la radiación solar que es absorbida por el polvo y el aire. La primera recibe el nombre de radiación directa y la segunda se le llama radiación difusa.

3.3 Tipos de radiación solar

La radiación directa es la que se recibe directamente del sol, sin sufrir ninguna dispersión atmosférica. La radiación extraterrestre es por tanto la radiación directa. Suele utilizarse el subíndice “b” para expresar este tipo de radiación.

Se conoce como radiación difusa a la que se recibe del sol después de ser desviada por dispersión en la atmósfera; es la que se recibe a través de las nubes, así como la que proviene del cielo azul. Esta radiación se expresa utilizando el subíndice “d”.

Por otro lado la radiación terrestre es la que proviene de objetos terrestres, por ejemplo, lo que refleja una pared blanca, un lago, etc.

La radiación total es la suma de las radiaciones directa, difusa y terrestre que se reciben sobre una superficie. Y la radiación total que incide sobre una superficie horizontal, es la llamada radiación global, que es igual a la suma de la difusa y la directa.

3.4 Constante solar

Se denomina constante solar a "la irradiancia solar total definida como la cantidad de energía radiada en todas las longitudes de onda, recibida por unidad de tiempo y de área en el tope de la atmósfera; corregida por la distancia media tierra-sol. El valor medido de la constante solar es 1368 $\pm$ 7 W/m^2. Fue obtenido en 1980 a bordo del satélite SMM (Solar Maximum Mission) de la NASA." (Jursa, 1985, págs. 1-5)

3.5 Potencia Solar

Para expresar la potencia solar se utiliza el concepto de “irradiancia”. La irradiancia es la rapidez de incidencia de energía radiante sobre una superficie, por unidad de área. Generalmente se usa el símbolo “G” para la irradiancia, junto con los subíndices adecuados: G_o, G_b, G_d, para la irradiancia extraterrestre, directa y difusa, respectivamente. Las unidades más comúnmente utilizadas para ésta son W/m^2.

Cuando incide la radiación sobre un plano, durante un tiempo determinado, puede hablarse entonces de que incidió una cierta cantidad de energía. La cantidad de energía, por unidad de área que incide durante un período dado, recibe el nombre de irradiación, Jm^{-2} y no es otra cosa que la integral de la irradiancia durante el período en cuestión. Generalmente se usa el símbolo “I” para la insolación por hora, mientras que “H” se usa para la insolación en el período de un día.

3.6 Geometría solar

El movimiento de la Tierra alrededor del Sol se llama traslación y lo hace describiendo una órbita elíptica de muy poca excentricidad llamada Eclíptica, estando el Sol situado en uno de sus focos. La duración del recorrido es de 365 días, 5 horas y 48 minutos a una velocidad de 108,000 Km/hora, aproximadamente. Esta órbita está inclinada con respecto al plano del Ecuador un ángulo de 23.45° (Díez, 1992, pág. 14) y ello hace que sobre un punto determinado de la Tierra los rayos del Sol lleguen unas veces más perpendicularmente que en otros y, por lo tanto, que la radiación incidente sobre la misma sea diferente en cada caso.

Por otra parte, la Tierra tiene un movimiento de rotación alrededor de su eje en el que emplea 24 horas. Ahora bien, debido a la inclinación del eje de rotación y del movimiento orbital de la Tierra, la duración del día y de la noche varía según la latitud del lugar. Así, en el Ecuador terrestre el día y la noche son iguales, es decir, de doce horas, pero esa igualdad se va perdiendo a medida que se pasa del Ecuador hacia los Polos, ya que progresivamente van apareciendo los inviernos de noches más largas

en contraposición con los veranos de noches más cortas, incluso hasta en las regiones polares en donde duran medio año.

En la figura 7 se muestra de forma gráfica algunos de los conceptos antes expuestos.

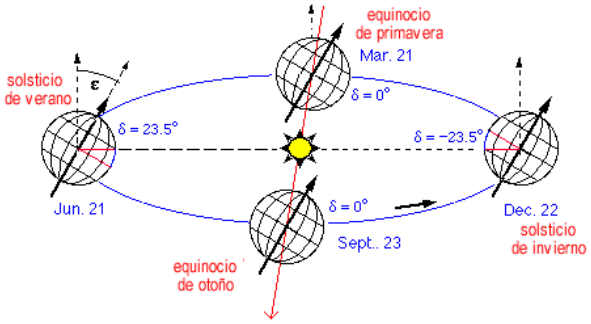

Figura 7 Trayectoria aparente del Sol alrededor de la Tierra y parámetros característicos asociados, obtenida de: http://personales.unican.es/gonzalmi/ssolar/articulos/movapsol.html Imagen consultada el 09 de agosto del 2014.

La latitud y la longitud son coordenadas que localizan un punto cualquiera en la superficie terrestre, figura 8.

Se llama latitud ($\boldsymbol{\phi}$) de un lugar a la distancia angular o arco, medida en grados sobre un meridiano, entre dicho lugar y el Ecuador, que es la línea que se toma como origen de latitudes. Se mide en grados, minutos y segundos; Varía de 0º a 90º y puede ser:

- Norte o positiva, si el lugar se encuentra por encima del Ecuador: $\boldsymbol{\phi} > 0$
- Sur o negativa, si el lugar se encuentra por debajo del Ecuador: $\boldsymbol{\phi} < 0$

Se llama longitud (λ) de un lugar a la distancia angular o arco, medida en grados sobre el Ecuador, entre el meridiano del lugar y el meridiano de origen o de Greenwich. Se mide en grados, minutos y segundos. Varía de 0º a 180º y puede ser:

- Este o positiva, si el lugar se encuentra a la derecha del meridiano origen: $\lambda > 0$
- Oeste o negativa, si el lugar se encuentra a la izquierda del meridiano origen: $\lambda < 0$

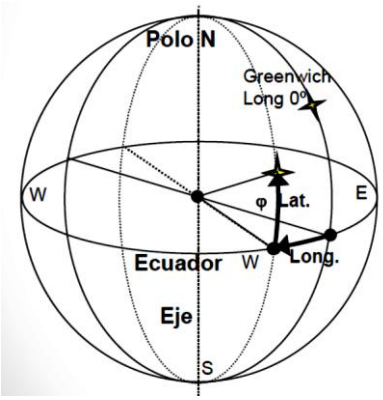

Figura 8 Latitud y longitud. Obtenida de: http://editorial.cda.ulpgc.es/ambiente/2_clima/2_soleamiento/a223.htm Imagen consultada el 13 de agosto del 2014.

Desde el punto de vista de un observador sobre la superficie de la Tierra, el Sol describe un arco desde su salida (orto) hasta su puesta (ocaso). Por definición, a mitad de su recorrido, es decir, en el mediodía solar, el Sol pasa por el meridiano local. Se denomina cenit a la vertical desde un punto cualquiera de la Tierra al corte con la hipotética trayectoria de la esfera solar.

La posición del Sol se puede referir en dos sistemas de coordenadas distintos, ambos centrados en el observador: coordenadas horarias (declinación δ y ángulo horario h) y coordenadas horizontales (altura solar α, y azimut z). Estas coordenadas determinan el vector solar, entendido éste como el vector con origen en el observador y extremo en el Sol.

Las coordenadas horizontales del Sol, altura solar y azimut, varían dependiendo de la hora del día, el día del año y la latitud del lugar. Por el contrario, las coordenadas horarias son más fáciles de obtener, la declinación sólo depende del día del año, y el ángulo horario, de la hora. Se determinan las coordenadas horarias como paso previo para el cálculo de las coordenadas horizontales.

Se define el tiempo solar como el tiempo basado en el movimiento angular aparente del Sol a través del cielo, tomando como mediodía solar el instante en el que el Sol cruza el meridiano del observador.

Para las relaciones entre los ángulos solares que se exponen a continuación, el tiempo que se utiliza es el tiempo solar, que no coincide con el tiempo del reloj local. Para convertir la hora local a hora solar, se aplican dos correcciones:

- Una corrección constante para la diferencia de longitud entre el meridiano del observador y el meridiano en el cual se basa el tiempo local estándar, sabiendo que el Sol tarda 4 minutos en atravesar un grado de longitud.

- La segunda corrección proviene de la ecuación del tiempo, que tiene en cuenta las perturbaciones en el valor de rotación de la Tierra, y que afectan al instante en el que el Sol cruza el meridiano del observador.

Por tanto, para pasar la hora local a hora solar, se aplica la ecuación 1 (Kalogirou, pág. 11):

$$Hora\ solar = hora\ local + 4(L_{St} - L_{loc}) + E \quad (1)$$

Donde:

L_{St}= longitud geográfica del meridiano de referencia (º) (figura 9)

L_{loc} = longitud del meridiano local (º)

E = ecuación del tiempo (en minutos), dada por la ecuación 2 (Kalogirou, pág. 11):

$$E = 229.2(0.000075 + 0.001868 * cosB - 0.032077 * senB - 0.014615 * cos\,2B - 0.04089 * sen2B) \quad (2)$$

B se calcula mediante la ecuación 3 (Duffie & Beckman, pág. 12):

$$B = (n-1) * \frac{360}{365} \quad (3)$$

$$Siendo\ n\ el\ numero\ de\ dia\ del\ año, por\ tanto\ 1 \leq n \geq 365$$

Figura 9 Mapa de México con la longitud geográfica del meridiano de referencia LRef. Obtenida de: http://www.eltesorodelajumentud.info/horavera.html Imagen consultada el 11 de septiembre del 2014.

3.7 Coordenadas horarias

La declinación (δ) es la posición angular del Sol en el mediodía solar (cuando el Sol pasa por el meridiano local) respecto al plano del ecuador terrestre.

El valor de este ángulo se suele tomar cada día al mediodía solar. Esto es debido a que el eje de rotación de la Tierra está inclinado un ángulo de 23.45º respecto al eje del plano que contiene la órbita que describe alrededor del Sol y de ahí que el valor de la declinación varíe entre ± 23.45º a lo largo del año.

El valor de la declinación se puede calcular a partir de la ecuación 4 (Duffie & Beckman, pág. 13):

$$\delta = 23.45 * sen\left(360\frac{284+n}{365}\right) \quad (4)$$

Donde n es el número del día del año. La declinación es una función continua del tiempo. La tasa de cambio máxima de la declinación es en los equinoccios, con un valor aproximado de 0.5º/día.

El ángulo horario (h) es el desplazamiento angular del Sol (hacia el este u oeste) respecto al meridiano local debido a la rotación de la Tierra, sobre su eje, a 15º por hora.

- Por la mañana es negativo.

- Por la tarde es positivo.

El ángulo horario se calcula según la ecuación 5 (Kalogirou, pág. 56):

$$h = 0.25 * (numero\ de\ minutos\ a\ partir\ del\ mediodia\ solar) \quad (5)$$

Coordenadas horizontales

La altura solar (α) o ángulo de elevación del Sol por encima del horizonte ecuación 6 (Kalogirou, pág. 58), es el ángulo entre la horizontal y la dirección de la radiación directa comprendida entre 0 y 90°. Es el ángulo complementario del ángulo zenital.

$$\sin\alpha = \cos\Phi = \sin L \sin\delta + \cos L \cos\delta \cos h \quad (6)$$

El ángulo azimutal (z) es el ángulo entre la línea del sol y el sur geográfico. Se calcula según la ecuación 7 (Kalogirou, pág. 58).

$$sin\, z = \frac{cos\,\delta\, sin\, h}{cos\,\alpha} \quad (7)$$

- Si está orientado hacia el este a_s< 0º

- Si está orientado hacia el oeste a_s> 0º

- Y en el sur a_s = 0º

En la figura 10 aparecen algunos ángulos descritos, tanto en coordenadas horarias como coordenadas horizontales.

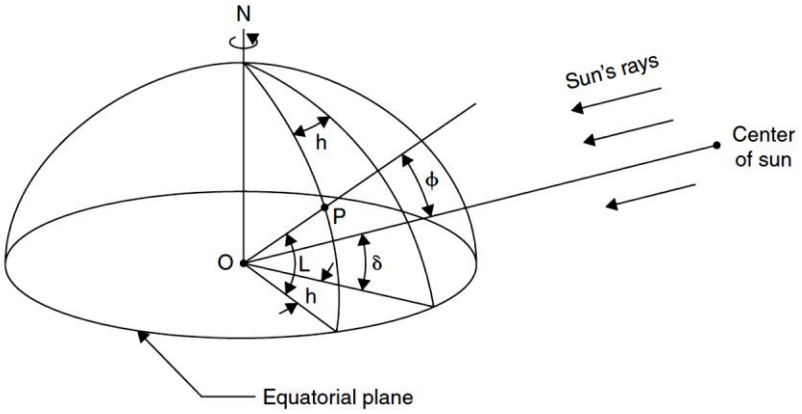

Figura 10 Latitud, Angulo horario y declinación solar, obtenida de: (Kalogirou, 2009, pág. 54). Imagen consultada el 15 de septiembre del 2014.

3.8 Posicionamiento del colector en la superficie terrestre

Posición relativa del Sol respecto al colector: ángulo de incidencia

Para caracterizar cómo la radiación incide sobre la superficie, se utilizan los siguientes parámetros:

El ángulo de incidencia (θ) es el ángulo entre la radiación directa sobre una superficie y la normal a dicha superficie, y es función de la latitud (***ϕ***), la declinación (δ), el ángulo horario (h), el Angulo azimutal (z) y la inclinación de la superficie sobre la horizontal (β).
La ecuación 8 (Duffie & Beckman, pág. 8) es la expresión general para este ángulo.

$$cos\theta = sen\delta * sen\phi * cos\beta - sen\delta * cos\phi * sen\beta * cos\gamma + cos\delta * cos\phi * cos\beta * cos\omega + cos\delta * sen\phi * sen\beta * cos\gamma * cos\omega + cos\delta * sen\beta * sen\gamma * sen\omega \quad (8)$$

Para el caso particular de β=0º (superficie horizontal), se define el ángulo zenital (**Φ**) como el ángulo de incidencia de la radiación solar particularizado para β=0º, ecuación 9 (Duffie & Beckman, pág. 16):

$$\cos\theta_z = cos\phi * cos\delta * cos\omega + sen\phi + sen\delta \quad (9)$$

También se define como el ángulo entre la vertical y la dirección que apunta hacia al Sol, es decir, el ángulo de incidencia de la radiación directa sobre una superficie horizontal.

Capítulo IV Desarrollo teórico

4. Materiales y métodos

Se calcularon los requerimientos de agua caliente sanitaria para un módulo donde habitan aproximadamente 14 niños en este albergue.

También se analizó la cantidad de radiación solar de los últimos años con el programa Meteonorm, para en base a estos datos construir este sistema.

Asimismo se utilizó el programa Trnsys versión 16 para el cálculo de este sistema termosolar. Se escogió este programa para el desarrollo del proyecto, pues resulta el más completo a la hora de predecir las características de un sistema de energía térmica solar y encontrar los componentes adecuados para asegurar un comportamiento satisfactorio del sistema.

Además se investigaron los materiales más adecuados para el diseño óptimo de este sistema termosolar. Que constarán de los siguientes elementos principales:

- Colector de canal parabólico
- Sistema de seguimiento solar
- Bomba recirculadora
- Termotanque estratificado con intercambiador de calor
- Controlador

En este proyecto se utilizará agua destilada como fluido en el intercambiador de calor, para evitará la formación de depósitos de cal, ya que la temperatura será de alrededor de 90 °C.

4.1 Ubicación de la casa hogar del DIF

El albergue del DIF está ubicado a un costado de la Universidad Tecnológica de Jalisco, en la ciudad de Guadalajara (figura 11), este cuenta con 7 villas o dormitorios de 2 plantas, donde además cuentan con varias regaderas, lavabos y fregadores. En cada uno de estos edificios habitan en promedio 14 niños o niñas.

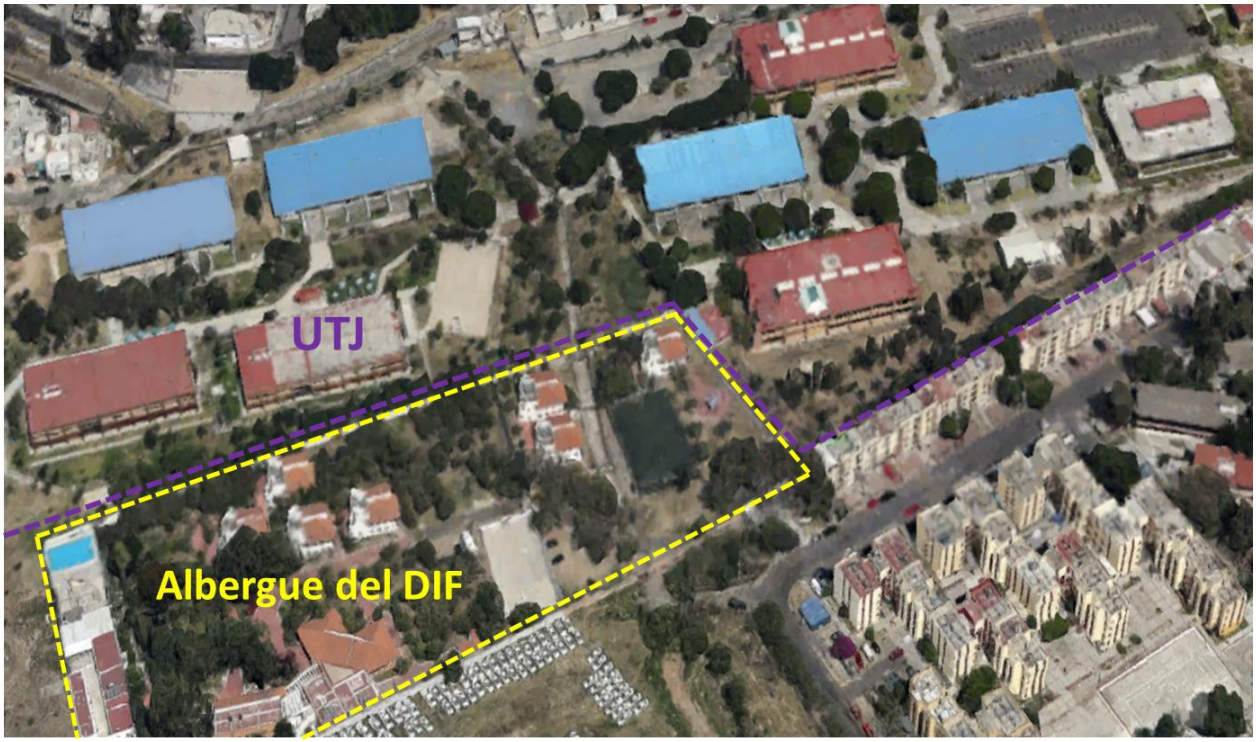

Figura 11 Ubicación del albergue del DIF, con respecto a la Universidad Tecnológica de Jalisco. Obtenida de Google maps. Imagen consultada el 15 de septiembre del 2014.

Dada la cercanía con esta casa hogar se llevará un registro de los siguientes parámetros:

- Temperatura ambiente
- Radiación solar
- Consumo de agua caliente
- Temperatura de agua de entrada al colector
- Temperatura de agua de salida al colector
- Velocidad del viento
- Temperatura del agua en el termotanque

Las mediciones se registrarán en una computadora las 24 horas de todos los días del año; la radiación solar, la temperatura y la velocidad del viento se registrarán en un edificio de la Universidad, para disponer de un registro y control del rendimiento del colector solar, así de como tener una medición real de la radiación solar en esta ubicación de la Zona Metropolitana de Guadalajara.

4.2 Consumo de agua caliente

En esta casa hogar del DIF, se estimó el consumo de agua en base a la cantidad de niños y sus actividades que realizan diariamente. Algunos de ellos se bañan en la mañana y otros en la tarde, ya que depende el horario en que asisten a la escuela.

Aparte del agua que utilizan para bañarse, también la utilizan para lavarse las manos y fregar los trastes, con esos datos se realizó la figura 12.

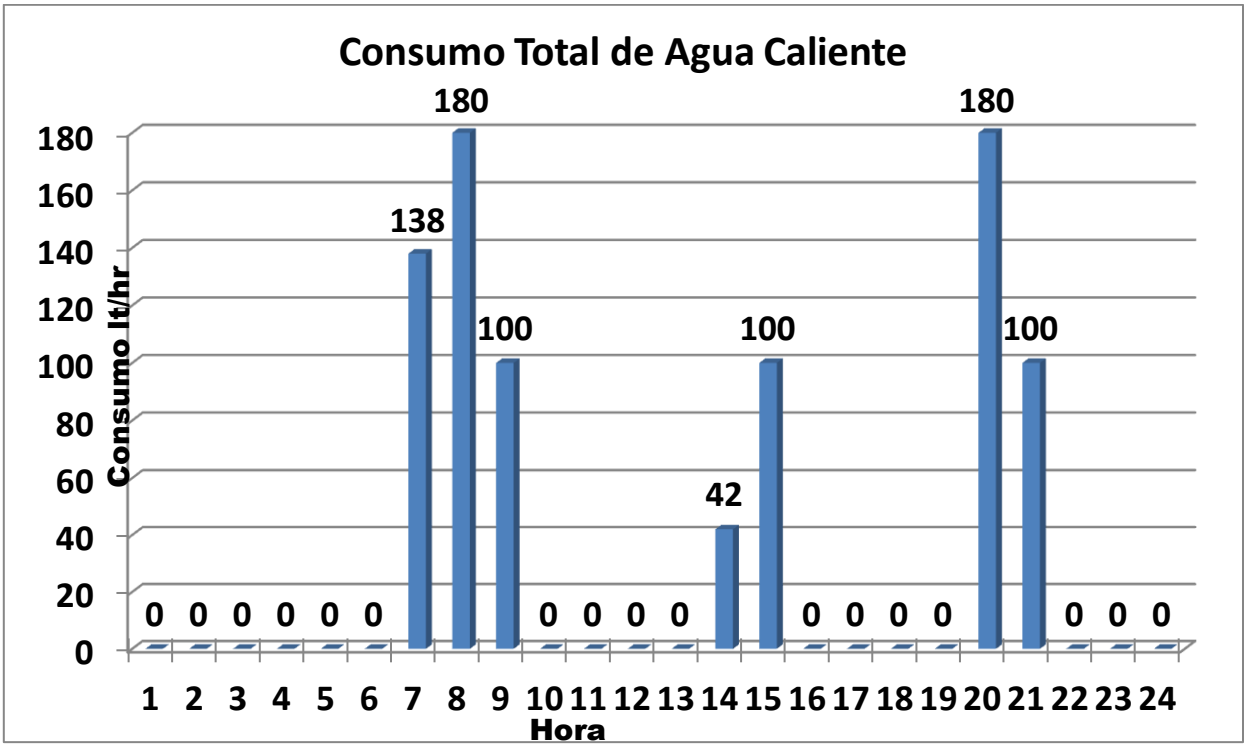

Figura 12. Consumo promedio diario de agua caliente sanitaria de 14 niños, en el albergue del DIF Villas Miravalle. Datos estimados con la información de las siguientes páginas: http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articuloses/flujoentuberias/dotacionagua/determinaciondeladotacionde agua.html, http://es.scribd.com/doc/51386987/10/Consumo-domestico y presentadas en Excel.

4.3 Geometría solar de la ciudad de Guadalajara

La ciudad de Guadalajara Jalisco se encuentra localizada en la latitud 20°40', longitud -103° 20' a una altura de 1,490 m sobre el nivel del mar, con una temperatura promedio anual de 21.1° Celsius, que podemos ver en la figura 13.

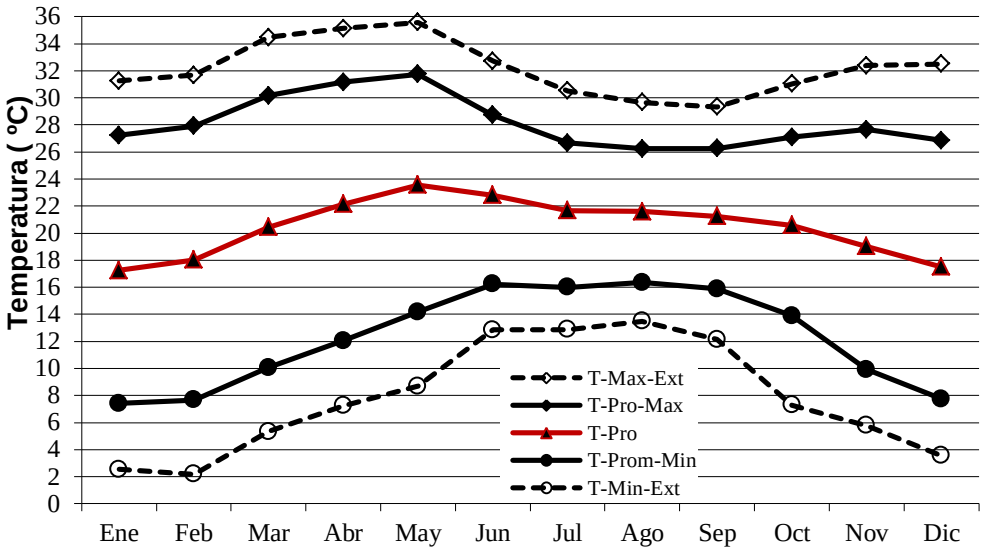

Figura 13. Temperaturas promedio, máxima y mínima anual de la ciudad de Guadalajara. Datos obtenidos del programa Meteonorm y presentadas en Excel.

La cantidad de irradiación solar directa mensual según Meteonorm y la NASA, se muestra en la figura 14. (https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?email=skip@larc.nasa.gov)

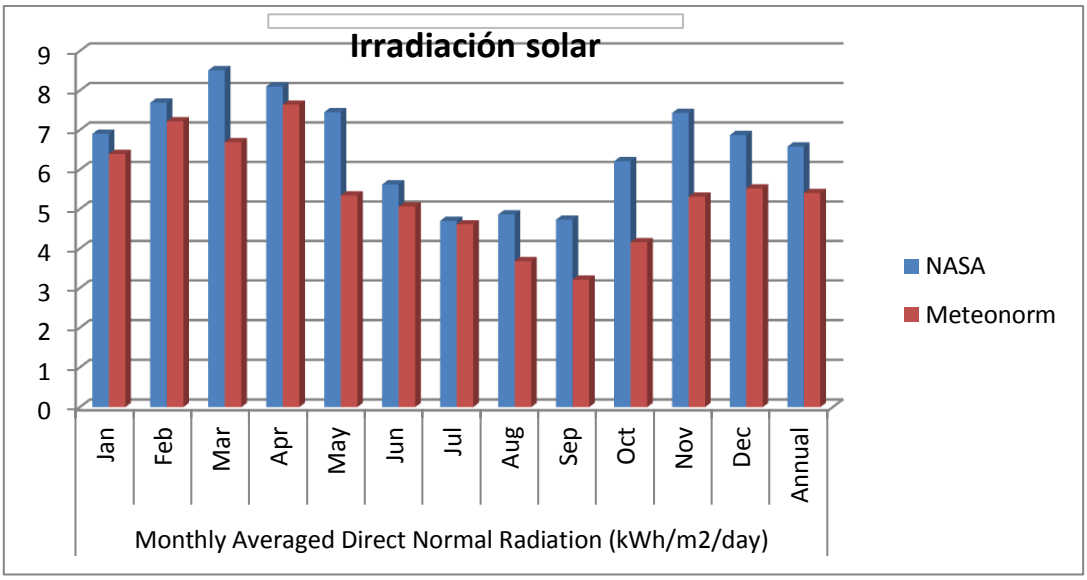

Figura 14 Irradiación solar directa, anual de la ciudad de Guadalajara. Datos obtenidos del programa Meteonorm y la NASA (Paul W. Stackhouse) presentados en Excel.

Para el cálculo de este proyecto se utilizarán los datos obtenidos del programa Meteonorm. Observamos que la mayor irradiación directa se da en el mes de abril con 7.64 kWh/m^2/día y la menor en el mes de septiembre con 3.21 kWh/m^2/día; asimismo el promedio es de 5.40 kWh/m^2/día.

Se realizó en una hoja de Excel (Tabla 2) los cálculos de la geometría solar, la Declinación (δ), Ángulo horario (h), Ángulo de incidencia (θ), etc. Con los datos de ubicación de la ciudad de Guadalajara; para cada cambio de estación. En ella observamos cómo cambia la declinación (δ) a través del año, así como el ángulo horario (h), ángulo de incidencia (θ), ángulo azimutal (z), etc.

Tabla 2 Realizada en Excel con la Geometría solar de la ciudad de Guadalajara, para los días: 21 de marzo, 21 de junio, 21 de septiembre y 21 de diciembre.

Fecha	21 de marzo	21 de junio	21 de septiembre	21 de diciembre
Longitud estándar (En Jalisco Invierno 90° Verano 75°)	90	75	75	90
Longitud (En Guadalajara 103.2°) 103.33	103.33º	103.33º	103.33º	103.33º
Latitud (En Guadalajara 20.4°) 20.67	20.67º	20.67º	20.67º	20.67º
Hora civil	13:02	13:55	13:47	12:52
Día del año	80	172	264	355
B=	77.91781	168.65753	259.39726	349.15068
E =	-7.86263	-1.32473	6.89790	2.17419
Ángulo de superficie	22.5	0	22.0	44.0
Ángulo azimutal	0	0	0	0
Tiempo solar verdadero en horas	12:00	12:00	12:00	12:00
Ángulo horario (h) en grados	0	0	0	0
Ángulo de la altitud del sol (α) en grados	68.93	87.22	69.13	45.88
Ángulo azimutal (z) en grados	0.0	0.0	0.0	0.0
Declinación (δ) en grados	-0.40	23.45	-0.20	-23.45
Longitud del día en horas	11.98	13.26	11.99	10.74
Máxima altura solar del día en grados	68.93	92.78	69.13	45.88
Angulo de incidencia (θ) en grados	1.43	2.78	1.13	0.12

4.4 Diseño del colector de canal parabólico

En este proyecto se diseñó un CCP para la generación de agua caliente sanitaria, que pueda generar temperaturas de hasta 90 °C, con un costo de inversión bajo para su fabricación, fácil de operar y de mantenimiento sencillo. Se utilizará hojas de acero inoxidable acabado espejo de dimensiones 1.22 x 3.05 m y una reflectividad de más del 85 %. Se escogió el acero inoxidable como material de construcción por resistente a las condiciones climáticas.

Además en el colector diseñado se colocará un vidrio templado en la parte superior, para reducir las pérdidas de calor por convección, del tubo concentrador hacia los alrededores y proteger la superficie reflectiva del polvo, la lluvia y del granizo; aunque ya se han diseñado algunos de grandes dimensiones en algunas regiones del mundo (Bader, pág. 2)

También se utilizó como parámetro de diseño un ángulo de borde de 90°. Que corresponde al ángulo medido desde el colector hasta la línea que forma el eje de la parábola. Con el ángulo de 90º los errores de inclinación y seguimiento son menos pronunciados ya que se minimiza la distancia media entre el foco y el reflector.

En base en el tamaño de la hoja de acero inoxidable y el ángulo de borde de 90°; se fijó el valor de la distancia focal (f) en 0.50 m. Con estas dos medidas quedan definidos los demás parámetros ópticos.

De acuerdo al tamaño de la lámina reflejante y el ángulo de borde, mediante el software Parabola Calculator 2.0 figura 15, se determinó el ancho de la abertura (W_a) del CCP, así como del área de abertura (A_a), esta última es el área donde incide la radiación solar directa (G_b) del colector.

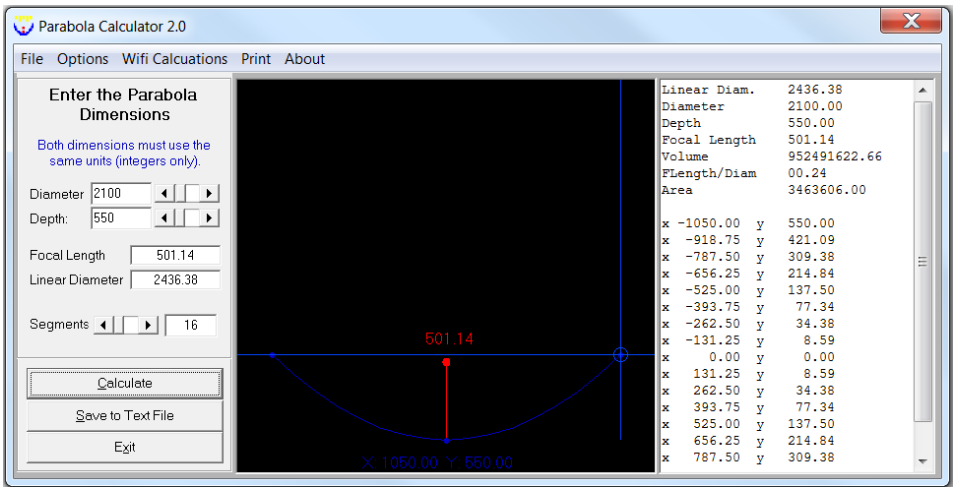

Figura 15 software Parabola Calculator obtenido de: http://english.ircfast.com/lv/software/download-page/kl667962.htm

Los concentradores parabólicos han sido propuestos y usados para aplicaciones que requieren razones de concentración intermedias y temperaturas en el rango de 100 a 400 ºC. Para colectores de este tipo se toma en cuenta la radiación absorbida por unidad de área de la apertura no sombreada (dada por S). Para evaluar esta S, es necesario saber las características de las imágenes producidas por los reflectores.

Las imágenes teóricas como aquellas producidas por concentradores que están perfectamente alineados dependen de la geometría del concentrador. La ecuación de la parábola en términos del sistema de coordenadas cartesiano ecuación 10 es:

$$y^2 = 4fx \tag{10}$$

Dónde:
f = longitud focal que es la distancia desde el punto focal hacia el vértice.
La radiación incidente directa es un cono con un ancho angular de 0.53º. Para propósitos prácticos se asume que el concentrador es simétrico y que la radiación directa es normal a la apertura. Entonces la radiación directa es incidente en el concentrador en una dirección paralela al plano central de la parábola (el plano x-z descrito por el eje y el foco de la parábola). El ancho de la imagen solar en el plano focal se incrementa con el incremento del ángulo de borde.

Con base en las dimensiones y la geometría de la parábola, el diámetro del receptor ecuación 11 del CCP (Duffie & Beckman, pág. 361) es:

$$D = \frac{W_a \, sen \, 0.267}{sen \, \emptyset_r} \tag{11}$$

$$D = \frac{2.10 * sen \, 0.267}{sen \, 90} = 0.01 \, m$$

Donde:
0.267 = la mitad del ángulo que sustenta el disco solar visto desde la Tierra.
W_a = apertura del colector
$\emptyset$ = ángulo de borde

Las características ópticas del CCP están definidas por la geometría del diseño. Definen el comportamiento del sistema cuando recibe energía (apertura W_a) y cómo la transmite hacia el receptor. Uno de los parámetros más representativos de este análisis es la concentración que puede alcanzar el sistema. La razón de concentración (C) está definida como la razón del área de apertura A_a entre el área del receptor A_r según la ecuación 12.

$$C_{max} = \frac{A_a}{A_r} = \frac{W_a L}{2\pi r L} = \frac{W_a}{\pi D} \tag{12}$$

$$C_{max} = \frac{2.10\ m}{\pi * 0.01\ m} = 61.80$$

Los errores asociados a la superficie parabólica son de dos tipos: aleatorios y no-aleatorios (Guven & Bannerot, pág. 9). Los errores aleatorios se definen como errores que se deben a la naturaleza del azar y, por lo tanto, se puedan representar por distribuciones de probabilidad normales. Los aleatorios se identifican como cambios evidentes en la anchura del sol, los efectos de la dispersión causados por los errores aleatorios de la pendiente de la parábola (es decir, distorsión de la parábola debido a carga del viento), y efectos de dispersión asociados a la superficie reflectiva. Los errores no aleatorios se presentan en el ensamble de fabricación o la operación del colector.

Estos se pueden identificar como imperfecciones del perfil del reflector, errores del seguimiento y errores de localización del receptor. Los errores aleatorios son modelados estadísticamente mediante la desviación estándar de la distribución de la energía total reflejada y se pueden estimar mediante la ecuación 13 (Guven & Bannerot, pág. 47).

(13)

$$\sigma = \sqrt{\sigma_{sun}^2 + 4\,\sigma_{slope}^2 + \sigma_{mirror}^2}$$

Donde:

σ_{sun} = desviación estándar de la distribución de energía de los rayos del sol en incidencia normal.
σ_{slope} = desviación estándar de la distribución de los errores de inclinación locales con incidencia normal.
σ_{mirror} = desviación estándar de la variación de la difusividad del material reflectante en incidencia normal

Para el concentrador parabólico que se construyó, se consideró:
σ_{sun} = 0.0025 rad
σ_{slope} = 0.01 rad
σ_{mirror} = 0.002 rad

$$\sigma = \sqrt{(0.0025\,rad)^2 + 4(0.01\,rad)^2 + (0.002\,rad)^2} = 0.0203 rad$$

Donde se considera que:

(14)

$$\frac{180}{\pi}\sigma \cong \delta$$

$$\frac{180}{\pi}0.0203\ rad \cong 1.16°$$

El diámetro del receptor considerando los errores ópticos del CCP está dado por ecuación 15 (Duffie & Beckman, pág. 368):

$$D = \frac{W_a \, sin(0.267 + \delta/2)}{sen \, \emptyset_r} \tag{15}$$

$$D = \frac{2.10 \sin(0.267 + 1.16°/2)}{sen \, 90} = 0.0307 \, m$$

El diámetro del receptor es de 30.7 mm en lugar de 10 mm

Para la diseño del CCP se escogieron materiales disponibles comercialmente así que el cálculo del diámetro del tubo de cobre de 30.7 mm, se consideró un tubo de 1 pulgada (diámetro de 0.02858 m) tipo K.

El área de recepción es igual al área geométrica del receptor; en este caso cilíndrico ecuación 16:

$$A_{r=} \, 2 \, \pi r l \tag{16}$$

$$A_{r=} \, 2\pi(0.01429 \, m)(3.05 \, m) = 0.2738 \, m^2$$

Realizando las conversiones el área de recepción es de *0.2738* m^2, por lo que la concentración del CCP es:

$$C = \frac{6.405 \, m^2}{0.2738 \, m^2} = 23.39$$

En la Tabla 3 se reportan los valores teóricos involucrados en el CCP.

Tabla 3 Valores teóricos involucrados en el CCP.

	Símbolos	Valor	Unidades
Longitud	L	3.05	m
Apertura	W_a	2.10	m
Área de apertura	A_a	6.405	m^2
Altura Focal	F	0.501	m
Altura de la Parábola	h_p	0.55	m
Diámetro del tubo	D	0.02858	m
Área de recepción	A_r	0.2738	m^2
Concentración	C	23.39	-

4.5 Pérdidas en un colector de canal parabólico

En el proceso de aprovechamiento térmico de la radiación solar directa por parte del colector de canal parabólico, aparecen una serie de pérdidas, debido a que es un proceso no ideal caracterizado por un rendimiento. Estas pérdidas se pueden dividir en tres grupos, que en orden descendente de importancia, son:

- Pérdidas ópticas
- Pérdidas térmicas
- Pérdidas geométricas

4.6 Pérdidas ópticas

Desde que la radiación solar pasa a través del plano de apertura del concentrador, hasta que es absorbida en el tubo receptor, se producen una serie de pérdidas. Estas pérdidas se deben a que el espejo concentrador no es un reflector perfecto ni tiene una forma geométrica perfecta, ni la cubierta transparente deja pasar toda la radiación solar, ni la superficie selectiva es un absorbedor perfecto. Estas pérdidas ópticas del colector de canal parabólico, pueden llegar a ser muy importantes.

Se describen a continuación cada uno de los cuatro parámetros que intervienen en las pérdidas ópticas.

Reflectividad de la superficie del concentrador

Entre los distintos materiales que se pueden utilizar para el reflector cilindro parabólico, la técnica que se encuentra más generalizada actualmente es la de depositar una fina capa de plata sobre vidrio grueso curvado en caliente. La reflectividad que presenta el espejo así constituido puede llegar a alcanzar el valor de 93,5%. Se desprende pues, de dicho valor, que en el proceso de reflexión se van a introducir unas pérdidas.

Estas pérdidas son más cuando menor es la reflectividad del cristal, de ahí que uno de los factores más importantes en el mantenimiento del campo solar sea la limpieza de los espejos. La rapidez del deterioro de la reflectividad, por la presencia de polvo o cuerpos extraños, varía con las estaciones, siendo mayor en verano que en invierno.

La limpieza puede realizarse mediante chorros de agua desmineralizada a presión, para lavados frecuentes. Si los lavados están más espaciados, hay que recurrir a limpieza por contacto, con un cepillo, una mopa, etc.

Factor de interceptación

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

Transmisividad de la cubierta de cristal

La función de la cubierta transparente del receptor es proteger el tubo absorbedor de las inclemencias meteorológicas y reducir las pérdidas térmicas al ambiente. Aunque el material de dicha cubierta se escoge para que deje pasar la mayor proporción de radiación solar, una parte pequeña de la radiación se refleja o se absorbe, por lo que el cociente entre la radiación que pasa a través de la cubierta y la radiación que incide sobre ella nos da la transmisividad de la cubierta.

El valor de la transmisividad varía entre 92% - 96%. Para mejorar la transmisividad se pueden aplicar tratamientos antireflexivos sobre las superficies interna y externa del vidrio. Estos tratamientos suelen mejorar la transmisividad en un 2%, de modo que si se aplican sobre las dos caras del vidrio, la transmisividad aumenta un 4%. El inconveniente de los tratamientos antireflexivos es que, como están hechos a base de sílice, terminan degradándose, sobre todo en la superficie externa expuesta a la lluvia, ya que la sílice se disuelve en agua.

Absortividad de la superficie selectiva

La absortividad de la superficie selectiva cuantifica qué cantidad de la radiación incidente es finalmente absorbida por el tubo. Los valores típicos de absortividad varían entre 90%-96%. Para recubrimientos selectivos tipo cermet, la absortividad puede alcanzar el valor de 96%, mientras que en recubrimientos de naturaleza electrolítica, a base de cromo, níquel o cobalto negro, no suele superar el 92%.

4.7 Rendimiento óptico

El producto de los cuatro parámetros anteriores, reflectividad del espejo, factor de interceptación, transmisividad del vidrio y absortividad del tubo es lo que se denomina rendimiento óptico, ecuación 17 (Kalogirou, pág. 194).

$$n_o = p\tau a y\left[(1 - A_f\, tan(\theta))\, cos(\theta)\right] \quad (17)$$

Donde:
n_o = Eficiencia óptica.
p = Reflectancia de la superficie parabólica.
τ = Transmitancia de la envolvente (en este caso vidrio).
a = Absortancia del tubo receptor.
y = Factor de interceptación del colector.
A_f = Factor de forma del colector, que depende de la geometría.
θ = Ángulo de incidencia.

Para calcular la eficiencia óptica debemos definir dos parámetros importantes: el factor de interceptación γ y el factor de forma A_f. El primero describe la cantidad de energía que es interceptada por el colector mientras que el segundo es una medida de la reducción efectiva del área de apertura debido a efectos anormales en la incidencia.

Para determinar de manera analítica el factor de interceptación γ, consideramos la ecuación 18 (Kalogirou, pág. 196).

$$\gamma = \frac{1+\cos(\varphi_r)}{2\sin(\varphi_r)} \int_0^{\varphi_r} \mathrm{Erf}\left\{\frac{\sin(\varphi_r)\,[1+\cos(\varphi)][1-2d^*\sin(\varphi)] - \pi\beta^*\left[1+\cos(\varphi_r)\right]}{\sqrt{2}\pi\sigma^*\left[1+\cos(\varphi_r)\right]}\right\} - \mathrm{Erf}\left\{-\frac{\sin(\varphi_r)\,[1+\cos(\varphi)][1+2d^*\sin(\varphi)] + \pi\beta^*[1+\cos(\varphi_r)]}{\sqrt{2}\pi\sigma^*\left[1+\cos(\varphi_r)\right]}\right\}\frac{d\varphi}{[1+cos(\varphi)]} \quad (18)$$

Donde:
E_{rf} =función de error.
*d** = parámetro de error no aleatorio universal debido a la mala ubicación del receptor y errores de perfil del reflector (*d*= dt/D*).
β* = parámetro de error no aleatorio universal debido a errores angulares *(β* = βC*).
σ* = parámetro de error aleatorio universal (*σ* = σC*).
C = concentración *(Aa/Ar).*
D = diámetro externo del tubo.
d_r= desplazamiento del receptor desde el foco.

β = error de alineación angular.

El valor del factor de interceptación depende del tamaño del receptor, los errores de superficie parabólica y la dispersión de radiación solar. Los errores relacionados con la superficie son aleatorios (que pueden ser representados por distribuciones normales de probabilidad) y no aleatorios (relacionados con la construcción y operación del colector). Con la ecuación 18 se puede precisar el factor de interceptación con cierta precisión (Kalogirou S. A., pág. 4). Los errores aleatorios se identifican por cambios aparentes en el tamaño del sol, errores de dispersión causados por errores aleatorios de inclinación (por ejemplo, distorsión de la parábola debido a cargas de viento) y efectos de dispersión asociados con superficies reflectivas.

Los errores no aleatorios pueden ser identificados en forma de imperfecciones del perfil del reflector, errores por desalineación y errores de ubicación del receptor. Los errores aleatorios son modelados estadísticamente, determinando la desviación estándar de la distribución de energía reflejada total, en una incidencia normal y es dada por la ecuación 13.

Los errores no aleatorios son determinados por el valor del error de ángulo debido a la falta de alineación β (por ejemplo, el ángulo entre el rayo reflejado desde el centro del Sol y la normal del plano de apertura del reflector) y el desplazamiento del receptor desde el foco de la parábola (dt). La mala ubicación del perfil del reflector y del receptor a lo largo del eje Y provocan errores que esencialmente tienen el mismo efecto en un parámetro que es usado para contabilizar las dos.

De acuerdo con Guven H.M., para un colector fabricado cuidadosamente, σmirror = 0.002 rad y σslope = 0.004 rad y el ángulo del cono solar σsun = 0.004 rad. Para nuestro colector consideraremos σmirror = 0.002 rad, σslope = 0.01 rad y σsun = 0.0025 rad (Condición de cielo claro y despejado), entonces σ = 0.0203 rad. El término σslope se ha considerado por el seguimiento solar automático, que tendrá el concentrador con orientación norte-sur.

Por lo anterior, los parámetros para el cálculo del factor de interceptación γ son:

$$\varphi_r = 3.01° = \frac{90\,\pi}{180} = 0.05253$$

$$d^* = \frac{dr}{D} = \frac{0.01}{0.02858} = 0.349895$$

$$C = 23.39$$

$$\beta^* = \left(\frac{\pi}{180}\right)(23.39) = 0.408212$$

$$\sigma = (2 \times 10^{-2})\,(23.39) = 0.473731$$

De esta manera el factor de interceptación γ es entonces:

$$\gamma = \frac{1 - cos(0.05253)}{2sin(0.05253)} x$$

$$\int_0^{0.05253} \left(\begin{array}{c} erf\left(\frac{sin(0.05253)(1+cos(\varphi))(1-2\ x\ 0.349895\ sin(\varphi))-\pi*0.408212(1+cos(0.05253))}{\sqrt{2}*\pi*0.473731(1+cos(1.57080))}\right) \\ -erf\left(-\frac{sin(0.05253)(1+cos(\varphi))(1+2\ x\ 0.349895\ sin(\varphi))+\pi*0.408212(1+cos(0.05253))}{\sqrt{2}*\pi*0.473731(1+cos(0.05253))}\right) \end{array} \right) \frac{d\phi}{(1 + cos(\varphi))}$$

$$\gamma = 0.83$$

Donde erf es la función de error.

El factor de forma A_f es una medida de la reducción efectiva del área de apertura debido a efectos anormales en la incidencia. Para un PTC su valor puede ser obtenido de la ecuación 19 (Kalogirou, pág. 196):

$$A_f = \frac{A_l}{A_a} \qquad \textbf{(19)}$$

Donde:
A_f = Factor de forma
A_l = Área pérdida
A_a = Área de colector
Y Al, la calculamos con la ecuación 20 (Kalogirou, pág. 195):

$$A_l = \frac{2}{3} W_a h_p + f W_a \left[1 + \frac{W_a^2}{48 f^2}\right] \qquad \textbf{(20)}$$

Donde:
W_a = Apertura del colector (m).
h_p = Altura de la parábola (m).
f = distancia focal (m).

Así, al sustituir valores:

$$A_l = \frac{2}{3}(2.10)(0.55) + (0.501)(2.10)\left[1 + \frac{(2.10)^2}{48(0.501)^2}\right] = 2.207$$

$$A_f = \frac{2.207}{6.405} = 0.3464$$

La reflectancia del acero inoxidable acabado espejo, que se propone como material reflectivo es de 0.87, la absortancia del receptor es de 0.92 (tubo de cobre de 1” con pintura especial) y la transmitancia del vidrio de 0.91.

Con estos valores y cálculos, la eficiencia óptica para el 21 de junio con la ecuación 17 es:

η_o = 0.87*0.91*0.92*0.83*[1-0.5514*tan (0.36843901)]*cos (0.36843901)

η_o = 59.4 %

En la Tabla 4 están los valores del rendimiento óptico en el CCP.

Tabla 4 valores del rendimiento óptico en el CCP

Parámetro	Símbolo	21 de junio
Día	d	172
Ángulo de declinación	δ	23.45
Ángulo de incidencia	θ	2.78
Concentración	C	23.39
Reflectancia	ρ	0.87
Absortancia	α	0.92
Transmitancia	τ	0.91
Factor de interceptación	γ	0.83
Eficiencia Óptica	ηo	59.40%

4.8 Pérdidas térmicas

Están asociadas a dos elementos del sistema, el tubo absorbedor y las tuberías de fluido térmico.

Constan por pérdidas por conducción, por convección y por radiación de los diferentes medios que conforman el conjunto del tubo absorbedor, es decir por el tubo metálico, la cubierta de cristal, y la atmosfera.

Aunque cada una de las pérdidas asociadas se pueden calcular de forma independiente según las ecuaciones de transferencia de calor, en la práctica las pérdidas térmicas totales Q_L se engloban en un único coeficiente global U_L ($W/m^2{}_{abs} * °C$)

$$Q_L = Q_{abs,\ radiación} + Q_{abs,\ conducción\,/\,convencción} = U_{L,\ abs} * \pi * D * L\,(T_{abs} - T_{amb}) \quad (21)$$

Donde:

T_{abs} = Temperatura media del tubo absorbente metálico
T_{amb} = Temperatura ambiente
D = Diámetro exterior del tubo metálico absorbente
L = Longitud del tubo metálico absorbente

$$U_L = \left[\frac{A_r}{(h_w + h_{r,c-a})A_c} + \frac{1}{h_{r,r-c}}\right] \quad (22)$$

Donde:

$h_{r,c-a}$ = Coeficiente de radiación de la cubierta al ambiente
A_c = Área del colector
A_r = Área de recepción
$h_{r,r-c}$ = Coeficiente de radiación entre el tubo receptor y la cubierta

$$h_w = \frac{(Nu)k}{D_g} \quad (23)$$

$$Nu = 0.3(Re)^6 \quad (24)$$

$$Re = \frac{\rho V D_g}{\mu} \quad (25)$$

$$h_{r,c-a} = \varepsilon g \sigma (T_g + T_a)(T_g^2 + T_a^2) \quad (26)$$

$$h_r = 4\sigma\varepsilon T_r^3 \quad (27)$$

$$h_{r,r-c} = \frac{\sigma(T_r^2 + T_c^2)(T_r + T_c)}{\frac{1}{\varepsilon_r} + \frac{A_r}{A_c}(\frac{1}{\varepsilon_c} - 1)} \quad (28)$$

Las ecuaciones de la 22 a la 28, fueron resueltas en base al ejemplo 3.12 de (Kalogirou S. A., pág. 202 a 204) con el software Engineering Equation Solver (EES) que se muestra en el anexo B. En la Tabla 5 están los datos utilizados en estos cálculos del CCP.

Tabla 5 Valores utilizados en los cálculos del CCP

$L_{colector}$	3.05	Longitud del colector en m
W_{a2}	2.1	Apertura en m
d_{or}	0.02858	Diámetro exterior del tubo receptor en m
d_{ir}	0.02693	Diámetro interior del tubo receptor en m
d_{gc}	0.05	Diámetro del tubo de vidrio en m
A_{sr}	872.6	Radiación solar absorbida en W/m^2
T_r	453.15	Temperatura del receptor en K
T_r	100	Temperatura del receptor en °C
ε_r	0.92	Emisividad del receptor
ε_g	0.91	Emisividad del vidrio
Cp	4184	Calor especifico del fluido en J/kg-K
T_{if}	318.35	Temperatura de entrada del fluido en K
T_{if}	45.2	Temperatura de entrada del fluido en °C
m_f	0.026	Flujo de masa en kg/s
h_{fi}	330	Coeficiente de transferencia de calor en el interior del tubo en W/m^2-K
k_t	385	Conductividad térmica del tubo en W/m-K
T_{amb}	294.25	Temperatura ambiente en K
T_{amb}	21.1	Temperatura ambiente en ° C
V_w	3	La velocidad del viento en m / s
A_r	0.2738	Área de receptor en m^2
A_g	0.4791	Área de la cubierta de vidrio, m^2
A_a	6.253	Apertura área en m^2
T_{g7}	337	Temperatura de la cubierta de vidrio en K
RHO	1.11	Densidad en Kg/m^3
Mu	0.0000202	Viscosidad en Kg/m-s
k6	0.0276	Conductividad térmica en W/m K
Re4	23515	Numero de Reynolds
Nu	67.11	Numero de Nusselt
$h_{c,c-a}$	37.04	Coeficiente convectivo de la transferencia de calor del viento en W / m^2 K
ε8	5.67E-08	Constante de Stefan-Boltzmann
$h_{r,c-a}$	6.519	Coeficiente de Transferencia de calor por radiación en W/m^2 K
$h_{r,r-c}$	12.49	Transferencia de calor por radiación, entre el tubo receptor y la cubierta de cristal en W/m^2 K
U_L	10.73	Coeficiente de pérdida de calor del colector en W/m^2 K
Tg	32.21	Comprobación si la suposición hecha fue correcta, en ° C
F´	0.9666	Factor de eficiencia del colector
FR	0.9541	Factor de remoción de calor usando A_r en lugar de A_c
Q_{u9}	5138	Energía útil colectada
T_o	92.43	Temperatura de salida

$$Q_L = 10.73 * \pi * 0.02858 * 3.05\ (75 - 21.1)$$
$$Q_L = 158.38\ W$$

4.9 Pérdidas geométricas

Provocan la disminución del área efectiva de captación solar de los colectores. En un CCP se dividen en pérdidas debidas a la posición relativa de los colectores entre sí, los cuales se pueden dar sombra unos a otros; y las pérdidas inherentes a cada colector, que son motivo del ángulo de incidencia, el cual provoca que en los extremos del colector haya una pérdida de superficie reflexiva útil. El área que el colector pierde por este hecho se define según las ecuaciones:

$$S_e = L_r * L_e = L_r * F_m * \tan\theta \quad (29)$$

$$F_m = \mathrm{F} + (\mathrm{F} * L_r^2 / 48 * F^2) \quad (30)$$

Donde:

S_e = El área perdida

$\mathrm{L_r}$ = El lado recto de la parábola

F = La distancia focal

θ = El ángulo de incidencia de la radiación solar directa

$\mathrm{F_m}$ = Distancia media entre la superficie de la parábola y el receptor

$$F_m = 0.501 + (0.501 * 3.05^2 / 48 * 0.501^2)$$

$$F_m = 0.88$$

$$S_e = 3.05 * 0.88 * \tan 3.01$$

$$S_e = 0.15\ m^2$$

Este cálculo implica una reducción del 2 % de la superficie total de reflexión, que con unos 6.405 m^2 teóricos queda reducida a una superficie útil de 6.255 m^2.

La Irradiación Efectiva (I_{ef}) como producto de I_o por el cos θ y por el rendimiento óptico:

$$I_{ef} = I_{O} * \cos\theta * rend.óptico \quad (31)$$

Por tanto, se puede hacer el cálculo de la energía solar incidente sobre el colector de canal parabólico:

$$Q_{sol} = S_c * I_O * \cos\theta \quad (32)$$

Donde en este caso S_c es la superficie útil de reflexión, y la I_0 constituye la I_{ef} que ya lleva implícita el rendimiento óptico, con lo que:

Cos θ promedio = 0.9985
I_o promedio = 800 W/m^2
p = 0.87
τ = 0.91
a = 0.92
y = 0.83
Rendimiento óptico $= p * \tau * \alpha * \gamma$ = 0.87 * 0.91 * 0.92 * 0.83

Rendimiento óptico = 0.605

Irradiación efectiva (I_{ef}) = 800 x 0.9985 x 0.605 = 483.29 W/m^2

Con lo que:

Q_{sol} = 6.255 m^2 x 483.29 W/m^2 x 0.9985

Q_{sol} = 3,018.57 W

En este equipo va estar sellado, ya que llevará un vidrio templado en la parte superior y también estará tapado en los extremos; se realizarán pruebas ya sea para realizarle vacío de al menos 10 libras por pulgada cuadrada o agregarle un gas como CO_2 o nitrógeno, también tendrá aislante por toda la parte inferior de 2 pulgadas de espesor; para reducir las pérdidas de calor por convección del tubo concentrador; se han hecho estudios en colectores planos con reducción de pérdidas de calor del 20% (Johan Vestlund, pág. 901).
Este equipo que se instalará con una orientación norte-sur, se diseñó con un seguimiento solar automático, de este a oeste; también llevará un gato de elevación manual (figura 16), para ajustar la altura del colector de lado norte cada 15 días, según la declinación solar; para que le lleguen los rayos del sol directamente la mayor parte del tiempo.

En cada extremo del colector contará con una manguera flexible de alta temperatura, para facilitar el movimiento, así como el mantenimiento al mismo.

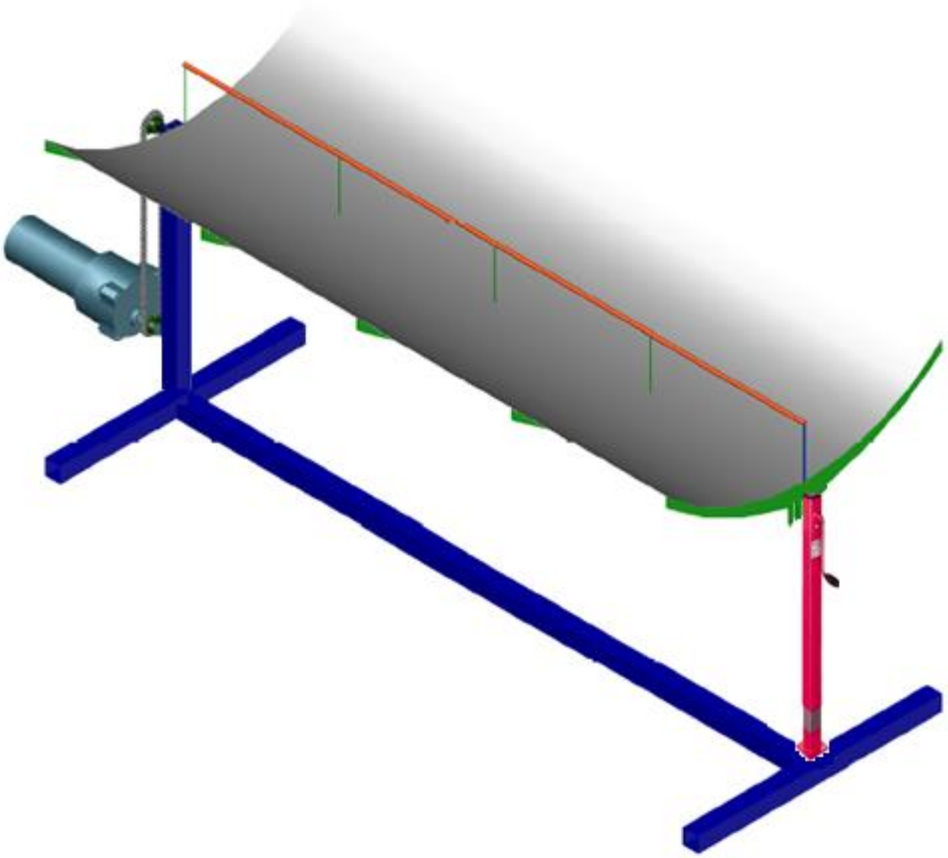

Figura 16 Vista del equipo con motorreductor y gato de elevación manual

Contará con aislamiento en toda la tubería, desde la salida del colector, además en el circuito primario tendrá una bomba recirculadora, tanque de expansión, válvulas de seguridad, check y de purga de aire.

Se realizó en AutoCAD (Anexo C) en 3 dimensiones el prototipo propuesto.

Se cuenta con recursos económicos para construir el Concentrador Solar de Canal Parabólico para Calentamiento de Agua, otorgados a finales del 2014 por el Programa de Mejoramiento del Profesorado (PROMEP).

Se utilizó el programa Trnsys para el cálculo de este sistema termosolar. En él se simuló el colector con las medidas de 3.05 m de largo, 2.1 m de apertura y 0.50 m del foco del tubo absorbedor; (figura 17). Además de una bomba recirculadora y un termotanque estratificado de 750 litros.

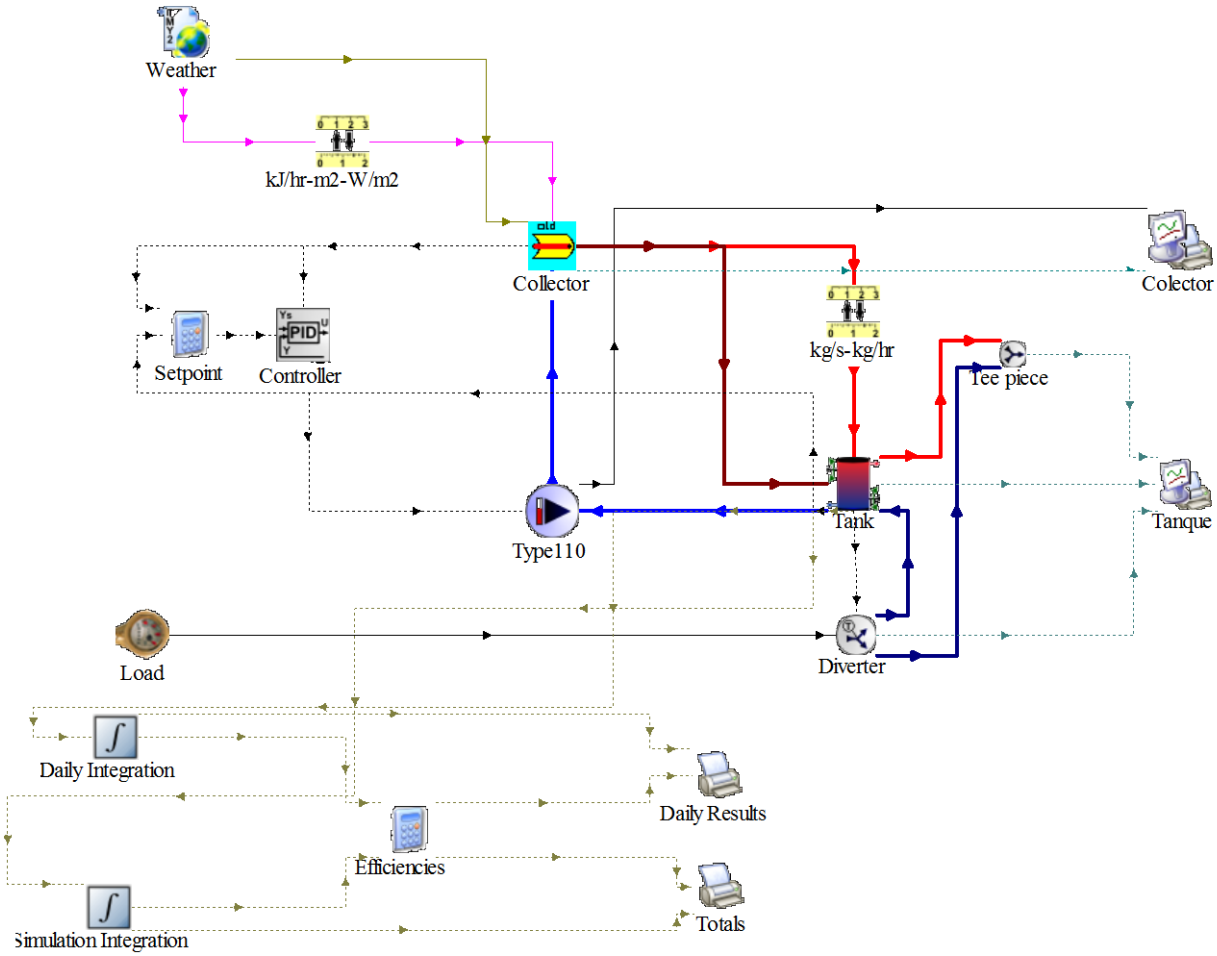

Figura 17 Cálculo del colector solar y los demás componentes en Trnsys.

En Trnsys se graficó la temperatura del termotanque (figura 18) a lo largo de un año con las condiciones de consumo de agua de los niños estimada; donde observamos que la temperatura máxima obtenida es en promedio de 60° C y la temperatura mínima es de 20° C.

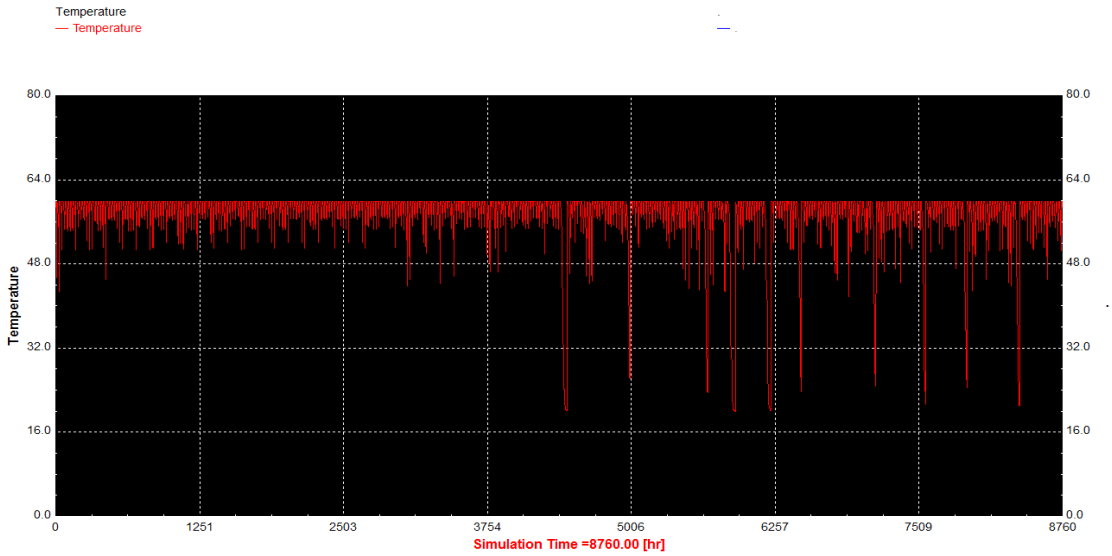

Figura 18 Temperatura en grados Celsius máxima del termotanque a lo largo de todas las horas del año.

En los días nublados y lluviosos que normalmente en Guadalajara empieza a principios de junio y termina a finales de septiembre. En estos días de lluvia y nublados entrará en funcionamiento el calentador de gas para garantizar la temperatura de agua sanitaria en todo momento.

En la figura 19 vemos la radiación solar directa en kJ/hr*m^2, en todas las horas del año podemos observar su disminución en el invierno y los días de lluvias (junio a septiembre).

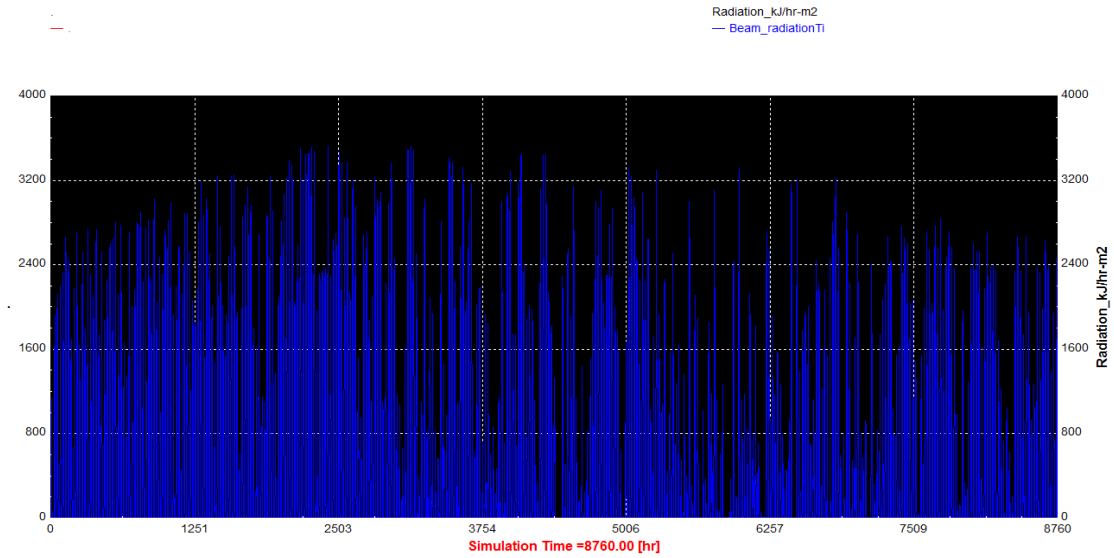

Figura 19 Radiación solar directa en kJ/hr*m^2 a lo largo de todas las horas del año.

Observamos en la figura 20 la temperatura del termo en grados Celsius y la radiación solar directa en kJ/hr*m^2, a través del año, podemos ver que cuando disminuya la radiación solar, disminuye la temperatura del termotanque.

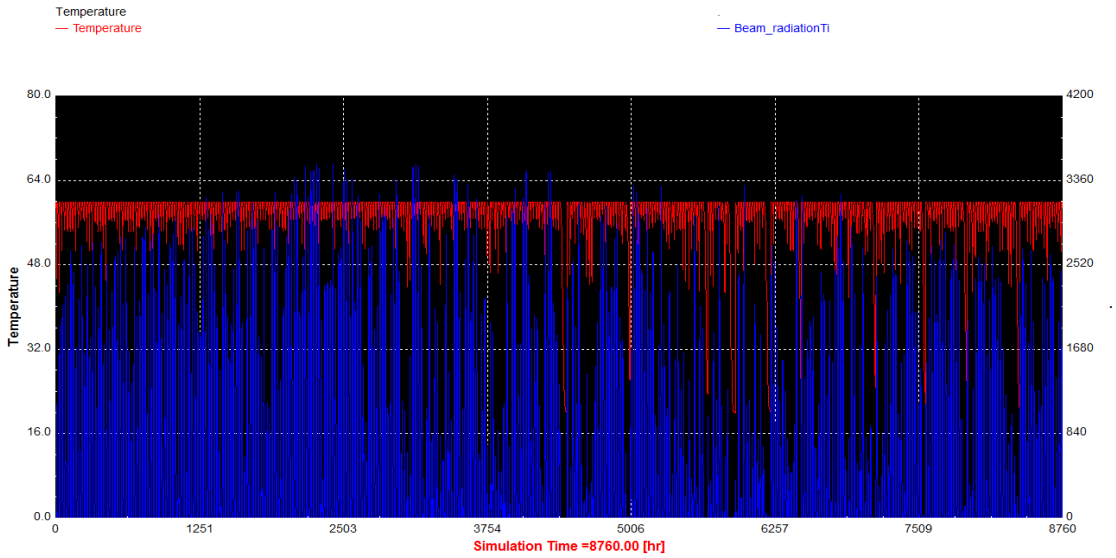

Figura 20 Temperatura maxima del termotanque en grados Celsius y Radiación solar directa en kJ/hr*m^2 en todo el año.

Se elaboró una lista de materiales (tabla 6) con la cantidad y los precios de los equipos y accesorios; además en el Anexo A esta una descripción de los elementos principales que llevará este equipo.

Tabla 6 Lista de materiales con cantidad y precios.

Lista de materiales			
Cantidad	Descripción	Precio unitario	Precio total
1	Motorreductor de CA de 1/27 de HP flecha de salida en ángulo recto	3000	3000
1	Bomba recirculadora marca Grundfos	3750	3750
2	Chumaceras de 1" de piso Marca SKF	240	480
2	Láminas de acero inoxidable tipo 304 acabado tipo espejo, calibre 22 de 3.05 m x 1.22 m	1950	3900
1	Gato de elevación	1800	1800
3	Vidrios templados de 1.10 m x 1.05 m de 5 mm	2175	6525
1	Perfil tubular rectangular de 2.5 x 2.5 pulgadas calibre 14	800	800
1	Perfil tubular de 2 pulgadas de 4 mm de espesor	640	640
1	Placa de acero de 1.22 m x 2.44 m x 3/16"	1120	1120
3	Tramos de cobre de 1" tipo K	360	1080
1	Pintura selectiva Pyromark 95 %	4467.45	4467.45
1	Pirheliómetro	9000	9000
1	Purgador de aire	352	352
1	Medidor de temperatura ambiente	750	750
3	Sensores de temperatura	750	2250
1	Sistema de control digital 257 solcal 1	6000	6000
1	Termotanque estratificado de 750 litros	18750	18750
1	Válvula antirretorno	208	208
1	Válvula de seguridad	1360	1360
2	Válvulas de drenado y de llenado	288	576
1	Vaso de expansión de 6 litros	1280	1280
1	Sistema de adquisición de datos de National Instruments	5250	5250
1	Control de seguidor solar	1875	1875
1	Aislamiento para la tubería	3750	3750
2	Mangueras flexibles de 1 pulgada para alta temperatura	1488	2972
1	Manómetro	352	352
2	Medidores de caudal	1104	2208
1	Sensor de humedad relativa	500	500
Varios	Conexiones para tubería de cobre	1520	1728
		Total	**$ 86,727.45**

Capítulo V Resultados, Conclusiones y Trabajos Futuros

5.1 Resultados y discusión

La construcción del prototipo de calentador solar es viable por la ubicación donde se encuentra la ciudad de Guadalajara, que le permite obtener una gran cantidad de radiación solar que puede ser aprovechada por los calentadores solares de concentración.

Aun cuando se presenta limitantes relativos a la contaminación presente a lo largo del año, sobre todo en invierno y no permite que llegue toda la radiación del sol al colector solar. También en los meses de lluvia en la Zona Metropolitana de Guadalajara que regularmente es de junio a septiembre, se tienen muchos días nublados y con lluvia. En estos días entrará en funcionamiento el calentador de gas.

La simulación realizada con el programa Trnsys con datos de meteorológicos del programa Meteonorm, permitió definir las medidas adecuadas del colector y el termotanque; al ver su comportamiento a lo largo de todos los días del año, esto permite justificar la realización del equipo para su instalación y puesta en funcionamiento.

El programa de Trnsys permitió que se le cargaran los datos de consumo de agua caliente sanitaria que tienen los niños a lo largo del día y también en base a los tamaños de equipos seleccionados conocer su eficiencia.

Con el concentrador solar parabólico instalado y en operación, se obtendrán ahorros importantes en consumo de gas LP. Asimismo se reducirá la emisión de contaminantes a la atmósfera por la disminución del consumo del gas.

Este equipo se estará monitoreando su funcionamiento todos los días del año para verificar su rendimiento y constatar que funcione sin problemas y sin ningún contratiempo.

Se realizará la instalación y la adaptación del prototipo del calentador solar parabólico en el DIF a mediados del mes de septiembre, que es cuando la ciudad de Guadalajara se encuentra en el temporal de lluvias.

5.2 Conclusiones

En los cálculos de este prototipo de calentador solar parabólico, se comprobó la viabilidad de su construcción, ya que Guadalajara cuenta con un promedio de 19.1 días despejados (Programa para el Mejoramiento de la Calidad del Aire en la ZMG). Con los datos obtenidos del programa Meteonorm y las corridas realizadas con el programa Trnsys, se lograron resultados favorables que se comprobaran cuando se construya.

Parte del equipo más costoso serán los dispositivos que realizarán el monitoreo de las mediciones para registrar el rendimiento real del prototipo.

Este sistema permitirá obtener el agua sanitaria apta para que la puedan utilizar estos niños que habitan el albergue.

A través del cálculo y uso del software TRNSYS se determinó:

- Una superficie del colector 6.4 m2
- Un termo tanque de 750 litros.
- Termo fluido: agua destilada.

Se estima que este equipo puede: producir vapor para diversas aplicaciones, siempre que se instalen al menos dos o más equipos en serie, al requerirse más volumen de vapor se conectará a otros equipos en serie y en paralelo con los primeros.

En los días nublados y con lluvia, o sujeto a demanda alta, cuando se termine el agua caliente del termotanque; entrará en funcionamiento el calentador de paso para garantizar la calidad del servicio y el confort de los usuarios.

El programa de mantenimiento de este colector se dará por parte de alumnos de servicio social, de la carrera de Mantenimiento Industrial; y tendrá los siguientes parámetros:

- ✓ Inspección de fugas de agua.- En la tubería del colector, tubería exterior, válvulas y conexiones.
- ✓ Revisión del material aislante.- Tanto en tuberías como en el colector parabólico y en las uniones de tubería y válvulas.
- ✓ Revisión del sistema de seguimiento solar.- Que esté funcionando normalmente y que no tenga obstrucciones en sus partes móviles.
- ✓ Ajuste del colector.- Cada quince días y en base a la fecha y los grados marcados en el equipo.
- ✓ Limpieza del vidrio del colector.- Al menos una vez a la semana, para evitar la pierda su eficiencia por las partículas contaminantes que se depositen durante estos periodos.
- ✓ Revisión del Termotanque.- Para ver que esté trabajando normalmente.

- ✓ Inspección del colector.- Para revisar que no haya perdido el gas o el vacío realizado.

Estos trabajos de mantenimiento junto con los parámetros de operación, permitirán que el equipo opere sin contratiempos y si se presenta una falla corregirla para que funcione por muchos años.

También se fortalecerá el vínculo con la universidad Tecnológica de la Zona Metropolitana de Guadalajara, ya que ellos cuentan con las carreras de TSU e Ingeniería en Energías Renovables; para que sus alumnos realicen el servicio social y las estadías en el servicio y operación de este prototipo.

5.3 Trabajos Futuros

- ✓ Se realizarán pruebas para instalar un prototipo usando: tubo concéntrico, en el colector para probar y cuantificar un mejor rendimiento

- ✓ Uso de diferentes aceites, como fluido de intercambio térmico, para proponer uno que sea eficiente y económicamente viable.

- ✓ Se probarán diferentes materiales aislantes y/o arreglos para los termotanques; como perlita y vacío por ejemplo.

- ✓ También se experimentará con diferentes materiales reflejantes, en estufas solares, para ver las ventajas y desventajas de cada uno de ellos

6. Bibliografía

AGM. (2014 de 06 de 2014). *Asociación Geotérmica Mexicana A.C.* Recuperado el 10 de Julio de 2014, de http://www.geotermia.org.mx/geotermia/?page_id=688

Arasu, A. V. (2008). Life cycle cost analysis of new FRP based solar parabolic trough collector hot water generation system. *Journal of Zhejiang University SCIENCE A, 9(3)*, 416-422.

Asociación Mexicana de Energía Eólica. (s.f.). *amdee*. Recuperado el 10 de Julio de 2014, de http://www.amdee.org/viento-en-numeros

Bader, R. H. (2009). Optical design of a novel two-stage solar trough concentrator based on pneumatic polymeric structures. *Journal of Solar Energy Engineering, 131(3), 031007*.

BAKOS, G. I. (2001). Design, optimization and conversion efficiency determination of a line-focus parabolic-trough solar-collector (PTC). En G. I. BAKOS, *Design, optimization and conversion efficiency determination of a line-focus parabolic-trough solar-collector (PTC)* (págs. 43-50). Applied Energy.

Cambridge University Press. (2012). *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation.* Recuperado el 25 de Marzo de 2014, de http://srren.ipcc-wg3.de/report/IPCC_SRREN_Full_Report.pdf

Christoph Richter, S. T. (06 de 2009). *Energía Solar Térmica de Concentración Perspectiva Mundial 2009.* Recuperado el 11 de Agosto de 2013, de http://www.aperca.org/temppdf/concentracion_2009.pdf

Comisión Europea. (2008). *Acción de la UE contra el cambio climático.* Recuperado el 21 de Octubre de 2013, de http://ec.europa.eu/clima/sites/campaign/pdf/post_2012_es.pdf

Conae/ ANES/ GTZ. (08 de 2007). *Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (Conuee).* Recuperado el 22 de Julio de 2013, de Programa para la Promoción de Calentadores Solares de Agua en México: http://www.conuee.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/8587/1/spProgCalSolDeAguaMexico.pdf

Díez, P. F. (1992). Procesos Termosolares En baja, media y alta temperatura. En P. F. Díez, *Procesos Termosolares En baja, media y alta temperatura.* Universidad de Cantabria.

Díez, P. F. (1992). *PROCESOS TERMOSOLARES EN BAJA, MEDIA Y ALTA TEMPERATURA.* Universidad de Cantabria. Escuela Politécnica Superior de Ingeniería.

Duffie John, B. W. (1991). Solar Engineering of Thermal Process. En B. W. Duffie John, *Solar Engineering of Thermal Process.* 2a Ed., Wiley-Interscience.

Duffie, & Beckman. (1991). Solar Engineering of Thermal Process. En B. W. Duffie John, *Solar Engineering of Thermal Process.* 2a Ed., Wiley-Interscience.

F. A. Peuser, K.-H. R. (2005). Sistemas solares térmicos Diseño e instalación. En K.-H. R. F. A. Peuser, *Sistemas solares térmicos Diseño e instalación.*

Greenpeace, S. y. (s.f.). Energía Solar Térmica de Concentración Perspectiva Mundial 2009. En S. y. Greenpeace, *Energía Solar Térmica de Concentración Perspectiva Mundial 2009.*

Guven M. Halil, B. R. (1984). Optical and thermal analysis of parabolic trough solar Collectors for Technically less Developed Countries. *Mechanical Engineering Depariment University o! Houston*.

Guven, & Bannerot. (1984). Optical and thermal analysis of parabolic trough solar Collectors for Technically less Developed Countries. *Mechanical Engineering Depariment University o! Houston*.

GUVEN, H. &. (1986). Determination of error tolerances for the optical design of parabolic troughs for developing countries. En H. &. GUVEN, *Determination of error tolerances for the optical design of parabolic troughs for developing countries* (págs. 535-550). Solar energy.

Haya Comunicación. (2010). *Energía geotérmica y del mar Energías Renovables para todos.* Recuperado el 11 de 05 de 2014, de http://www.fenercom.com/pdf/publicaciones/cuadernos-energias-renovables-para-todos-energia-geotermica-y-del-mar.pdf

International Energy Agency. (Mayo de 2012). *IRENA.* Recuperado el 12 de Agosto de 2014, de http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/RE_Technologies_Cost_Analysis-CSP.pdf

Johan Vestlund, M. R.-O. (2009). Thermal performance of gas-filled flat plate solar collectors. *Solar Energy*, 896-904.

Jursa, A. S. (1985). *Handbook Of Geophysics and the Space Environment.* Air Force Geophysics laboratory. EEUU.

Kalogirou, S. A. (1996). A comparative study of methods for estimating intercept factor of parabolic trough collectors. *Mirror 2*.

Kalogirou, S. A. (2009). Solar Energy Engineering: Processes and Systems. En S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems.*

Paul W. Stackhouse, J. P. (s.f.). *Surface meteorology and Solar Energy.* Recuperado el 13 de Agosto de 2014, de https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi?&num=077111&lat=20.4&submit=Submit&hgt=100&veg=17&sitelev=&email=skip@larc.nasa.gov&p=grid_id&p=avg_dnr&p=daylight&step=2&lon=-103.2

PROMEXICO Secretaria de Economía. (05 de 2013). *Energias Renovables.* Recuperado el 12 de 06 de 2014, de http://mim.promexico.gob.mx/work/sites/mim/resources/LocalContent/42/2/130726_DS_Energias_Renovables_ES.pdf

REN21. (2014). *RENEWABLES 2014 GLOBAL STATUS REPORT.* Recuperado el 23 de Mayo de 14, de http://www.ren21.net/portals/0/documents/resources/gsr/2014/gsr2014_full%20report_low%20res.pdf

SENER, GTZ, BMZ. (09 de 2009). *Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México.* Recuperado el 17 de Febrero de 2014, de Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México

SENER; GTZ. (2009). *Secretaria de Energia.* Recuperado el 12 de Enero de 2014, de Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México: www.sener.gob.mx/res/0/ER_para_Desarrollo_Sustentable_Mx_2009.pdf

Stern, N. (01 de 2007). *The Economics of Climate Change.* Recuperado el 16 de Noviembre de 2013, de http://mudancasclimaticas.cptec.inpe.br/~rmclima/pdfs/destaques/sternreview_report_complete.pdf

7. Anexos

Anexo A

Principales equipos propuestos

Soporte para el colector.

La estructura de soporte deberá resistir el peso del colector, donde se asegurará que la instalación del sistema térmico solar, no provoque daños a la estructura existente (filtraciones, cuarteaduras, estética, etc.). Como material se utilizará acero galvanizado con acabado de pintura electrostática y además todos los tornillos de sujeción serán galvanizados en frío.

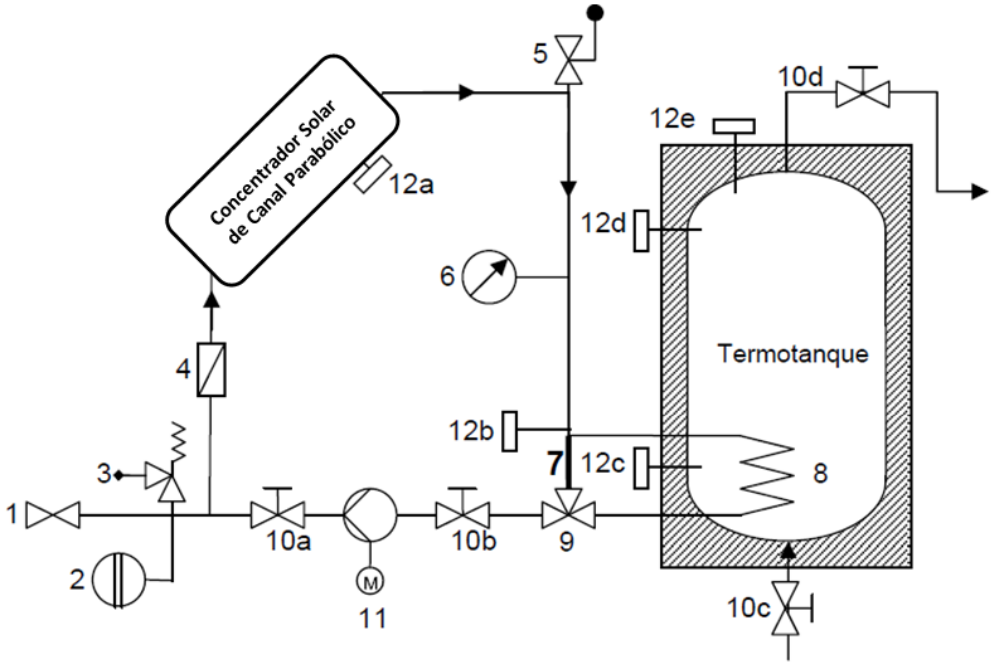

Figura 21 Tomada y adaptada de Especificaciones Técnicas para Sistemas de Calentamiento de Agua con Energía Térmica Solar, pág. 13

(**1**) Válvula de llenado / válvula de drene
(**2**) Tanque de expansión
(**3**) Válvula de seguridad
(**4**) Válvula check
(**5**) Sistema de purga de aire
(**6**) Manómetro
(**7**) Conexión de puenteo (by pass)
(**8**) Intercambiador térmico
(**9**) Válvula de tres vías
(**10**) Válvula de corte
(**11**) Bomba de circulación
(**12**) Sensores de temperatura

Tuberías y conexiones.
El conjunto de tubería y conexiones tendrá las siguientes características:
- El diseño deberá ser optimizado en cuanto a distancias entre las partes del sistema de tal forma que sean lo más corto posible, con el fin de reducir las pérdidas energéticas y abatir costos.
- El transporte del agua se realizará a través de tuberías del mismo diámetro que el tubo del colector, para impedir en lo posible pérdidas de carga por el cambio de secciones que pudieran dificultar el correcto funcionamiento o corrosión en las tuberías.
En cada extremo del colector contará con una manguera flexible de alta temperatura, para facilitar el movimiento, así como el mantenimiento al mismo.

Toda la tubería fuera del colector llevará aislamiento térmico para evitar pérdidas de calor al medio ambiente; que estará protegido exteriormente de la intemperie con aluminio de calibre 26.
Válvulas
Las válvulas utilizadas serán de construcción robusta, y resistentes a la corrosión, a las presiones y a las temperaturas máximas que puedan ocurrir con una vida útil de 5 años como mínimo.
Válvula de retención.

La válvula de retención también llamada válvula check o antiretorno, permite la circulación del fluido en un único sentido, evitando la recirculación del fluido. Esto se requiere para evitar el enfriamiento del sistema de acumulación durante la noche, ya que al disminuir la temperatura de los colectores se produce una circulación inversa del sistema.

Figura 22 http://www.ballvalve.es/products/Swing-Check-Valve-Class-200-60.html Imagen consultada el 19 de septiembre del 2014.

Bomba de circulación.
La bomba de circulación debe ser capaz de vencer la pérdida de carga de la instalación, de tal manera de permitir la circulación del fluido por todo el sistema.

La ubicación en el sistema primario debe ser en la parte fría del circuito, entre el intercambiador de calor y los colectores solares, idealmente se debe ubicar en la zona más baja de la instalación.

Figura 23 Bomba obtenida de: http://cbs.grundfos.com/export/sites/dk.grundfos.cbs/BGE_Spain/downloads/Download_Files/Calefaccion_Catalogo_0809.pdf Imagen consultada el 02 de octubre del 2014.

La bomba debe funcionar cuando sea necesario, por lo que debe existir un control automático sobre la bomba, generalmente a este control se le denomina “central de mando”. La lógica de funcionamiento de la central de mando debe ser tal que aproveche al máximo la energía disponible. Deberá de estar protegida contra la intemperie, mediante una cubierta o gabinete adecuado que garanticen su operación.
La bomba podrá ser retirada para reparación o mantenimiento, sin drenado o vaciado del líquido del circuito.

Termotanque

El Termotanque debe almacenar la energía transformada por el sistema primario, y funcionar de manera eficiente para aprovechar al máximo la energía; para que el sistema solar tenga cierto nivel de autonomía ya sea en la noche o en días nublados. Los termotanques son diseñados para evitar las pérdidas térmicas durante el día y la noche y tienen una geometría tal que favorece la estratificación del agua, ya que 2 tanques con la misma energía en su interior pueden tener distintos valores de temperatura. En la siguiente figura se muestra gráficamente este fenómeno.

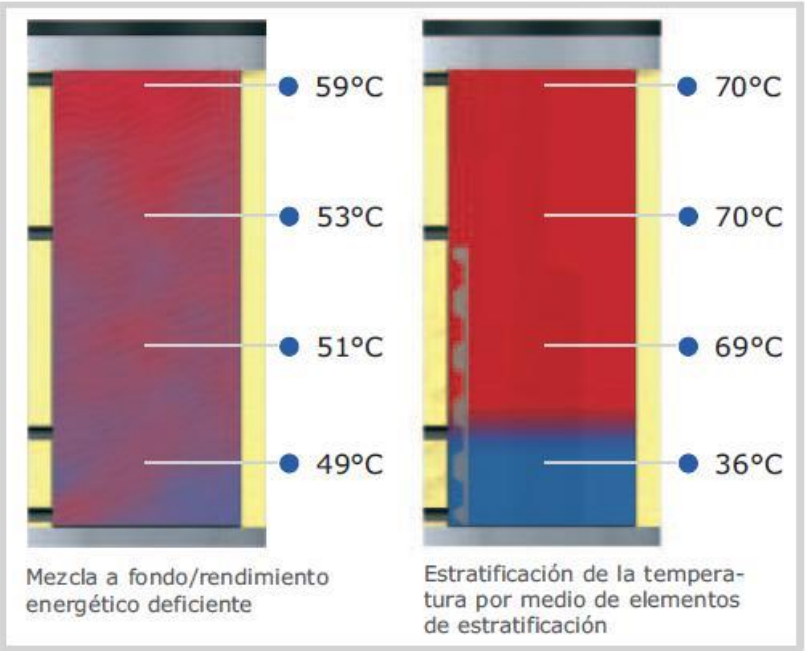

Figura 24 Termotanques estratificado y mezclado, obtenido de: http://javiponce-formatec.blogspot.mx/2013/03/diseno-y-calculo-de-un-deposito-de.html Imagen consultada el 02 de octubre del 2014.

Para evitar las pérdidas térmicas se necesitan aislantes como espuma de poliuretano de alta densidad, además que se privilegia una geometría que minimice la relación Volumen/Superficie, de tal manera de minimizar el área expuesta para evitar las pérdidas térmicas a través de las paredes del depósito acumulador.

Un buen tanque acumulador debe cumplir lo siguiente:

- Buena aislación
- Ubicación vertical
- Baja relación Superficie/Volumen

Otro elemento importante en el sistema de acumulación es el tipo de difusor que se requiere para introducir el agua caliente al depósito. En un principio se privilegian las bajas velocidades de ingreso del agua al tanque, pero esto viene dado por las dimensiones del sistema solar. En caso de no tener bajas velocidades de ingreso del agua, se necesitan difusores especiales que buscan minimizar la agitación del agua dentro del tanque. Entre los difusores se tienen deflectores, redistribuidores, tipo flauta, etc. En este proyecto se consideró un termotanque de acero inoxidable.

Vaso de expansión

El vaso de expansión permite absorber la dilatación del fluido térmico. Funciona como un amortiguador entre la presión del circuito en frío y la máxima presión admisible. Este se debe ubicar en la aspiración de la bomba, en el circuito de ida de los colectores. Las principales funciones del vaso de expansión son:

- Absorber la dilatación del fluido en el circuito primario.
- Recibir el líquido expulsado de los colectores durante el proceso de estagnación del colector.
- Servir de reserva de agua, evitando así el uso de sistemas de llenado automático.

Dado que una de las funciones es recibir el agua expulsada de los colectores durante la estagnación, su ubicación debe ser tal que no haya válvulas que impidan la entrada del líquido al vaso, por eso es fundamental la ubicación del vaso en relación a la válvula de retención.

Figura 25 Vaso de expansión obtenida de: http://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn188.html
Imagen consultada el 04 de octubre del 2014.

Medición de la temperatura

Un termopar es un sensor para medir la temperatura. Se compone de dos metales diferentes, unidos en un extremo. Cuando la unión de los dos metales se calienta o enfría, se produce una tensión que es proporcional a la temperatura. Las aleaciones de termopares están comúnmente disponibles como alambre.

Los termopares están disponibles en diferentes combinaciones de metales o calibraciones para adaptarse a diferentes aplicaciones. Los tres más comunes son las calibraciones K, T y J, de los cuales el tipo K es el más popular debido a su amplio rango de temperaturas y bajo costo. El tipo K tiene un conductor positivo de níquel-cromo y un conductor negativo de níquel-aluminio. Existen calibraciones de alta

temperatura R, S, B, G, C y D, que ofrecen un rendimiento de hasta 2,320 ° C. Estos están hechos de metales preciosos (platino / rodio y tungsteno / renio) y por lo tanto son relativamente caros.

Cada calibración tiene un rango de temperatura y un entorno de trabajo diferente. Aunque la calibración del termopar dicta la gama de temperaturas, el alcance máximo también está limitado por el diámetro del cable del termopar. Es decir, puede ser que un termopar muy delgado no logre alcanzar el rango de temperatura deseado.

Debido a que los termopares miden en rangos de temperatura muy amplios y son relativamente resistentes.

Los siguientes criterios son utilizados en la selección de un termopar:

- Rango de temperatura
- La resistencia química del termopar o material de vaina
- Resistencia de abrasión y vibración

Medidor de caudal

El caudal es la cantidad de fluido por unidad de tiempo y se expresa en unidades de volumen (QV = V/t) o en unidades de masa (QM = m/t). El resultado de la medición puede expresarse mediante diversas magnitudes. Los medidores de caudal tienen gran importancia en las plantas industriales.

Las aplicaciones típicas son las del control y medición del caudal en sistemas de tuberías. Por ejemplo, sistemas de distribución de agua (protección contra funcionamiento de las bombas en seco), control de cantidad de desagüe, detección de fugas, sistemas hidráulicos de prensas y sistemas de aspiración.

Figura 26 http://www.aqualityperu.com/medidores-sensores-caudal.html Imagen consultada el 21 de octubre del 2014.

Pirheliómetro

Un pirheliómetro es un instrumento para la medición del haz directo de irradiancia solar. La luz del sol entra en el instrumento a través de una ventana y es dirigida sobre una termopila, que convierte el calor en una señal eléctrica que se puede grabar. El voltaje de la señal es convertido a través de una fórmula para medir vatios por metro cuadrado. Se utiliza junto con un sistema de seguimiento solar para mantener el instrumento orientado al sol. El pirheliómetro se utiliza a menudo en la misma configuración con un piranómetro.

El primer pirheliómetro fue desarrollado entre 1937 y 1938 por el físico francés Claude Pouillet (1790-1868) para realizar las primeras medidas cuantitativas del calor emitido por el sol. El valor que obtuvo para la constante solar fue de 1228 W/m², lo suficientemente cercano de la estimación actual, que es 1367 W/m². Luego, de acuerdo con la ley de Dulong y Petit, estimó que la temperatura del sol era de unos 1800°C. (Este valor fue revaluado en 1879 por Josef Stefan a los 5430°C.)

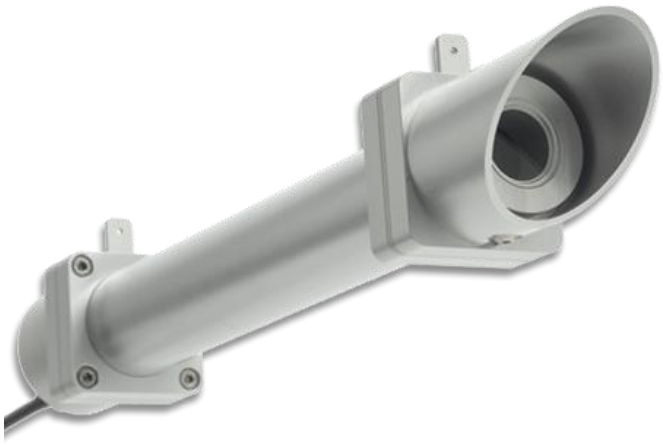

Figura 27 Pirheliómetro marca sensovant, obtenida de: http://sensovant.com/productos/meteorologia/radiacion-solar/articulo/medidor-de-radiacion-solar-pirheliometro-DR01.html Imagen consultada el 22 de octubre del 2014.

Las especificaciones de medición de los pirheliómetros están sujetas a los estándares de la Organización Internacional para la Normalización (ISO) y de la Organización Meteorológica Mundial (OMM). Las comparaciones entre pirheliómetros para su intercalibración se llevan a cabo con regularidad para medir la cantidad de energía solar recibida. El objetivo de esas comparaciones internacionales que tienen lugar cada 5 años en el Centro Mundial de Radiación en Davos es asegurar la transferencia mundial de la World Radiometric Reference. Durante ese evento todos los participantes llevan a Davos sus instrumentos, sistemas de seguimiento solar y de

adquisición de datos para llevar a cabo mediciones de radiación solar simultáneas con el World Standard Group.

Lógica de control.
Dado que la energía solar es un fenómeno transiente durante el día, se necesita implementar lógicas de control que permitan aprovechar la energía solar al máximo.

El principal control se debe realizar sobre el circuito primario, ya que la bomba de circulación debe partir en el momento en que haya energía disponible y debe parar cuando no haya energía.

Entre paro y encendido del sistema, se consideró un rango de temperatura específico para dicho control; con una diferencia de 10°C para encender y de 3°C para parar el flujo en el sistema.
El sistema de control también sirve para evitar el congelamiento de las tuberías del sistema, cuando T = 7 °C, el sistema hace circular el fluido y parará cuando llegue a 11°C.
Se deberá controlar la temperatura, para proteger de quemaduras a las personas. En este caso, la temperatura se limitará a un máximo de 60°C por lo que se preverá una válvula mezcladora regulada por el sistema de control.
El sistema de control estará conectado a un contactor para evitar que la corriente de la bomba pase directamente a ésta y reducir los riesgos de daño al operador por descargas eléctricas durante el mantenimiento. El sistema también contará con protección de sobrecarga y corto circuito, de acuerdo a lo establecido en la NOM-001-SEDE-2005 de Instalaciones eléctricas; estará contenido en un gabinete tipo NEMA 3R. Todas las partes metálicas expuestas del sistema de control estarán conectadas a tierra.
En la instalación se pueden monitorear varios componentes, de tal manera de ver el comportamiento de la instalación solar. Se puede estimar la energía solar convertida y la autonomía del sistema solar. Los principales instrumentos que se necesitan son:

- Piranómetro
- Sondas de temperatura
- Medidores de caudal

Con esto se busca medir:

- La radiación disponible en el plano del colector
- Caudal de circulación en circuito primario y secundario
- Temperaturas de entrada y salida del campo de colectores
- Temperatura en el depósito de acumulación
- Volumen de agua consumida
- Temperatura de la red

Realizando mediciones sobre estos parámetros, se puede hacer un seguimiento bastante preciso del rendimiento de la instalación solar, se analiza la autonomía del sistema e indirectamente se pueden encontrar fallas en ellas.

Figura 28 http://www.caleffi.com/usa/en-us/catalogue/isolartm-25722 Imagen consultada el 19 de octubre del 2014.

Seguimiento solar

Un sistema de seguimiento solar debe ser confiable, capaz de seguir al sol con un cierto nivel de certeza, capaz de regresar al colector de su posición en el ocaso a su posición de espera del sol en el amanecer y también capaz de seguir al sol aun cuando haya existencia de nubes en forma intermitente. También deberá ser relativamente económico y con un bajo consumo de energía.

Adicionalmente, el sistema de seguimiento también puede ser usado para proteger al colector ante la presencia de condiciones adversas de trabajo, como ráfagas de viento intensas.

Varias formas de seguimiento solar han sido desarrolladas, pasando de las monturas Ecuatoriales hasta el seguimiento altazimutal; en este se utilizan dos motores (un motor por eje de giro) los cuales son controlados electrónicamente a través de sensores (por ejemplo fotodiodos) que detectan la radiación solar incidente. Cuando la radiación sobre un sensor disminuye, entonces se da la orden de giro en el eje correspondiente.

El diseño de la montura solar que soporta a los motores, al sistema electrónico, y al colector es importante. Existe en la literatura y en Internet una variedad de diseños y muestras de monturas solares.

Figura 29 Motorreductor de AC de 1/27 de HP con flecha de salida en ángulo recto obtenida de: http://www.bodine-electric.com/Asp/ProductModel.asp?Context=10&Name=30R-3RD%20Series%20AC%20Right%20Angle%20Gearmotor&Model=N8506&Sort=11524 Imagen consultada el 21 de julio del 2014.

Las velocidades medias de desplazamiento del sol promedian los 15° por hora. Dada esta baja velocidad de desplazamiento, los sistemas de seguimiento no requieren de motores con alta potencia, sino con alto torque; lo cuales sean capaces de sacar al sistema de la inercia y hacer giros del sistema. Es deseable que el sistema de seguimiento tenga dos velocidades: una velocidad lenta para seguir el sol y una velocidad rápida para volver en la noche a su posición de amanecer.

El control del seguidor solar a utilizar, es el modelo LED3X24Vc3 de Red Rock Energy, figura 30 el cual se puede utilizar para realizar seguimiento en un eje. Este seguidor consta de 2 LEDs conectados de manera remota y un circuito de fuerza con capacidad de 13.7 A.

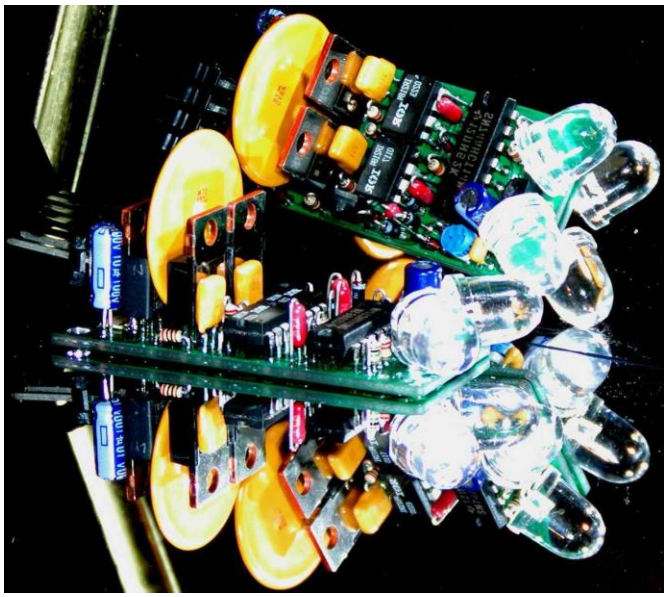

Figura 30 El control del seguidor solar modelo LEDSRMP48Vc3 obtenida de: http://www.redrok.com/led3xassm.htm Imagen consultada el 18 de septiembre del 2014.

El sistema funciona básicamente por diferencia de radiación incidente entre cada LED perteneciente a un eje. Si esta diferencia de radiación incidente supera un valor determinado por el fabricante, se envía una señal al circuito de fuerza correspondiente. Este circuito de fuerza es un puente H.

Un puente H es un circuito electrónico, el cual permite que un motor DC gire en un sentido horario o anti horario.

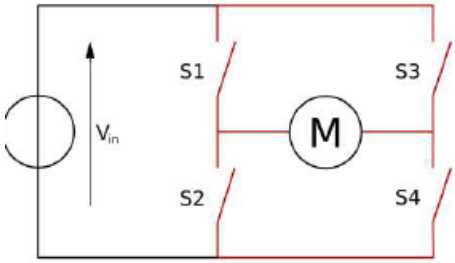

Figura 31 Puente H, obtenida de: http://es.wikipedia.org/wiki/Puente_H_(electr%C3%B3nica) Imagen consultada el 01 de julio del 2014.

Los puentes H son usados generalmente para cambiar la polaridad en bornes del motor, sin embargo también pueden ser usados como interruptores de marcha del motor. La tabla 5 resume el comportamiento de S1, S2, S3 y S4.

Tabla 7 comportamiento de S1, S2, S3 y S4.

S1	S2	S3	S4	Resultados
1	0	0	1	Movimiento horario
0	1	1	0	Movimiento antihorario
0	0	0	0	Motor gira libremente
0	1	0	1	Motor se frena

Los interruptores S1, S2, S3 y S4 son MOSFET que funcionan en condiciones de corte o saturación.

La salida desde los circuitos de fuerza a los actuadores es mediante un pulso PWM, el cual tiene un ciclo de trabajo dependiente de la salida diferencial que entregan los LED.

Calentamiento de apoyo

Un sistema térmico solar es un sistema que convierte la energía del sol en energía térmica transferida a un fluido de trabajo. Sin embargo, como sabemos, el recurso solar no siempre está disponible debido a las condiciones climáticas que prevalezcan en el lugar, limitando dicho recurso solar haciendo el servicio intermitente, debido a nublados que se pudieran presentar en varios días consecutivos, o por fenómenos atmosféricos extraordinarios, como tormentas tropicales o huracanes. Por lo anterior, para garantizar siempre la cantidad de agua caliente a la temperatura requerida, se instalará un sistema de calentamiento de apoyo el cual apoyará al sistema térmico solar, en caso de las eventualidades explicadas anteriormente. Este sistema de calentamiento de apoyo, deberá estar dimensionado de tal manera que sea capaz de suministrar la demanda completa del proceso para el caso de una indisponibilidad completa del sistema solar térmico, por ejemplo por una falla, mantenimiento o condiciones climáticas desfavorables. Se clasifica en sistemas integrados al termotanque y de respaldo externo o combinados. Puede ser eléctrico, de gas LP u otros combustibles. Para permitir su operación independiente, se deberá prever una conexión de puenteo al sistema solar.

Anexo B

```
L_collector=3.05 {Long collector en m}
W_a2=2.1 {Aperture en m}
d_o_r=0.02858 {Pipe receiver outside diameter en m}
d_i_r=0.02693 {Pipe receiver inside diameter en m}
d_g_c=0.05 {Cover glass diameteren en m}
A_s_r=872.6  {Absorbed solar radiation en W/m^2}
T_r=453.15  {Receiver temperature en K}
Tr=100 {Receiver temperature en °C}
epsilon_r=0.92  {Receiver emissivity}
epsilon_g=0.91  {Glass cover emissivity}
C_p=4184 {Circulating fluid en J/kg-K}
T_i_f=318.35 {Entering fluid temperature en K}
Ti_f=45.2 {Entering fluid temperature, en °C}
m_f=0.026  {Mass flow rate en kg/s}
H_p_i_p=330  {Heat transfer coefficient inside the pipe en W/m^2-K}
k_t=385  {Tube thermal conductivity en W/m-K}
T_amb=294.25  {Ambient temperature en K}
Tamb=21.1 {Ambient temperature en°C}
V_w=3  {Wind velocity en m/s}
A_r=pi*d_o_r*L_collector {Receiver area en m^2}
A_g=pi*d_g_c*L_collector  {Glass cover area, m^2}
A_a=(W_a2-d_g_c)* L_collector {Aperture area en m^2}
T_g7=337  {Glass cover temperature, Tg, this is assumed en K}
RHO=1.11 {Densidad en Kg/m^3}
mu=2.02*10^(-5) {Viscosidad en Kg/m-s}
k6=0.0276 {Conductividad térmica en W/m K}
Re4=(RHO*V_w*d_g_c)/mu
N_u=0.3*(Re4^(0.6))
Hc_c_a=(N_u*k6)/d_g_c {Convective (wind) heat transfer coefficient en W/m^2 K}
sigma8=5.67*10^(-8)
Hr_c_a=epsilon_g*sigma8*(T_g7+T_amb)*((T_g7^2)+(T_amb^2))  {Radiation heat transfer coefficient en W/m^2 K}
Hr_r_c=sigma8*((T_r^2)+(T_g7^2))*(T_r+T_g7)/((1/epsilon_r)+((d_o_r/d_g_c)*((1/epsilon_g)-1))) {Radiation heat transfer, between the receiver tube and the glass cover en W/m^2 K}
U_L=((d_o_r/((Hc_c_a+Hr_c_a)*d_g_c)+(1/Hr_r_c)))^(-1) {Collector heat loss coefficient en W/m^2 K}
Tg=((A_r*Hr_r_c*Tr)+(A_g*Tamb*(Hr_c_a+Hc_c_a)))/((A_r*Hr_r_c)+(A_g*(Hr_c_a+Hc_c_a))) {Check if the assumption made was correct, en °C}
F´=(1/U_L)/(((1/U_L))+(d_o_r/(H_p_i_p*d_i_r))+((d_o_r/(2*k_t))*(LN(d_o_r/d_i_r)))) {Collector efficiency factor}
F_R=((m_f*C_p)/(A_r*U_L))*(1-exp(-(U_L*F´*A_r)/(m_f*C_p))) {Heat removal factor by usin Ar instead of Ac}
Qu9=F_R*((A_s_r*A_a)-(A_r*U_L*(Ti_f-Tamb)))
To=Ti_f+((Qu9/(m_f*C_p)))
```

Unit Settings: [kJ]/[C]/[kPa]/[kg]/[degrees]

A_a = 6.253	A_g = 0.4791	A_r = 0.2738	$A_{s,r}$ = 872.6	C_p = 4,184	$d_{g,c}$ = 0.05
$d_{i,r}$ = 0.02693	$d_{o,r}$ = 0.02858	ε_g = 0.91	ε_r = 0.92	F_R = 0.9541	F´ = 0.9666 [-]
$Hc_{c,a}$ = 37.04 [W/m2-K]	$Hr_{c,a}$ = 6.519 [W/m2-K]	$Hr_{r,c}$ = 12.49 [W/m2-K]	$H_{p,i,p}$ = 330	k6 = 0.0276	k_t = 385
$L_{collector}$ = 3.05	μ = 0.0000202	m_f = 0.026	N_u = 67.11	Qu9 = 5,138 [W]	Re4 = 8,243 [-]
ρ = 1.11	sigma8 = 5.670E-08	Tamb = 21.1 [C]	Tg = 32.21 [°C]	Ti_f = 45.2 [C]	To = 92.43 [°C]
Tr = 100	T_{amb} = 294.3	T_{g7} = 337	$T_{i,f}$ = 318.4	T_r = 453.2	U_L = 10.73 [W/m2-K]
V_w = 3	W_{a2} = 2.1				

Anexo C

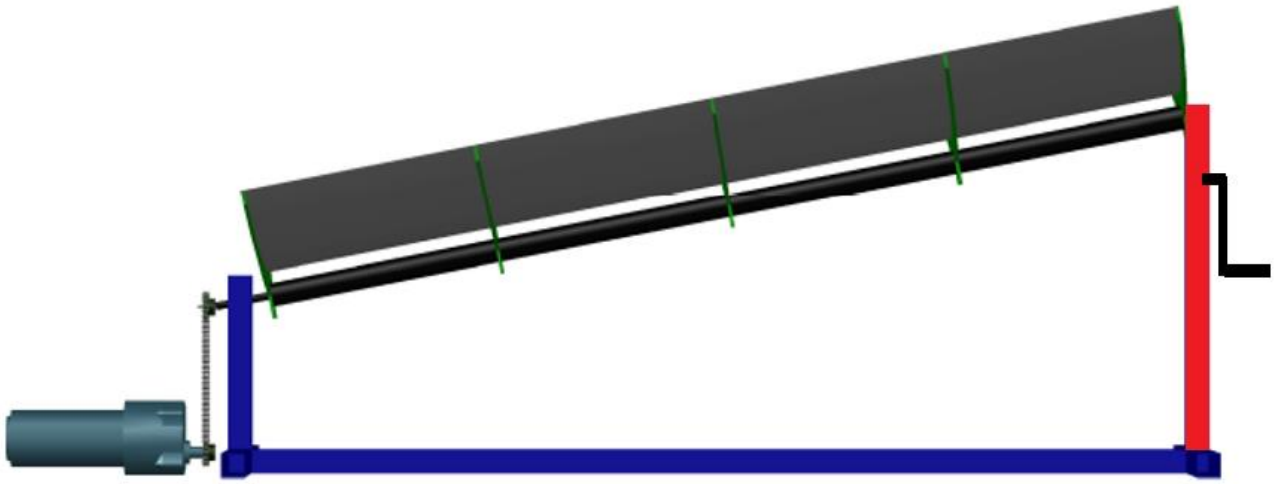

Figura 32 Vista lateral

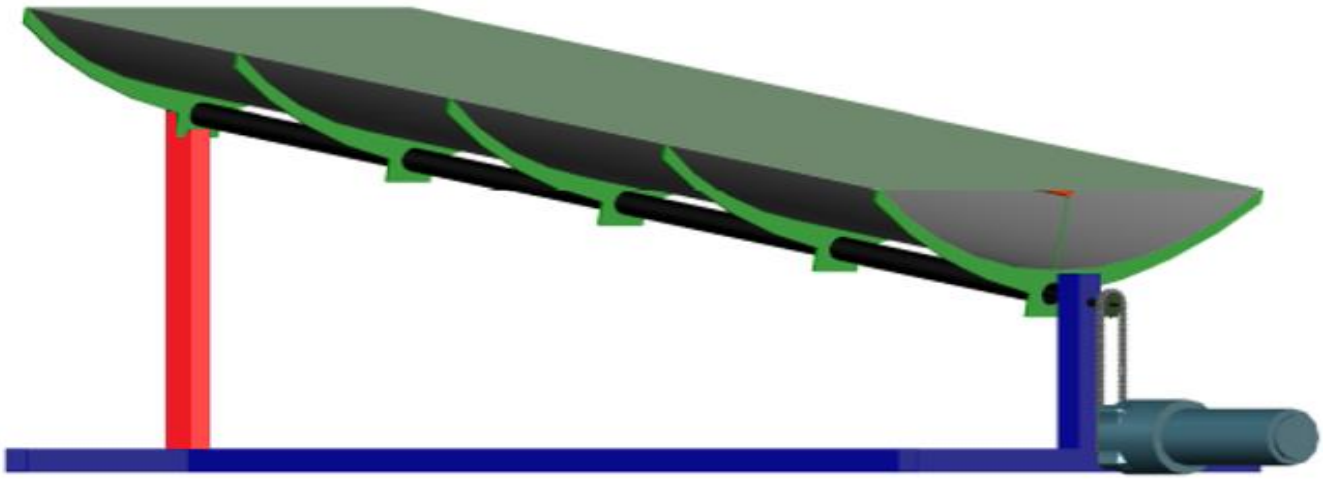

Figura 33 Vista lateral en perspectiva

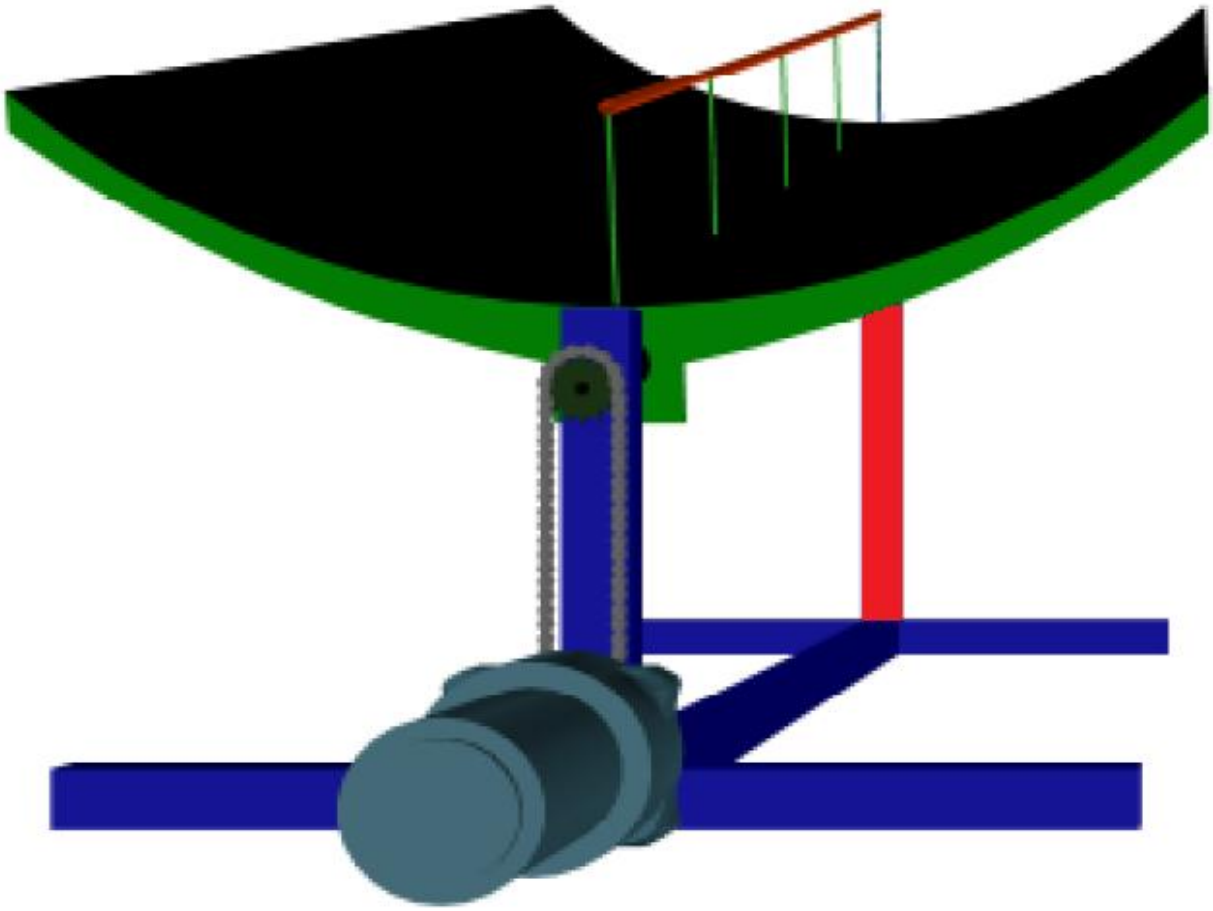

Figura 34 Vista frontal en perspectiva

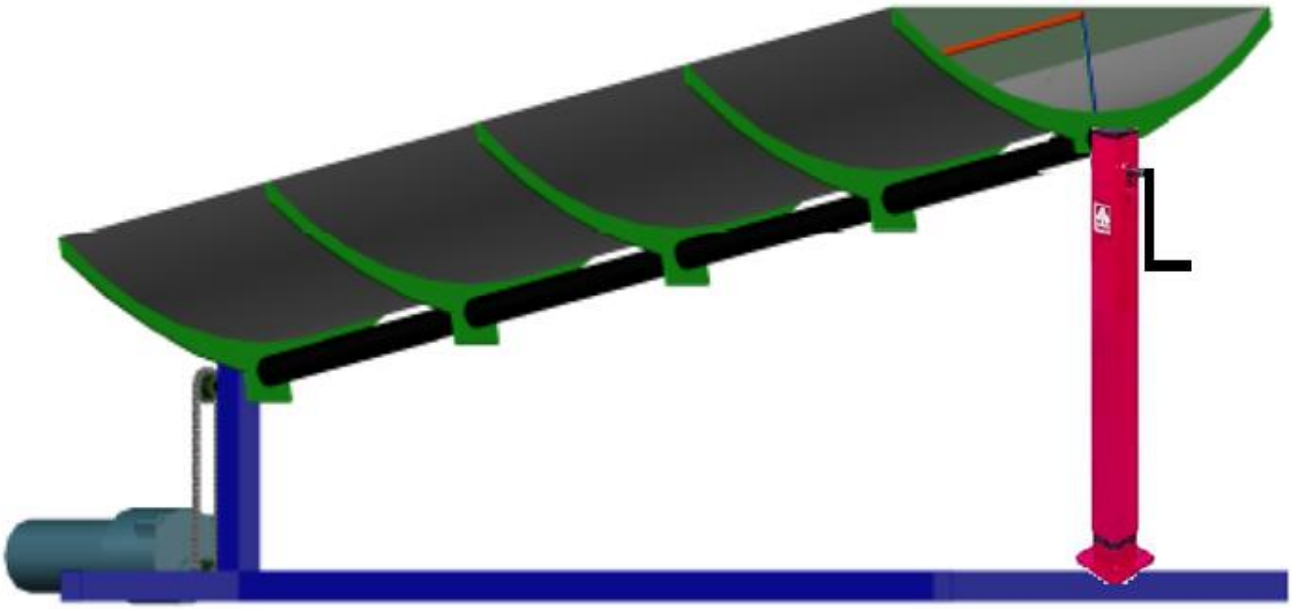

Figura 35 Vista lateral en perspectiva