

UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA



**“Evaluación técnico económica de un concentrador cilíndrico
parabólico de doble tecnología solar”**

Informe de Habilitación Profesional presentado en conformidad a los requisitos para optar
al Título de Ingeniero Civil Mecánico.

CARLOS ANDRÉS PARADA SEPÚLVEDA

Profesor Guía: Sr. Reinaldo Sánchez Arriagada

Concepción, Mayo de 2013

Resumen

Resumen

El presente trabajo de habilitación profesional está contextualizado en la evaluación térmica, óptica y económica concentrador cilíndrico parabólico de doble tecnología solar, "ABSOLICON X10". Para la producción de agua caliente sanitaria (A.C.S.) y electricidad fotovoltaica. Para este análisis se ha elegido una ciudad representativa por cada zona térmica de Chile, con la finalidad de obtener las mejores condiciones de aprovechamiento del recurso solar y dimensionar las diferencias existentes entre las distintas localidades seleccionadas. El análisis del concentrador esta determinado por las especificaciones y datos técnicos entregados por el fabricante de esta nueva tecnología, claramente estos datos están validados por organismos certificadores.

Ya realizados los tópicos anteriores, se determinan los requerimientos energéticos para satisfacer necesidades de agua caliente sanitaria (A.C.S.), para un hospital de 300 camas y un factor de operación de 80%. Este recinto es de alrededor de $4800 m^2$

Luego se calculó el aporte solar real que hace este tipo de tecnología en las ciudades seleccionadas, por lo tanto de acuerdo a los requerimientos energéticos y el aporte real del concentrador se determinó el área de captación para los recintos tipo, además se evaluaron circuitos y componentes del sistema en su totalidad.

Del análisis económico se observa claramente que el ahorro de dinero generado por la implementación de un sistema solar es más atractivo a medida que la zona térmica aumenta ya que los requerimientos energéticos son mayores debido a que las condiciones de temperatura ambiente, temperatura del agua de la red, etc. son menos favorables. Además de esto se tiene que considerar el aporte de energía eléctrica que hace el sistema dual de esta tecnología que anualmente alcanza alrededor de 60.000 kWh/año, para las ciudades seleccionadas. A partir de la inversión calculada de los datos del fabricante nos permite calcular el valor actual neto representado por el ahorro anual en pesos menos la inversión en un horizonte de 15 años.

Índice

Resumen

Índice

Capítulo 01: Introducción	1
1.1 Origen del tema.....	1
1.2 Justificación.....	1
1.3 Objetivos del estudio.....	1
1.3.1 Objetivo general.....	1
1.3.2 Objetivos específicos.....	2
1.4 Alcance del tema.....	2
Capítulo 02: Evaluación del recurso solar	3
2.1 Energía solar.....	3
2.2 La constante solar.....	5
2.3 Radiación normal extraterrestre.....	6
2.4 Distribución espectral de la radiación solar.....	7
2.5 Variación del flujo de energía con la distancia	8
2.6 Radiación Solae.....	10
2.6.1 Tipos de radiación y sus radiaciones geométricas.....	10
2.6.2 Calculo de la irradiancia directa sobre una superficie	11
2.6.3 Conversión de hora civil en hora solar.....	14
2.7 Estimación y medición de la radiación solar.....	15
2.7.1 Cálculo de la radiación directa sobre una superficie.....	15
2.7.2 Estimación de la radiación en un día despejado.....	16
Capítulo 03: Principio de funcionamiento de un concentrador cilíndrico parabólico.....	19
3.1 Análisis de un concentrador.....	20
3.2 Evaluación térmica-óptica de un CCP.....	21
3.2.1 Análisis óptico de un CCP.....	23
3.2.2 Análisis térmico de un CCP.....	27

Índice

Capítulo 04: Concentrador cilíndrico parabólico de doble tecnología solar.....	31
4.1 Diseño y componentes.....	32
4.1.1 Reflector cilíndrico parabólico y receptor.....	33
4.1.2 Actuadores de giro y seguimiento.....	33
4.2 Datos técnicos.....	34
4.2.1 Producción de calor solar.....	35
4.2.2 Producción de electricidad solar.....	36
Capítulo 05: Determinación de los requerimientos de agua caliente sanitaria.....	37
5.1 Determinación de la energía necesaria para A.C.S.	37
5.2 Determinación del aporte energético del concentrador.....	40
5.2.1 Rendimiento del concentrador.....	42
5.3 Determinación del área de captación.....	45
Capítulo 06: Evaluación de circuito, equipos y componentes.....	47
6.1 Concentrador cilíndrico parabólicos.....	47
6.2 Interacumulador.....	48
6.3 Estanque pulmón.....	50
6.4 Caldera a gas licuado.....	50
6.5 Vaso de expansión.....	51
6.6 Bombas de circulación.....	51
6.7 Válvulas.....	52
6.8 Sistema de Control.....	53
6.9 Tuberías y Fittings.....	53
Capítulo 07: Evaluación económica.....	55
Capítulo 08: Conclusiones y comentarios.....	60
Bibliografía.....	62

Capítulo 01: Introducción

1.1 Origen del tema

El desarrollo tecnológico de sistemas eficientes de captación de energía solar, a través de concentradores cilíndricos parabólicos de doble tecnología solar esto es, térmica y fotovoltaica, crea la necesidad de estudiar su potencial uso e incorporación al mercado de las energías alternativas. Esto conlleva la necesidad de efectuar evaluaciones específicas según requerimientos y disponibilidades.

1.2 Justificación

El constante desarrollo que presenta el mundo moderno va acompañado de un aumento de los requerimientos energéticos. Estos en su gran mayoría son suplidos por fuentes de energías derivadas de combustibles fósiles, las que no son renovables. Es por esta razón que se hace necesaria la incorporación de nuevas fuentes energéticas renovables para satisfacer las demandas del mundo de hoy y futuro.

En el ámbito del calentamiento de ACS, piscinas temperadas y calefacción, el aporte energético también es un factor limitante, es por tal razón que el presente trabajo busca determinar condiciones óptimas de operación de nuevas tecnologías de captación de energía solar como es el caso de los concentradores cilíndricos parabólicos de doble tecnología solar que suministran energía solar térmica y energía eléctrica fotovoltaica de manera simultánea.

1.3 Objetivos del estudio

1.3.1 Objetivo general

Efectuar un estudio térmico y óptico del concentrador cilíndrico parabólico ABSOLICON X10, determinar sus condiciones óptimas de operación en sistemas solares térmicos, para calentamiento de agua y su aplicación en sistemas de A.C.S., complementado con la generación de energía eléctrica fotovoltaica.

1.3.2 Objetivos específicos

- Luego del estudio térmico y óptico, se pretende efectuar y analizar un proyecto de un caso a definir, que utilice esta innovadora tecnología de captación, almacenamiento y aprovechamiento del recurso solar como energía térmica y eléctrica.
- Se efectuará un dimensionamiento de la instalación y del equipamiento requerido.
- Se evaluarán los costos de instalación y de explotación, para el proyecto considerado.
- Finalmente se efectuará evaluación económica de las soluciones propuestas.

1.4 Alcance del tema

Con el desarrollo del presente tema de habilitación profesional se pretende obtener un conocimiento mas preciso del uso de esta innovadora Doble Tecnología Solar, con el propósito de conocer su potencial real de uso y campo de aplicación. De la misma forma, se pretende determinar los potenciales ahorros y beneficios esperados, así como de los indicadores económicos y de rentabilidad de esta tecnología.

Capítulo 02: Evaluación del recurso solar

2.1 Energía solar

La Energía solar, como recurso energético terrestre, esta constituida simplemente por la porción de la luz que emite el Sol y que es interceptada por la tierra.

Directa: una de las aplicaciones de la energía solar es directamente como la luz solar, por ejemplo, para la iluminación de recintos. En este sentido cualquier ventana es un colector solar. Otra aplicación directa, muy común, es el secado de ropa y algunos productos en procesos de producción con tecnología simple.

Térmica: Se denomina "Térmica" la energía solar cuyo aprovechamiento se logra por medio del calentamiento de algún medio. La climatización de viviendas, calefacción, refrigeración, secado, etc. Son aplicaciones térmicas.

Fotovoltaica: Se llama "Fotovoltaica" la energía solar aprovechada por medio de celdas fotoeléctricas, capaces de convertir la luz en un potencial eléctrico, sin pasar por un proceso térmico.

Para los fines de aprovechamiento de su energía, el Sol es una inmensa esfera de gases de alta temperatura, con un diámetro de $1,39 \times 10^9 \text{ m}$, situado a una distancia media de la tierra de $1,5 \times 10^{11} \text{ m}$. Esta distancia es la denominada unidad astronómica.

Se estima que la temperatura en el interior del Sol debe ser del orden de 10^7 K , pero en la fotosfera, es decir, en la superficie externa del Sol, la temperatura "efectiva de cuerpo negro" es de 5762 K (determinada según el modelo radioactivo del cuerpo negro). Sin embargo al calcular la temperatura de la fotosfera utilizando otros métodos se obtiene alrededor de 6300 K . Está claro que nadie ha colocado un termómetro en la superficie del Sol. Su temperatura se mide por métodos indirectos, basados en diversos modelos. De ahí que no coincidan todas las estimaciones de su temperatura.

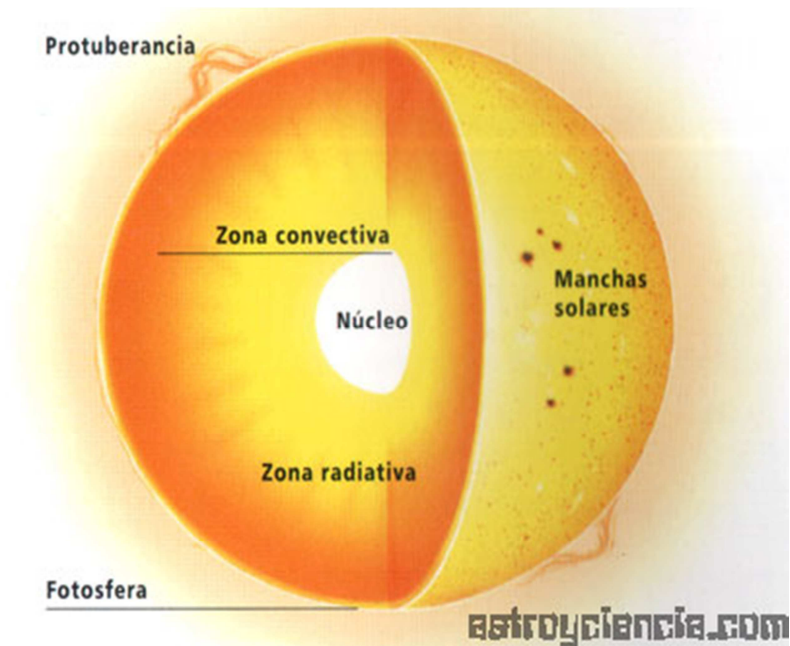
Algunos datos interesantes acerca del Sol son que genera su energía mediante reacciones nucleares de fusión, por ejemplo, dos átomos de hidrógeno que producen helio, o uno de helio y uno de hidrógeno que producen litio, etc., esto se lleva a cabo en su núcleo. La generación de energía que proviene de la pérdida de masa del Sol, que se convierte en energía de acuerdo con

la ecuación de Einstein $E=mc^2$, donde E es la cantidad de energía liberada por cierta masa m; c es la velocidad de la luz.

El núcleo solar es la región comprendida dentro del 23% de su radio, a partir del centro, que corresponde a tan sólo el 15% del volumen, pero en cambio contiene el 40% de la masa y ahí se genera el 90% de la energía. En esa región, la temperatura es del orden de $10^7 K$ y la densidad es del orden de 10^5 kg/m^3 . (Recordemos que la densidad del agua es 10^3 kg/m^3).

A una distancia del 70% del radio solar, la temperatura es del orden de $10^5 K$ y la densidad es de unos 70 kg/m^3 . La zona que va del 70% al 100% del radio solar, se conoce como zona convectiva y su temperatura cae hasta 5000 a 6000 K, mientras que la densidad desciende a 10^{-5} kg/m^3 . La capa externa de esta región recibe el nombre de fotosfera y es considerada como la superficie del Sol, por ser ésta una región opaca, de donde se emite la gran mayoría de la radiación solar hacia el espacio. (Nota: opaco, en óptica, significa que no deja pasar la radiación. Por ejemplo, un espejo es opaco. Una fuente luminosa puede ser opaca. Por ejemplo, una lámpara de neón, emite luz desde su superficie, pero no podemos ver su interior: es opaca. Por tanto, el significado técnico de esta palabra es diferente del que le damos en el lenguaje común. Técnicamente, lo opuesto a opaco es transparente).

La fotosfera es la superficie aparente del Sol cuando se observa con un filtro adecuado (filtro de soldador del #14, por ejemplo). Por ser opaca, la fotosfera impide observar el interior del Sol. Sin embargo, es claro que, como todo el Sol, desde el núcleo hasta su superficie se encuentra en forma gaseosa, no hay una superficie física claramente definida, como la hay en la Tierra. Sobre la fotosfera existen también gases, en condiciones tales que son esencialmente transparentes, que se conocen como la corona solar, observable durante los eclipses totales de Sol. La corona solar es la atmósfera del Sol. De forma similar a como sucede en la Tierra, la corona es cada vez más tenue a medida que se está a mayor distancia del núcleo solar, hasta confundirse con el vacío relativo que existe en el espacio interestelar.

Figura 2.1- Estructura del sol

Fuente: astrociencia.com

2.2 La constante solar

La combinación de tres factores: la distancia de la Tierra al Sol, el diámetro solar y la temperatura del Sol, determinan un flujo luminoso, un flujo de energía que incide sobre la superficie de la Tierra.

Mucho se ha discutido acerca de si el sol emite un flujo de energía constante, o se trata de una estrella variable. Algunos estudios parecen indicar que la variación de la emisión de energía, por parte del Sol, es menor al 1% a lo largo de un ciclo solar, que dura 22 años. No se conoce a ciencia cierta la causa de estas variaciones. Pero para la mayoría de los estudios se considera constante.

El recurso energético solar está mucho más ligado, en la superficie terrestre, a las variaciones meteorológicas, que a las solares. La radiación emitida por el Sol, junto con sus condiciones geométricas respecto de la Tierra, dan por resultado que, sobre la atmósfera terrestre, incide una cantidad de radiación solar casi constante. Esto ha dado lugar a la definición de la llamada "constante solar". La constante solar G_{sc} es el flujo de energía proveniente del Sol, que incide sobre una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar, ubicada a la distancia media de la Tierra al Sol, fuera de toda atmósfera.

Aclarando que la constante solar (G_{sc}), primero, es un flujo de energía, es decir, la constante solar se refiere a una cantidad de energía que incide, instantáneamente, sobre una superficie de área unitaria. Segundo, esta superficie hipotética es perpendicular o normal a la dirección de propagación de la luz, lo cual en lenguaje no técnico equivale a decir que "ve al Sol". Es obvio que una superficie en posición oblicua respecto de la dirección del Sol, recibiría un menor flujo de energía. Tercero, nuestra superficie hipotética se encuentra situada a la distancia media de la tierra al Sol. Es claro que la distancia desde la fuente de radiación hasta el plano en cuestión, influye fuertemente en el flujo de energía. Todos sabemos que la intensidad de la radiación solar es mucho mayor en Mercurio que en la Tierra, y que en nuestro planeta es mucho mayor que en Plutón. Como la órbita que describe la Tierra alrededor del Sol no es circular, por lo tanto, la distancia Tierra-Sol no es constante, debe considerarse un valor promedio, para poder hablar de una constante. Por último, nuestra ya famosa superficie hipotética, debe estar colocada fuera de la atmósfera, para evitar la atenuación de la radiación causada por la diversidad de fenómenos físicos y químicos que se verifican en la atmósfera.

El valor comúnmente aceptado para G_{sc} ha variado en los últimos años, según las técnicas de medición que se han empleado, lo cual no indica que haya variado en sí la magnitud de la energía que se recibe del Sol. El valor estimado promedio es:

$$G_{sc} = 1353 \text{ W/m}^2 \quad (2.2.1)$$

Que, en otras unidades equivale a:

$$G_{sc} = 1940 \text{ cal/cm}^2 \text{ min} = 428 \frac{\text{BTU}}{\text{ft}^2 \text{ hr}} = 4871 \frac{\text{MJ}}{\text{m}^2 \text{ hr}} \quad (2.2.2)$$

Estos valores fueron aceptados por la NASA (1971) y por la ASTM.

2.3 Radiación normal extraterrestre

Como ya sabemos la radiación extraterrestre que incide sobre la Tierra está sujeta a las variaciones geométricas y a las condiciones físicas del propio Sol.

Por otro lado, la órbita que describe la Tierra alrededor del Sol no es circular, sino cuasi-elíptica. La pequeña excentricidad de la órbita hace que, alrededor del 4 de enero, cuando la Tierra se encuentra en el perihelio (mínima distancia al Sol) la radiación solar extraterrestre sea máxima. Por otro lado, alrededor del 1 de julio, seis meses después la Tierra se encuentra en el afelio (máxima

distancia al Sol) y entonces la radiación solar extraterrestre es mínima. La ecuación que describe el flujo de energía sobre un plano normal a la radiación solar extraterrestre, a lo largo del año es:

$$G_{on} = G_{sc} \left(1 + 0.033 \cos \left(\frac{360 + n}{365} \right) \right) \quad (2.3.1)$$

En donde G_{on} es el flujo de radiación extraterrestre, medida en un plano normal a la radiación, y n es el número de día del año. La Tabla 2.1 contiene información para calcular el valor de n .

En la ecuación anterior, así como en las próximas, las normas para los subíndices son como sigue: el subíndice "sc" se usa para la constante solar (del inglés solar constant); el subíndice "o" se usa para la radiación extraterrestre, esto es, fuera de la atmósfera. Por último, el subíndice "n" se utiliza para la radiación medida en un plano normal a la dirección de propagación de la radiación. De esta forma, el subíndice "on" se utiliza para la radiación extraterrestre observada en un plano normal a la radiación.

Tabla 2.1- Ecuaciones para convertir el día del mes, en el número de día del año.

Mes	"n" para el i-ésimo día del mes
Enero	i
Febrero	31 + i
Marzo	59 + i
Abril	90 + i
Mayo	120 + i
Junio	151 + i
Julio	181 + i
Agosto	212 + i
Septiembre	243 + i
Octubre	273 + i
Noviembre	304 + i
Diciembre	334 + i

Fuente: iteso.mx

2.4 Distribución espectral de la radiación solar

El Sol emite radiación en toda la gama del espectro electromagnético, desde los rayos gamma, hasta las ondas de radio. Sin embargo, para los fines del aprovechamiento de su energía, sólo es

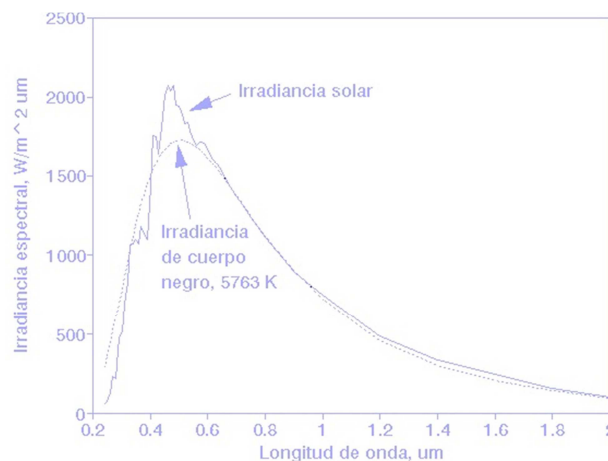
importante la llamada radiación térmica que incluye sólo la ultravioleta (UV), la radiación visible (VIS) y la infrarroja (IR).

Todos los cuerpos emiten cierta cantidad de radiación en virtud de su temperatura. A mayor temperatura ocurren dos cambios en la radiación emitida:

1. La intensidad de la emisión es mayor, refiriéndose a un mayor número de watts por metro cuadrado abandonan el cuerpo.
2. El color o tipo de radiación cambia hacia una menor longitud de onda, esto es, del IR al VIS y al UV, a medida que aumenta la temperatura.

La fotosfera se encuentra a unos 6000 K , por lo tanto, emite un cierto flujo de energía correspondiente a esa temperatura. Su distribución espectral es como se indica en la Figura 2.2. Esta figura muestra la irradiancia espectral (energía por unidad de tiempo, en la unidad de área, por unidad de longitud de onda) en función de la longitud de onda. La línea continua pero irregular corresponde a la irradiancia observada, medida desde la Tierra. La curva punteada representa la irradiancia espectral que tendría un cuerpo negro, que se encontrara a la temperatura de 5762 K . Esta temperatura corresponde a la que debería tener dicho radiador ideal, para tener la misma emisión de energía que el Sol.

Figura 2.2- Irradancia espectral del sol y de un cuerpo negro a 5762 K



Fuente: iteso.mx

2.5 Variación del flujo de energía con la distancia

Cuando se tiene una fuente luminosa que emite en todas direcciones, la intensidad luminosa o flujo de energía varía inversamente con el cuadrado de la distancia a la fuente emisora. Una

deducción muy sencilla de esta expresión, puede hacerse considerándose una fuente luminosa cualquiera; una ampolleta incandescente, una estrella, el Sol, que emite energía en forma homogénea en todas direcciones. Considérense dos esferas concéntricas, de radios r_1 y r_2 , mucho mayores que el de la fuente luminosa, cuyo centro coincida exactamente con la posición de dicha fuente. Supongamos que medimos la intensidad luminosa (flujo de energía) en la superficie de la esfera con radio r_1 , y llamemos a ese valor G_1 . La potencia P_1 (energía por unidad de tiempo) que pasa a través de la esfera completa estará dada por G_1 multiplicada por el área de la esfera:

$$P_1 = 4 \pi r_1^2 G_1 \quad (2.5.1)$$

Por otro lado, si llamamos G_2 a la intensidad luminosa medida a la distancia r_2 , tendremos, mediante el mismo razonamiento, que la potencia evaluada en la superficie de la esfera "2" es:

$$P_2 = 4 \pi r_2^2 G_2 \quad (2.5.2)$$

Si además consideramos que el espacio que separa las dos esferas es perfectamente transparente, es decir, no absorbe radiación, entonces la misma energía por unidad de tiempo que atraviesa la esfera "1" debe atravesar la esfera "2". Por tanto:

$$P_1 = P_2 \quad (2.5.3)$$

Entonces,

$$4 \pi r_1^2 G_1 = 4 \pi r_2^2 G_2 \quad (2.5.4)$$

La cual se reduce a la expresión:

$$r_1^2 G_1 = r_2^2 G_2 \quad (2.5.5)$$

Donde r_1 y r_2 son las distancias correspondientes a los puntos en los que el flujo de energía es G_1 y G_2 .

Esta ecuación es de uso bastante general. Sirve para relacionar intensidades luminosas producidas por lámparas a ciertas distancias (útil en fotografía, por ejemplo), lo mismo que para calcular la constante solar en diversos planetas. Sin embargo, no se aplica para luz emitida por medio de reflectores parabólicos, láseres, etc., cuya emisión es dirigida y no cumple con la hipótesis de dispersarse en todas direcciones.

2.6 Radiación solar

2.6.1 Tipos de radiación y sus radiaciones geométricas.

La radiación solar sufre ciertas transformaciones al incidir sobre la atmósfera, de modo que es necesario manejar algunos conceptos específicos para los diversos tipos de radiación. Las siguientes definiciones ayudan a aclarar estos conceptos.

Se conoce como radiación directa, la que se recibe directamente del Sol, sin sufrir ninguna dispersión atmosférica. La radiación extraterrestre es, por tanto, radiación directa. Generalmente se usa el subíndice "*b*" para indicar radiación directa, por el término que se utiliza en inglés: beam (haz, rayo).

La radiación difusa es la que se recibe del Sol, después de ser desviada por dispersión atmosférica. Es radiación difusa la que se recibe a través de las nubes, así como la que proviene del cielo azul. De no haber radiación difusa, el cielo se vería negro, aun de día, como sucede por ejemplo en la Luna. Suele utilizarse el subíndice "*d*" para la radiación difusa.

Por otro lado, se conoce como radiación terrestre la que proviene de objetos terrestres, por ejemplo, la que refleja una pared blanca, un charco o un lago, etc. Se conoce como radiación total, la suma de las radiaciones directa, difusa y terrestre que se reciben sobre una superficie. Por ejemplo, sobre una pared o una ventana, incide la radiación directa del Sol, la difundida por las nubes y por el cielo y, además, puede entrar la luz reflejada por algún otro objeto frente a la pared o ventana. Un caso particular, pero de mucho interés práctico en el estudio de la energía solar, es el medir la radiación total sobre una superficie horizontal "viendo" hacia arriba. En este caso puede considerarse que no existe radiación terrestre y se conoce también como radiación global. Por tanto, la radiación global es la suma de la directa más la difusa.

Para expresar la potencia solar, de cualquier radiación se utiliza el término irradiancia. La irradiancia, expresada en $[W/m^2]$, es la tasa 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, difusa, etc. 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 de tiempo dado, recibe el nombre de irradiación, expresada en $[J/m^2]$, 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. Se

aplican los mismos subíndices, por ejemplo: H_o simboliza la irradiación extraterrestre en un día; I_d simboliza la irradiación difusa en una hora, etc. De acuerdo con lo anterior, la relación entre la irradiación y la irradiancia está dada por la expresión:

$$I = \int_{t_1}^{t_2} G(t) dt \quad (2.6.1.1)$$

En donde la irradiación se está calculando desde el tiempo t_1 hasta el tiempo t_2 y la irradiancia se considera función del tiempo.

2.6.2 Cálculo de la irradiancia directa sobre una superficie

Consideremos por ahora el cálculo de la radiación directa sobre una superficie. El flujo de energía sobre una superficie determinada depende no sólo de la irradiancia que exista, sino también de la orientación que tenga la superficie en cuestión respecto de la dirección de propagación de la radiación. La irradiancia será máxima sobre un plano que esté en posición normal a la dirección de propagación de la radiación (es decir, que le dé "de frente" o "de cara"). En cambio, será mínima si el plano es paralelo a la radiación (es decir "de canto"). La intensidad de radiación sobre la superficie dependerá del ángulo θ que forme la normal de la superficie, respecto de la dirección de propagación de la radiación. Este ángulo θ se conoce con el nombre de ángulo de Incidencia. Entonces, la irradiancia incidente sobre la superficie será:

$$G_T = G_n \cos \theta \quad (2.6.2.1)$$

En donde G_T se refiere a la irradiancia sobre un plano con cualquier inclinación y G_n se refiere a la irradiancia medida sobre un plano normal a la dirección de propagación de la radiación. Si se conoce la irradiancia normal, por ejemplo, la constante solar G_{sc} es una irradiancia normal y se conoce el ángulo θ , mediante la ecuación anterior se puede calcular la irradiancia sobre un plano con cualquier inclinación. Como el Sol describe un movimiento aparente a lo largo del día (de oriente a poniente), y otro a lo largo del año (de sur a norte y viceversa), el valor del ángulo θ varía con la fecha y la hora, además de hacerlo con la orientación del plano, su inclinación respecto de la horizontal y la latitud geográfica del lugar donde se encuentre el plano en cuestión. Emplearemos la siguiente nomenclatura:

ϕ (Phi) Simboliza la latitud geográfica, esto es, la posición angular del lugar en donde se encuentre el plano en cuestión, respecto del ecuador terrestre, positivo en el hemisferio norte. $-90^\circ \geq \phi \geq 90^\circ$.

δ (Delta) Declinación solar, es la posición angular del Sol al mediodía solar, respecto del plano del ecuador, positivo hacia el norte. La declinación solar es cero el día que comienza la primavera y el día que comienza el otoño (equinoccios). En estos días, el Sol se encuentra en el ecuador celeste, que es la extrapolación del ecuador terrestre en la bóveda celeste. La declinación es máxima en el solsticio de verano ($23^{\circ} 27'$) y mínima en el solsticio de invierno ($-23^{\circ} 27'$). La declinación solar puede calcularse aproximadamente mediante la ecuación:

$$\delta = 23,45 \operatorname{sen} \left(360 \frac{284 + n}{365} \right) \quad (2.6.2.2)$$

β (Beta) Pendiente del plano sobre el cual incide la radiación, esto es, su inclinación respecto de la horizontal. En el intervalo $0^{\circ} \leq \beta \leq 90^{\circ}$, la superficie "ve" hacia arriba, mientras que en el intervalo $90^{\circ} \leq \beta \leq 180^{\circ}$, la superficie "ve" hacia abajo. Una azotea horizontal tendría $\beta = 0^{\circ}$, mientras que para una pared vertical, $\beta = 90^{\circ}$.

γ (Gamma) Acimut de la superficie, es el ángulo que forma la normal a la superficie, respecto del meridiano local. $\gamma = 0^{\circ}$ corresponde hemisferio norte. Hacia el este se consideran valores negativos y hacia el oeste positivos. Por ejemplo, una ventana que "ve" al poniente, tiene $\gamma = 90^{\circ}$, mientras que una hacia el norte, tiene $\gamma = 180^{\circ}$.

ω (Omega) Angulo horario, esto es, el desplazamiento angular del Sol, al este o al oeste del meridiano local, debido a la rotación de la Tierra a la velocidad angular de 15° por hora (360° en 24 horas). Negativo por la mañana y positivo por la tarde. Por ejemplo, si el mediodía solar es a las 12 hrs., a las 10 hrs. corresponde $\omega = -30^{\circ}$, mientras que a las 16 hrs. Corresponde $\omega = 60^{\circ}$. El medio día solar es, por definición, $\omega = 0^{\circ}$. Obsérvese que, debido a los movimientos del Sol hacia el norte (otoño) y hacia el sur (primavera), la salida y la puesta del Sol no corresponden, en general, a $\omega = -90^{\circ}$ y $\omega = 90^{\circ}$, respectivamente. Esto sucede únicamente en los equinoccios, en cualquier latitud, o en el ecuador, en cualquier fecha.

La siguiente ecuación relaciona el ángulo θ con los ángulos anteriores y, aunque larga e impresionante, su aplicación es bastante simple:

$$\begin{aligned} \cos(\theta) = & \operatorname{sen}(\delta) \operatorname{sen}(\phi) \cos(\beta) - \operatorname{sen}(\delta) \cos(\phi) \operatorname{sen}(\beta) \cos(\gamma) \\ & + \cos(\delta) \cos(\phi) \cos(\beta) \cos(\omega) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 &+ \cos(\delta) \operatorname{sen}(\phi) \operatorname{sen}(\beta) \cos(\gamma) \cos(\omega) \\
 &+ \cos(\delta) \operatorname{sen}(\beta) \operatorname{sen}(\gamma) \operatorname{sen}(\omega)
 \end{aligned}
 \tag{2.6.2.3}$$

En la mayoría de las aplicaciones de esta ecuación, la única variable a lo largo del día es el ángulo horario ω . Todo lo demás suele ser constante en una fecha y lugar determinados. Debido a esto, la ecuación tiene un gran número de constantes que, al aplicarla, simplifican mucho la expresión.

Para una superficie horizontal, $\beta = 0^\circ$, lo cual implica que $\operatorname{sen}(\beta) = 0$ mientras que $\cos(\beta) = 1$. En estas condiciones, desaparecen el segundo, cuarto y quinto términos de la ecuación anterior, con lo que se obtiene:

$$\cos(\theta_z) = \operatorname{sen}(\delta) \operatorname{sen}(\phi) + \cos(\delta) \cos(\phi) \cos(\omega)
 \tag{2.6.2.4}$$

En donde θ_z representa el ángulo de la posición del Sol respecto de la vertical (que es la normal al plano en cuestión), que se conoce con el nombre de ángulo cenital. Como δ y ϕ son constantes en una fecha y lugar determinados, la ecuación anterior puede expresarse en la forma más simplificada:

$$\cos(\theta_z) = A + B \cos(\omega)
 \tag{2.6.2.5}$$

Donde $A = \operatorname{sen}(\delta) \operatorname{sen}(\phi)$ y $B = \cos(\delta) \cos(\phi)$. Esta ecuación tiene varias aplicaciones. Puede usarse para calcular la irradiancia en función del tiempo, a lo largo de un día, sobre un plano horizontal: un terreno, un estado, un país, etc. También puede usarse para calcular la hora de salida y puesta del Sol, haciendo la siguiente consideración.

Al salir el Sol, lo mismo que al ponerse, su ángulo cenital es de 90° , esto es, se encuentra a 90° de la vertical, no importa por dónde salga o se ponga; no importa si es invierno o verano. En esas condiciones, $\cos(\theta_z) = 0$. Por tanto, la ecuación anterior queda en la forma:

$$A + B \cos(\omega_s) = 0
 \tag{2.6.2.6}$$

Que es una ecuación con una sola incógnita, donde ω_s es el ángulo horario a la salida y puesta del Sol (la ecuación tiene dos soluciones, iguales en valor absoluto, pero con diferente signo). Despejando ω_s :

$$\omega_s = \arccos\left(-\frac{A}{B}\right) = \arccos(-\tan(\phi) \tan(\delta))
 \tag{2.6.2.7}$$

Estas ecuaciones son válidas sólo en forma aproximada. No representan el método astronómico para calcular la salida y puesta del Sol. Además, el resultado se obtiene en términos del ángulo horario y referido al mediodía solar. Para convertir esto a hora civil, es necesario hacer algunas correcciones que indicaremos posteriormente.

Otros casos útiles para el cálculo del $\cos(\theta_z)$ se obtienen cuando se considera que el plano sobre el cual incide la radiación puede moverse. Tal es el caso de los concentradores, que deben "seguir" el movimiento del Sol.

2.6.3 Conversión de hora civil en hora solar

En la mayoría de los cálculos solares se requiere la hora solar, mientras que los relojes indican la hora civil. La hora solar es la que indica un reloj de Sol. El medio día (12:00 h) corresponde exactamente al paso del Sol por el meridiano. Como en la práctica esto haría que lugares relativamente cercanos tuvieran horas distintas, se han establecido los usos horarios. Esto evita, por ejemplo, San Pedro de Atacama, Calama, Antofagasta, tengan horas distintas, por estar cada una de ellas más al poniente que la anterior. Como en cada una de estas ciudades la hora solar es diferente, pero la hora civil es la misma, existe una diferencia entre ellas, dada por la ecuación:

$$\text{hora solar} = \text{hora civil} + 4(L_{st} - L_{loc}) \quad (2.6.3.1)$$

Donde L_{st} corresponde a la longitud geográfica del meridiano de referencia, mientras que L_{loc} es la longitud geográfica del meridiano local. Otra corrección necesaria está dada por el hecho de que el Sol se adelanta y se atrasa respecto de la hora solar media, debido a dos efectos astronómicamente bien conocidos y estudiados: la excentricidad de la órbita terrestre y la inclinación del eje polar de la Tierra respecto de la órbita. Esto da lugar a otra corrección que se conoce como la "ecuación del tiempo", que está dada por la expresión:

$$E = 9,87 \text{ sen}(2B) - 7,53 \text{ cos}(B) - 1,5 \text{ sen}(B) \quad (2.6.3.2)$$

Donde

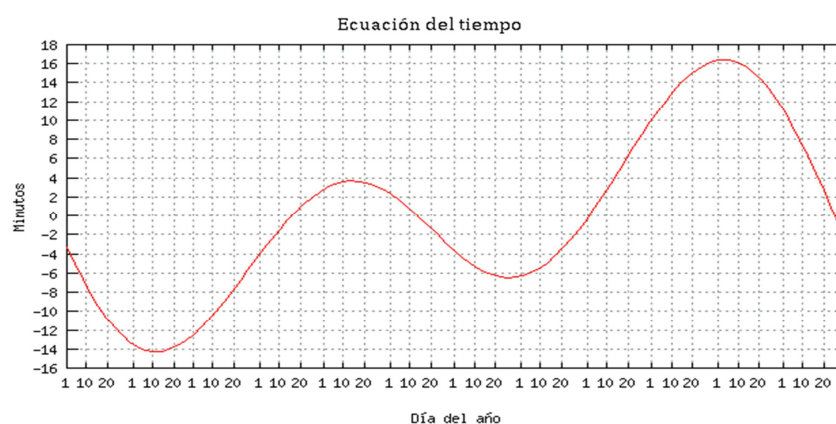
$$B = \frac{360(n - 81)}{364} \quad (2.6.3.3)$$

y n es el número de día del año. Entonces, la ecuación para convertir de hora civil a hora solar queda:

$$\text{hora solar} = \text{hora civil} + 4(L_{st} - L_{loc}) + E \quad (2.6.3.4)$$

La figura 2.3 muestra una gráfica de la ecuación del tiempo, según las ecuaciones anteriores. Nótese que el Sol se "atrassa o se adelanta", según la fecha, hasta más de 15 minutos, respecto de la hora solar media. Aunque para cálculos aproximados se puede despreciar la ecuación del tiempo, en términos generales no es despreciable esta corrección. La ecuación del tiempo se traduce físicamente, por ejemplo, en que el mediodía solar varía de una fecha a otra, efecto que se suma a la variación debida al meridiano de referencia. Por otro lado, la combinación de la ecuación del tiempo, junto con el de la declinación del Sol a lo largo del año (efectos separados, que no coinciden) y otros factores que no expondremos, se traducen en una variación en las horas de salida y puesta del Sol.

Figura 2.3- Ecuación del tiempo a lo largo del año



Fuente: iteso.mx

2.7 Estimación y medición de la radiación solar

2.7.1 Cálculo de la radiación directa sobre una superficie

Un caso particularmente interesante, para el cálculo de la radiación directa (irradiancia e irradianción), es el que se refiere a una superficie horizontal. Combinando algunas de las ecuaciones anteriores (1 y 8), tendremos que la irradiancia directa, sobre un plano horizontal es:

$$G_o = G_{sc} \left[1 + 0,033 \cos \left(\frac{360 n}{365} \right) \right] \cos(\theta_z) \quad (2.7.1.1)$$

Donde G_{sc} es la constante solar, n es el número de día del año y θ_z es el ángulo cenital. Combinando esta expresión con la del coseno del ángulo cenital, se obtiene la ecuación para la irradiancia directa sobre un plano horizontal, en cualquier fecha (n, δ), cualquier lugar (ϕ) y cualquier hora (ω):

$$G_o = G_{sc} \left[1 + 0,033 \cos \left(\frac{360 n}{365} \right) \right] (\text{sen}(\phi) \text{sen}(\delta) + \cos(\phi) \cos(\delta) \cos(\omega)) \quad (2.7.1.2)$$

Integrando esta ecuación, desde la salida hasta la puesta del Sol, se obtiene la irradiación a lo largo de un día, H_o . Sólo es necesario calcular previamente el ángulo horario a la puesta del Sol, ω_s , como se indicó anteriormente (ecuación 14):

$$H_o = \frac{24 * 3600 G_{sc}}{\pi} \left[1 + 0,033 \cos \left(\frac{360 n}{365} \right) \right] * \left(\cos(\phi) \cos(\delta) \text{sen}(\omega_s) + \frac{2 \pi \omega_s}{360} \text{sen}(\phi) \text{sen}(\delta) \right) \quad (2.7.1.1)$$

En esta ecuación, la irradiación H_o está dada en J/m^2 . Por último, una expresión para calcular la irradiación incidente en un plano horizontal, I_o , desde un tiempo inicial hasta un tiempo final, con ángulos horarios ω_1 y ω_2 , respectivamente, en J/m^2 , es:

$$I_o = \frac{12 * 3600 G_{sc}}{\pi} \left[1 + 0,033 \cos \left(\frac{360 n}{365} \right) \right] * \left[\cos(\phi) \cos(\delta) (\text{sen}(\omega_2) - \text{sen}(\omega_1)) + \frac{2\pi(\omega_2 - \omega_1)}{360} \text{sen}(\phi) \text{sen}(\delta) \right] \quad (2.7.1.2)$$

2.7.2 Estimación de la radiación en un día despejado

Hasta ahora sólo hemos calculado la radiación extraterrestre. La atmósfera ejerce un efecto de redistribución de la radiación que recibe del Sol. Por ejemplo, en un día muy despejado, una parte relativamente pequeña se convierte en radiación difusa, mientras que la mayor parte permanece como directa. La radiación difusa, en un día despejado, es la que proviene del cielo azul. En cambio, en un día nublado, la redistribución de la radiación es mucho más notable. Las nubes densas tienen un albedo (fracción de energía reflejada) muy alto, lo cual hace que, en un día densamente nublado, una gran parte de la radiación solar se refleje al espacio exterior. Además, la energía que logra pasar a través de las nubes, es únicamente radiación difusa.

Es muy difícil desarrollar modelos para predecir con precisión la presencia de nubes (posición, densidad, etc.). Existen modelos para predicción de "días promedio" en cierta fecha, pero no para fechas específicas. Por otro lado, desde el punto de vista del aprovechamiento de la energía solar, no es interesante la predicción para fechas específicas, pese a que para los meteorólogos éste sea un reto interesantísimo. En cambio, existe una diversidad de modelos para estimar la radiación solar para días despejados. Básicamente, estos modelos aplican un factor de transmitancia a la

radiación extraterrestre. Así, las ecuaciones para la irradiancia e irradiación en períodos cortos, quedan de la siguiente forma. Para la irradiancia directa (sub b), normal a la superficie de interés (sub n), en una atmósfera clara (sub c), se tiene G_{cnb} :

$$G_{cnb} = \tau_b G_{on} \quad (2.7.2.1)$$

Por otro lado, para estimar la irradiancia directa sobre una superficie horizontal en una atmósfera clara, se usa G_{cb} , dado por la ecuación:

$$G_{cb} = \tau_b G_{on} \cos(\theta_z) = \tau_b G_o \quad (2.7.2.2)$$

Para períodos de una hora (pero no para todo el día), es posible también usar el mismo factor de transmitancia para estimar la irradiación en un día despejado:

$$I_{cb} = \tau_b I_{on} \cos(\theta_z) \quad (2.7.2.3)$$

Como puede suponerse ahora, el problema consiste en el cálculo o la estimación de la transmitancia atmosférica para la radiación directa τ_b y para la difusa τ_d . Existen varios modelos para ello se utilizará el que se conoce como "modelo de Hottel" (1976). Este modelo expresa la transmitancia atmosférica, en función del ángulo cenital (mayor transmitancia en dirección vertical, menor hacia el horizonte), de la altura sobre el nivel del mar (mayor transmitancia a mayor altura) y del tipo de clima. El modelo de Hottel es de la forma:

$$\tau_b = a_o + a_1 e^{-\frac{k}{\cos(\theta_z)}} \quad (2.7.2.4)$$

En donde a_o , a_1 y k son parámetros ajustados empíricamente. Para el cálculo de estas cantidades, que viene siendo la corrección por altura y tipo de clima, se usan las ecuaciones:

$$a_o = r_o [0.4237 - 0.00821(6 - A)^2] \quad (2.7.2.5)$$

$$a_1 = r_1 [0.5055 - 0.00595(6.5 - A)^2] \quad (2.7.2.6)$$

$$k = r_k [0.0.2711 - 0.01858(2.5 - A)^2] \quad (2.7.2.7)$$

Donde A es la altura sobre el nivel del mar, en kilómetros. Los valores de las diversas r están dadas en la tabla 2.2, para diversos tipos de clima.

Tabla 2.2- Factores de corrección para algunos tipos de climas.

Tipo de Clima	r_o	r_1	r_k
Tropical	0,95	0,98	1,02
Verano, latitud media	0,97	0,99	1,01
Verano, sub-ártico	0,99	0,99	1,01
Invierno, latitud media	1,03	1,01	1,00

Fuente: iteso.mx

Entonces, el procedimiento para la utilización de este modelo atmosférico sería: dadas la latitud geográfica, la fecha y la hora, se calcula el coseno del ángulo cenital, según lo expuesto anteriormente. Entonces,

1. Escoger un tipo de clima de la tabla 2.2.
2. Sabiendo la altura sobre el nivel del mar, sustituir estos valores en la ecuación para a_o , a_1 y k .
3. Calcular la transmitancia atmosférica a la radiación directa, según el $\cos(\theta_z)$ calculado.
4. Aplicar este valor a la irradiancia directa, o a la irradiación directa en el período de una hora.

Faltaría entonces estimar la irradiación (o irradiancia en una hora) difusa, para tener el modelo atmosférico completo. La radiación difusa es más difícil de modelar con precisión, pero afortunadamente es menor, desde el punto de vista energético. Generalmente se supone que la radiación difusa proviene homogéneamente de todo el cielo, esto es, no tiene una dirección preferencial. Para una superficie horizontal, la transmitancia a la radiación difusa está dada por:

$$\tau_d = 0.2710 - 0.2939 \tau_b \tag{2.7.2.8}$$

Entonces, la transmitancia de la radiación directa, obtenida anteriormente, se substituye en ésta, para obtener τ_d . La irradiancia difusa estará dada por la ecuación:

$$G_{cd} = \tau_d G_{on} \cos(\theta_z) \tag{2.7.2.9}$$

O, para un intervalo de una hora:

$$I_{cd} = \tau_d I_{on} \cos(\theta_z) = \tau_d I_o \tag{2.7.2.10}$$

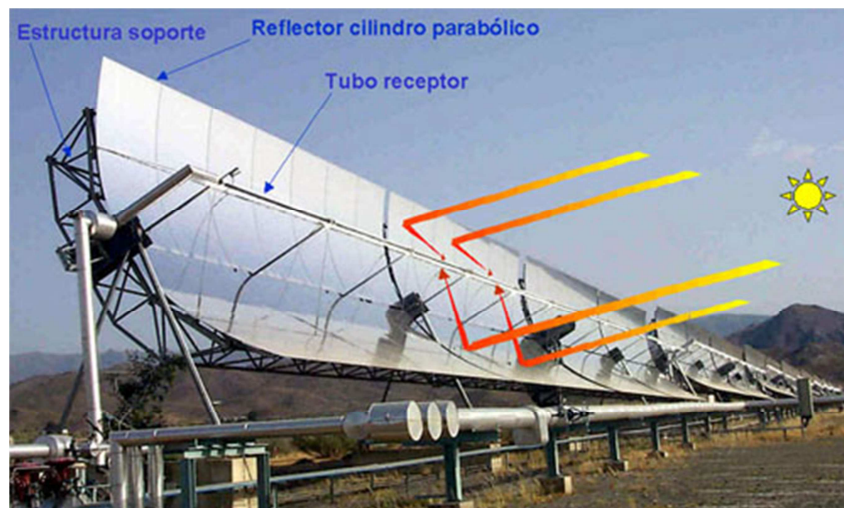
Y la irradiación e irradiancia total estarán dadas por las ecuaciones:

$$G_c = G_{cb} + G_{cd} \quad y \quad I_c = I_{cb} + I_{cd} \tag{2.7.2.11}$$

Capítulo 03: Principio de funcionamiento de un concentrador cilíndrico parabólico.

El concentrador cilindro parabólico, denominado mediante las siglas CCP, debe su nombre a uno de sus componentes principales: la superficie reflectante cilíndrico parabólica que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo absorbente, ubicada en la línea focal de la parábola. Esta radiación concentrada sobre el tubo absorbente hace que el fluido que circula por su interior se caliente, transformando de esta forma la radiación solar en energía térmica, en forma de calor sensible o latente del fluido. Los valores usuales del flujo de radiación sobre el absorbente de un CCP están entre 40 y 60 kW/m^2 , pudiendo operar eficientemente hasta temperaturas del orden de 450 °C, si esta radiación es concentrada sobre una fotocelda la radiación incidente es transformada en energía eléctrica, las celdas fotovoltaicas actuales tienen eficiencia entre el 12%-25%, esto supondría una producción aproximada de entre 120-250 W/m^2 en función de la eficiencia del panel fotovoltaico.

A continuación se muestra un CCP típico y el mecanismo de concentración y transformación de la radiación solar. Como cualquier otro captador de concentración, los CCP solo pueden aprovechar la radiación solar directa, lo que exige que el colector vaya modificando su posición durante el día. Este movimiento se consigue mediante el giro alrededor de un eje paralelo a su línea focal.

Figura 3.1- Concentrador Cilíndrico Parabólico

Fuente: iteso.mx

Si el CCP es usado como termopanel el fluido de trabajo que se utiliza depende de la temperatura a la que se desee calentar. Si las temperaturas que se desean son moderadas ($< 200^{\circ}C$), se puede utilizar agua desmineralizada o Etilen Glicol como fluidos de trabajo. En cambio, se

utilizan aceites sintéticos en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas ($200^{\circ}\text{C} < T < 450^{\circ}\text{C}$)

De las tres tecnologías actuales de concentradores (Receptor Central, Colectores Cilindro Parabólicos y los Discos Stirlings), las plantas con colectores cilindro parabólicos (CCP) son las que cuentan actualmente con una mayor experiencia comercial. Las nueve plantas SEGS (Solar Electricity Generating Systems) actualmente en operación en California, con sus más de 2,5 millones de metros cuadrados de CCP, son el mejor ejemplo del estado del arte de esta tecnología. Con una capacidad de producción en régimen comercial de 354 MWe , las plantas SEGS han acumulado una gran experiencia en el diseño e implementación de esta tecnología.

3.1 Análisis de un concentrador

Los concentradores cilíndricos parabólicos utilizan sistemas ópticos reflectores y en algunos casos muy particulares, refractores, para aumentar la intensidad de la radiación solar que se dirige sobre una superficie receptora que la absorbe, (lentes Fresnel y/o lentes de líquido).

Contra mayor sea el flujo solar sobre esta superficie, menor será la zona necesaria para conseguir el mismo efecto térmico sobre un fluido, lo que supone una reducción de las pérdidas térmicas. Sin embargo, aparecen otros tipos de pérdidas como son el que estos colectores funcionan únicamente con la componente directa de la radiación, (no se aprovecha la difusa) y que aparecen pérdidas ópticas por defectos de enfoque y dirección, asimismo aparecen otros problemas, como:

- a) Una mayor complicación de las características ópticas de los concentradores, por cuanto precisan de sistemas de orientación y seguimiento del Sol, que permiten aprovechar al máximo la radiación solar incidente.
- b) La existencia de flujos no estacionarios en los fluidos que circulan por el receptor.
- c) Grandes variaciones tanto en la forma y diseño, como en las temperaturas y pérdidas térmicas de las superficies receptoras absorbentes. La amplia gama de configuraciones permiten la manipulación de una serie de nuevos parámetros de diseño.
- d) Una mayor complejidad con la introducción de factores ópticos adicionales, que complican los balances energéticos.

e) Una mayor calidad en los sistemas ópticos, ya que tienen que trabajar durante largos períodos de tiempo, lo que implica el que deben mantener inalterables sus propiedades ópticas contra la suciedad, erosión, oxidación, condiciones climáticas, etc.

3.2 Evaluación térmica-óptica de un CCP

Los concentradores funcionan básicamente dirigiendo la radiación proveniente de una fuente hacia una superficie que absorbe la energía. Para realizar un correcto análisis de un CCP se debe hacer un análisis de tipo óptico y luego uno térmico.

Partiendo se define el valor de la razón de concentración teórica máxima, para ello se define la razón de concentración (C) que es la razón entre área reflectora A_a y el área receptora A_r de un concentrador, esto es:

$$C = \frac{A_a}{A_r} \quad (3.3.1)$$

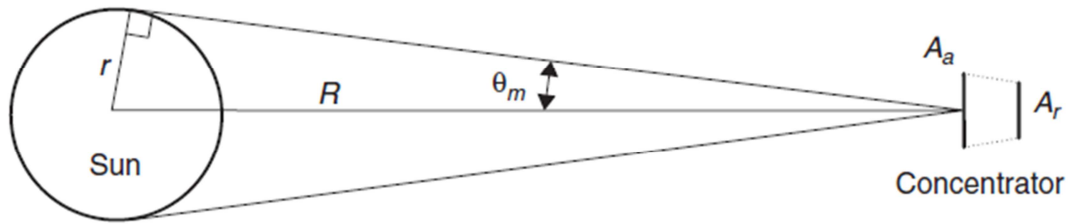
Para una placa solar plana (sin reflector), $C = 1$. Para los concentradores C es siempre mayor que 1. Inicialmente el máximo valor posible es investigado. Considerando un concentrador circular (de disco) con área de reflector A_a y área de receptor A_r , ubicado a una distancia R del centro del sol, como se muestra en la figura 5. El sol no puede ser considerado un punto emisor de radiación pero si una esfera de radio r , por lo tanto, como vemos de la tierra, el sol tiene un ángulo medio θ_m , que aceptamos como el ángulo medio de concentración máxima. Si ambos el sol y el receptor son considerados cuerpos negros con temperaturas T_s y T_r , la cantidad de radiación emitida por el sol está dada por:

$$Q_s = 4\pi r^2 \sigma T_s^4 \quad (3.3.2)$$

Una parte de esta radiación es interceptada por el concentrador, dada por:

$$F_{s-r} = \frac{A_a}{4\pi R^2} \quad (3.3.2)$$

Figura 3.2- Esquema del sol y un concentrador



Fuente: Solar energy engineering

Por lo tanto, la radiación del sol que es recibida por el concentrador está dada por:

$$Q_{s-r} = A_a \frac{4\pi r^2}{4\pi R^2} \sigma T_s^4 = A_a \frac{r^2}{R^2} \sigma T_s^4 \quad (3.3.3)$$

Un cuerpo negro perfecto recibe una cantidad de radiación igual a $A_r T_r^4$, y una parte de esta alcanza el sol, dada por:

$$Q_{r-s} = A_r F_{r-s} \sigma T_r^4 \quad (3.3.4)$$

Bajo esta condición idealizada, la máxima temperatura del receptor es igual a la del sol. De acuerdo a la segunda ley de la termodinámica, esto es verdad solo cuando $Q_{r-s} = Q_{s-r}$, por lo tanto, de las ecuaciones (3.3.3) y (3.3.4), se tiene:

$$\frac{A_a}{A_r} = \frac{R^2}{r^2} F_{r-s} \quad (3.3.5)$$

Desde el máximo valor de F_{r-s} es igual a 1, el máximo valor de la razón de concentración para concentradores tridimensionales es $[\sin(\theta_m) = r/R]$:

$$C_{max} = \frac{1}{\sin^2(\theta_m)} \quad (3.3.6)$$

Un análisis similar para los CCP es dado por:

$$C_{max} = \frac{1}{\sin(\theta_m)} \quad (3.3.7)$$

Si se define $2\theta_m$ como 0.53° (o $32'$), entonces θ_m es el ángulo medio que es igual a 0.27° (o $16'$). El ángulo medio demuestra la cobertura de la mitad de la zona angular con que la radiación es captada por el receptor del concentrador. La radiación es captada con un ángulo $2\theta_m$, pues la radiación que incide con este ángulo alcanza el receptor después de pasar por el reflector. Este

ángulo describe el campo angular dentro del cual la radiación puede ser captada por el receptor sin tener que rastrear la radiación con el concentrador.

Las ecuaciones (3.3.6) y (3.3.7) definen el límite máximo de concentración que puede ser obtenido por un concentrador que mira con un cierto ángulo al sol. Para un concentrador cilíndrico estacionario el ángulo θ_m depende del movimiento del sol en el cielo. Para un concentrador cilíndrico con un eje en la dirección Norte-Sur (N-S) e inclinado con respecto a la horizontal de tal manera que el reflector tenga una dirección normal respecto de la radiación, el ángulo medio está relacionado con el rango de horas de luz de sol captadas por el concentrador, por ejemplo, para 6 h de uso útil de luz del sol captada, $2\theta_m = 90^\circ$ (velocidad del sol $15^\circ/h$). En este caso, $C_{max} = 1/\sin(45^\circ) = 1.41$.

Para un concentrador con seguidor, θ_m está limitado por el tamaño del reflector, pequeños errores en cotas, irregularidades en la superficie del reflector y errores en el seguimiento del sol. Para un concentrador y un sistema de seguimiento perfecto, C_{max} depende del reflector, por lo tanto:

Para seguimiento unidimensional, $C_{max} = 1/\sin(16') = 216$

Para un seguimiento tridimensional, $C_{max} = 1/\sin^2(16') = 46747$

Se puede concluir que el valor máximo de la razón de concentración para un concentrador con seguidor es muy alto. Sin embargo, se requiere mucha exactitud en los mecanismos de seguimiento y cuidado en la construcción de los concentradores, estos son los requerimientos para incrementar la razón de concentración, pues θ_m es muy pequeño. En la práctica, debido a varios errores, los valores empleados son mucho más pequeños en comparación a los máximos.

3.2.1 Análisis óptico de un CCP

Un corte transversal de un CCP mostrado en la figura 3.3, donde se muestran varios elementos importantes. La radiación incidente en el borde del reflector del concentrador (donde el radio r_r del reflector es máximo) formando un ángulo φ_r , con la línea centro del concentrador, que es llamado *ángulo del borde*, La ecuación de la parábola en base a un sistema de coordenadas es:

$$y^2 = 4fx \quad (3.3.1.1)$$

Donde f = es la distancia focal en metros (m).

Para los reflectores especulares perfectamente alineados, el tamaño del receptor (diámetro D) requerido para interceptar el espectro solar puede ser obtenido trigonométricamente y en la figura 3.3, a través de:

$$D = 2r_r \sin(\theta_m) \tag{3.3.1.2}$$

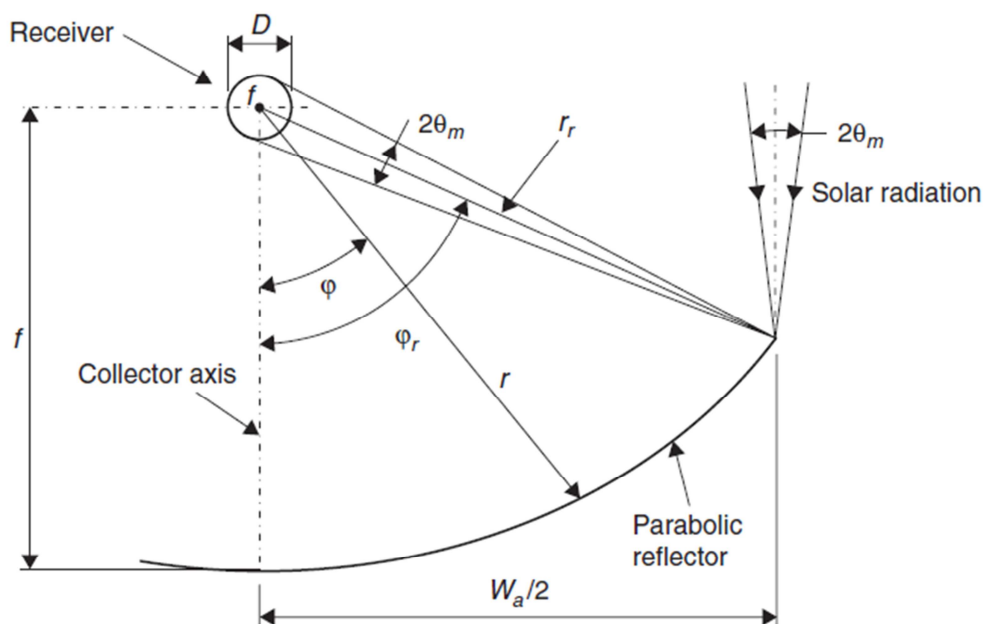
Donde θ_m = ángulo de incidencia medio en grados.

Para un reflector parabólico, el radio r , mostrado en la figura 3.3 esta dado por:

$$r = \frac{2f}{1 + \cos(\varphi)} \tag{3.3.1.3}$$

Donde φ = ángulo entre el eje del concentrador y un rayo reflejado sobre el foco.

Figura 3.3 - Sección transversal de un CCP con receptor circular.



Fuente: Solar energy engineering

Como φ varía de 0 a φ_r , r crece desde f a r_r y la imagen teórica aumenta de tamaño de $2f \sin(\theta_m)$ a $2r_r \sin(\theta_m) / \cos(\varphi_r + \theta_m)$. Por lo tanto, esto es una imagen que se extiende sobre un plano normal al eje de la parábola. Con el ángulo del borde φ_r , de la ecuación (3.3.1.3) se tiene:

$$r_r = \frac{2f}{1 + \cos(\varphi_r)} \tag{3.3.1.4}$$

Otro parámetro importante relacionado con el ángulo del borde es la apertura de la parábola W_a , de la figura 3.3 y simple trigonometría, se puede deducir que:

$$W_a = 2r_r \sin(\varphi_r) \quad (3.3.1.5)$$

Combinando las ecuaciones (3.3.1.4) y (3.3.1.5). Se tiene:

$$W_a = \frac{4 f \sin(\varphi_r)}{1 + \cos(\varphi_r)} \quad (3.3.1.6)$$

Reduciendo términos:

$$W_a = 4 f \tan\left(\frac{\varphi_r}{2}\right) \quad (3.3.1.7)$$

El ángulo medio θ_m usado en la ecuación (3.3.1.2) Depende de la exactitud del mecanismo de seguimiento y de las irregularidades de la superficie reflectora. Un efecto más pequeño tiene que ver con el ángulo θ_m que a mayor sea el flujo concentrado menos área del receptor será necesaria. Por lo tanto, el ancho de la imagen reflejada depende de estos dos factores más preponderantes. En la figura 3.3, un concentrador perfecto es mostrado en donde un rayo solar incide con un ángulo $2\theta_m$ y reflejado con el mismo ángulo. En un concentrador real, sin embargo, tenemos la presencia de errores, el ángulo $2\theta_m$ debe ser incrementado para asumir los errores. La imagen reflejada agrandada puede ser resultado del modo de uso del seguidor del concentrador. Otro problema puede también presentarse debido a problemas de ubicación del receptor con respecto al reflector, provocando distorsión de la radiación reflejada, agrandamiento de la imagen reflejada y desplazamiento de ésta. Todo esto es considerado para el factor de intercepción.

Para un receptor tubular, la razón de concentración está dada por:

$$C = \frac{W_a}{\pi D} \quad (3.3.1.8)$$

Reemplazando D y W_a de las ecuaciones (3.3.1.2) y (3.3.1.5) Respectivamente, obtenemos:

$$C = \frac{\sin(\varphi_r)}{\pi \sin(\theta_m)} \quad (3.3.1.9)$$

El máximo valor de la razón de concentración ocurre cuando φ_r es 90° y $\sin(\varphi_r) = 1$, Por lo tanto, si reemplazamos $\sin(\varphi_r) = 1$ en la ecuación 3.3.1.9, el valor máximo siguiente se puede obtener:

$$C_{max} = \frac{1}{\pi \sin(\theta_m)} \quad (3.3.1.10)$$

La diferencia entre la ecuación (3.3.1.10) y la ecuación (3.3.7) Es que está es utilizada en forma particular en un CCP con receptor circular, donde la ecuación (3.3.7) Es para un caso idealizado. Entonces si se usa el mismo ángulo medio de 16' para un seguidor de un eje se tiene $C_{max} = 1/ \pi \sin(16') = 67.5$

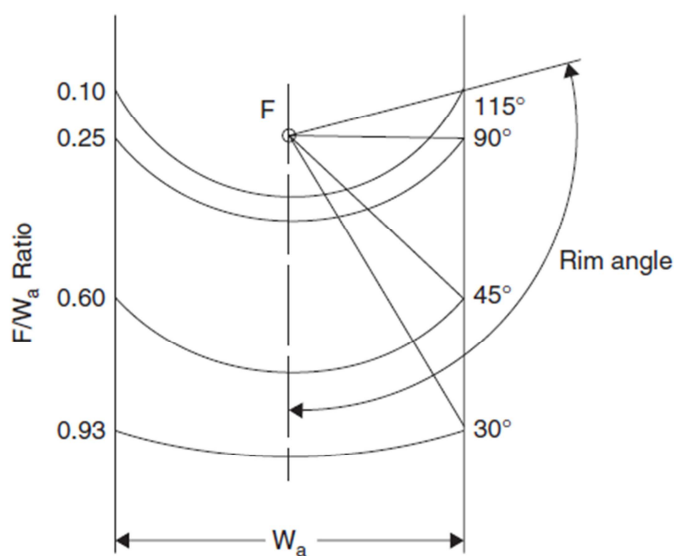
De hecho la magnitud del ángulo del borde determina el material requerido en la construcción de la superficie parabólica. La longitud del arco parabólico esta dado por:

$$S = \frac{H_p}{2} \left\{ \sec\left(\frac{\varphi_r}{2}\right) \tan\left(\frac{\varphi_r}{2}\right) + \ln \left[\sec\left(\frac{\varphi_r}{2}\right) + \tan\left(\frac{\varphi_r}{2}\right) \right] \right\} \quad (3.3.1.11)$$

Donde H_p = es el lado recto de la parábola (4 veces la distancia focal) (m). Esto es la apertura de la parábola en el punto focal.

En la figura 3.4 se muestra la misma apertura en donde varios ángulos del borde son posibles. También se muestra que para diferentes ángulos del borde se tienen diferentes relaciones entre las aberturas y los focos, que define los cambios de curvatura de la parábola. Esto puede ser demostrado con un ángulo del borde de 90° para el cual la distancia es la media entre el foco y el reflector, por lo tanto, el rayo reflejado se dispersa menos, por lo que los errores de seguimiento y pendiente son disminuidos. El área del reflector del concentrador disminuye a medida que el ángulo del borde también lo hace. Entonces se utilizan ángulos del borde pequeños pues el ahorro en material es sustancial aunque la eficiencia disminuye pero no en una forma muy notoria.

Figura 3.4 - Longitud focal y curvatura parabólica



Fuente: Solar energy engineering

3.2.2 Análisis térmico de un CCP

El análisis térmico de un concentrador cilíndrico parabólico es muy similar al de una placa solar plana. Es necesario conocer expresiones apropiadas para el factor de eficiencia del concentrador F' , el coeficiente de pérdidas U_L , y el coeficiente de transferencia de calor F_R . Para el coeficiente de pérdidas se puede utilizar las relaciones estándar de transferencia de calor para tubos entrecruzados. Las pérdidas de calor en el receptor pueden ser estimadas generalmente en términos del coeficiente de pérdida U_L , que básicamente depende del área del receptor. El método para calcular las pérdidas térmicas del receptor no es tan fácil de señalar como las de una placa plana, pues muchos diseños y configuraciones son posibles. Para un análisis práctico se estudia los casos más comunes que son: CCP con receptor de tubo desnudo y CCP con receptor de cristal, en ambos casos se debe considerar las pérdidas por conducción, convección y radiación térmica.

Para un receptor de tubo desnudo asumiendo que la temperatura es constante en toda su extensión, el coeficiente de pérdida considera convección (h_c) y radiación (h_r) en la superficie y conducción (h_w) a través de la estructura soportante que es dado por:

$$U_L = h_w + h_r + h_c \quad (3.3.2.1)$$

El coeficiente de radiación lineal puede ser estimado de acuerdo a:

$$h_r = 4\sigma\epsilon T_r^3 \quad (3.3.2.2)$$

Si un único valor de h_r no es aceptable por variaciones de temperatura muy notorias a lo largo de la dirección del flujo el concentrador puede ser dividido en pequeños segmentos en donde h_r es constante para cada uno de esos segmentos.

Para el coeficiente de pérdidas del viento se puede utilizar un número de Nusselt para $0.1 < Re < 1000$, (Re es el número de Reynolds).

$$Nu = 0.4 + 0.54(Re)^{0.52} \quad (3.3.2.3)$$

Para $1000 < Re < 50000$

$$Nu = 0.3(Re)^{0.6} \quad (3.3.2.4)$$

Estimar las pérdidas por conducción requiere conocer la forma en que está construido el concentrador. Por lo general para reducir las pérdidas de calor se coloca un tubo de vidrio

concéntrico al receptor. El espacio entre el receptor y el tubo de vidrio esta al vacío con lo que las pérdidas por convección son despreciadas. En este caso U_L en función del área del receptor A_r es dado por:

$$U_L = \left[\frac{A_r}{(h_w + h_{r,c-a})A_c} + \frac{1}{h_{r,r-c}} \right]^{-1} \quad (3.3.2.5)$$

Donde:

$h_{r,c-a}$: Coeficiente de radiación lineal entre el tubo de vidrio y el ambiente estimado a partir de la ecuación (3.3.2.2) (W/m^2K)

A_c : Área externa del tubo de vidrio (m^2)

$h_{r,r-c}$: Coeficiente de radiación lineal del receptor a la cubierta dado por:

$$h_{r,r-c} = \frac{\sigma(T_r^2 + T_c^2)(T_r + T_c)}{\frac{1}{\varepsilon_r} + \frac{A_r}{A_c} \left(\frac{1}{\varepsilon_c} - 1 \right)} \quad (3.3.2.6)$$

En las ecuaciones anteriores para estimar las propiedades de la cubierta de vidrio es necesario conocer la temperatura de la cubierta de vidrio T_c , esta temperatura es mas cercana a la temperatura ambiente que a la temperatura del receptor, por lo tanto si despreciamos la radiación absorbida por la cubierta de vidrio, T_c puede obtenerse con el siguiente balance de energía:

$$A_c(h_{r,c-a} + h_w)(T_c - T_a) = A_r h_{r,r-c}(T_r - T_c) \quad (3.3.2.7)$$

Despejando T_c de la ecuación anterior se tiene:

$$T_c = \frac{A_r h_{r,r-c} T_r + A_c (h_{r,c-a} + h_w) T_a}{A_r h_{r,r-c} + A_c (h_{r,c-a} + h_w)} \quad (3.3.2.8)$$

El procedimiento para encontrar T_c es por iteración, es decir, se estima U_L de la ecuación (3.3.2.5) considerando valores aleatorios de T_c (cerca de T_a). Entonces si el valor de T_c encontrado a partir de la ecuación (3.3.2.8) es diferente del valor original se vuelve a iterar. Por lo general no más de dos iteraciones son necesarias.

Si la radiación absorbida por la cubierta de vidrio es considerada, el término adecuado debe ser agregado a la derecha de la ecuación (3.3.2.5). Los principios son los mismos que se usan para la evaluación de placas planas.

A continuación se debe estimar el coeficiente global de transferencia de calor U_o , esto debe incluir la pared del tubo debido a que el flujo de calor en el concentrador es alto. Basados en el diámetro exterior del tubo se tiene que:

$$U_o = \left[\frac{1}{U_L} + \frac{D_o}{h_{fi}D_i} + \frac{D_o \ln(D_o/D_i)}{2k} \right]^{-1} \quad (3.3.2.9)$$

Donde

D_o : Diámetro exterior del tubo receptor (m).

D_i : Diámetro interior del tubo receptor (m).

h_{fi} : Coeficiente convectivo de transferencia de calor dentro del tubo receptor (W/m^2K).

El coeficiente convectivo de transferencia de calor h_{fi} , puede ser obtenido a partir de la ecuación estándar para un tubo:

$$Nu = 0.023(Re)^{0.8}(Pr)^{0.4} \quad (3.3.2.10)$$

Donde

Re : Número de Reynolds = $\rho V D_i / \mu$.

Pr : Número de Prandtl = $c_p \mu / k_f$.

μ : Viscosidad del fluido ($kg/m s$).

k_f : Conductividad térmica del fluido ($W/m K$).

Cabe señalar que la ecuación anterior es para flujo turbulento ($Re > 2300$). Para flujo laminar $Nu = 4,364 = constante$.

La eficiencia instantánea de un concentrador puede ser calculada de un balance de energía del receptor. La ecuación $Q_u = mc_p \Delta T$ también puede ser adaptada para su uso en un concentrador mediante el uso de zonas apropiadas para la absorción de la radiación solar (A_a) y pérdidas de calor (A_r). Por lo tanto, la energía útil de un concentrador viene dada por:

$$Q_u = G_B \eta_o A_a - A_r U_L (T_r - T_a) \quad (3.3.2.11)$$

Hay que tener en cuenta que los concentradores utilizan la radiación directa, G_B se usa en la ecuación (3.3.2.11) en lugar de G_t usado en la ecuación $Q_u = mc_p \Delta T$.

La energía útil por unidad de longitud puede ser expresada en términos de la temperatura local del receptor T_r , como:

$$q'_u = \frac{Q_u}{L} = \frac{G_B \eta_o A_a}{L} - \frac{A_r U_L}{L} (T_r - T_a) \quad (3.3.2.12)$$

En términos de la energía transferida al fluido a cierta temperatura T_f :

$$q'_u = \frac{\left(\frac{A_r}{L}\right) (T_r - T_f)}{\frac{D_o}{h_{fi} D_i} + \left(\frac{D_o}{2k} \ln \frac{D_o}{D_i}\right)} \quad (3.3.2.13)$$

Si T_r es eliminado de las ecuaciones (3.3.2.12) y (3.3.2.13), se tiene:

$$q'_u = F' \frac{A_a}{L} \left[\eta_o G_B - \frac{U_L}{C} (T_f - T_a) \right] \quad (3.3.2.14)$$

Donde F' es la eficiencia del concentrador dada por:

$$F' = \frac{1 / U_L}{\frac{1}{U_L} + \frac{D_o}{h_{fi} D_i} + \left(\frac{D_o}{2k} \ln \frac{D_o}{D_i}\right)} = \frac{U_o}{U_L} \quad (3.3.2.15)$$

Como para los colectores de placa plana T_r en la ecuación (3.3.2.11) Puede ser sustituido por T_i a través del uso del factor de disipación de calor, entonces la ecuación (3.3.2.11) Se puede escribir como:

$$Q_u = F_R [G_B \eta_o A_a - A_r U_L (T_i - T_a)] \quad (3.3.2.16)$$

La eficiencia del concentrador puede ser calculada dividiendo Q_u por $G_B A_a$, por lo tanto:

$$\eta = F_R \left[\eta_o - U_L \left(\frac{T_i - T_a}{G_B C} \right) \right] \quad (3.3.2.17)$$

Donde C es la razón de concentración.

Para F_R una relación similar a la ecuación (3.3.2.18) Es usada para reemplazar A_c con A_r y usando F' dado por la ecuación (3.3.2.15).

$$F_R = \frac{\dot{m} c_p}{A_c U_L} \left[1 - \exp \left(- \frac{U_L F' A_c}{\dot{m} c_p} \right) \right] \quad (3.3.2.18)$$

Capítulo 04: Concentrador cilíndrico parabólico de doble tecnología solar

Para la investigación se enfocará en el estudio de ABSOLICON X10 que es un concentrador solar cilíndrico parabólico, que como ya se sabe concentra la luz en un receptor ubicado en la línea focal del concentrador empleando para ello unos motores magnéticos de alta precisión que permite el seguimiento del sol. El objetivo que se esconde tras la tecnología de concentración es el de producir grandes cantidades de energía a bajo costo de producción, reduciendo el espacio y el equipamiento necesario, además de contribuir a reducir la emisión de gases contaminantes procedentes de los combustibles convencionales.

El objetivo principal de ABSOLICON X10 es la generación de energía térmica solar, ofreciendo adicionalmente la posibilidad de generar energía eléctrica solar de manera simultánea mediante el empleo de la tecnología "Double Solar Techonology" (patentada por Absolicon), tecnología de aplicación exclusiva en concentradores solares cilíndrico parabólicos. Utilizando la tecnología de concentración se puede reducir de manera significativa la inversión necesaria con respecto a un sistema equipado con módulos fotovoltaicos para la generación de electricidad solar, debido a que se sustituye silicio por un reflector metálico. El concepto de movimiento de ABSOLICON x10 es diferente al empleado en la mayoría de los seguidores solares utilizados en los proyectos fotovoltaicos, ya que en nuestro caso la precisión es un requisito previo: el movimiento de ABSOLICON x10 tiene una precisión de 0.1° . El costo es inferior comparado con el de una instalación solar fotovoltaica y solar térmica, lo que redundará en un aumento de la rentabilidad de la inversión. ABSOLICON x10 tiene una garantía de 25 años del rendimiento eléctrico. El análisis de ciclo de vida indica que ABSOLICON x10 tiene un impacto ambiental cuatro veces mejor que los módulos fotovoltaicos comunes.

Double Solar Technology es una tecnología que fue desarrollada en el año 2002 por Absolicon. En pocas palabras, la idea tras Double Solar Technology es combinar un concentrador térmico y un panel fotovoltaico en uno sólo, y de esta manera aumentar la producción energética un 40-50% con respecto a un panel fotovoltaico con un 10-20% de eficiencia. El resultado es evidente; se consigue optimizar el espacio disponible y reducir la inversión económica.

Los rayos del sol inciden sobre el colector, el cual enfoca y por tanto concentra la luz del sol 10 veces sobre un elemento receptor ubicado en el centro del colector (sobre la línea focal). Si se trata del receptor Single Solar Technology el equipo generará sólo calor (caso que no será evaluado en el estudio), no tendrá limitación de temperatura por no disponer de celdas fotovoltaicas.

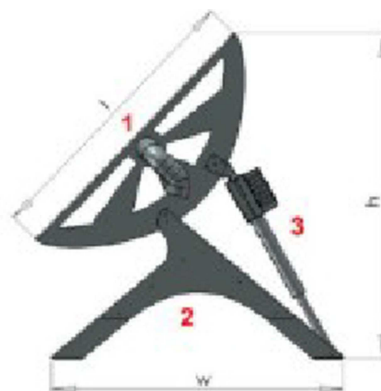
Si se trata del receptor DST (Double Solar Technology) en la superficie del receptor se encuentran unas celdas fotovoltaicas especialmente diseñadas para soportar altos niveles de concentración, de hecho, son capaces de soportar el doble de concentración que las usadas en otro tipo de tecnologías. Tales células fotovoltaicas se calientan debido a la incidencia de la luz concentrada, y con el objeto de mantener dichas células a temperaturas óptimas para la producción de energía eléctrica, el sistema ajusta el caudal de fluido refrigerante que circula por el interior del receptor consiguiendo así mantener la temperatura adecuada establecida como temperatura máxima, produciendo así, de manera simultánea calor y electricidad. En el funcionamiento normal, la producción de calor es cinco veces mayor que la producción eléctrica, siendo el rendimiento en producción eléctrica similar al de los paneles fotovoltaicos convencionales. Las celdas fotovoltaicas deben refrigerarse constantemente, por lo que conviene disponer siempre de algún foco de demanda térmica o de calor.

4.1 Diseño y componentes

ABSOLICON X10 tiene cuatro componentes principales

1. Reflector cilíndrico parabólico con su receptor
2. Bastidor de sujeción
3. Actuadores de giro
4. Central reguladora

Figura 4.1 - Componentes del CCP ABSOLICON X10



Fuente: Technical Bulletin, absolicon.com

Para adaptarse a diferentes necesidades, bien sean energéticas o de espacio disponible, Absolicon X10 ha sido diseñado de manera que pueden interconectarse de manera directa alcanzando hasta un área total de 20 m² con un solo equipo.

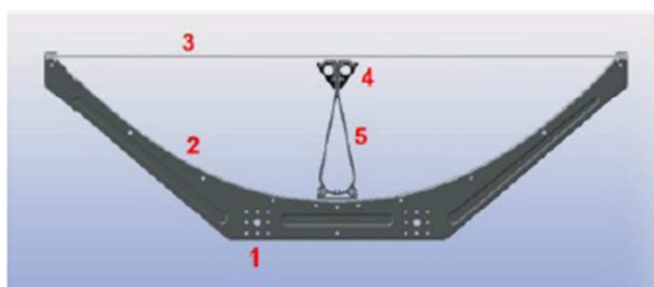
4.1.1 Reflector cilíndrico parabólico y receptor

El reflector y el receptor de Absolicon X10 se componen de 5 componentes principalmente:

- Los bastidores que soportan la carcasa.
- La carcasa que soporta el reflector.
- Vidrio templado antireflexivo.
- El receptor.
- La sujeción del receptor.

El receptor posee dos caras activas, cada una de las cuales recibe la luz de cada una de las dos mitades del reflector. Cada cara activa posee 17 células solares fotovoltaicas conectadas en serie, protegidas por un laminado superficial. Ambas caras activas envuelven unos tubos en el receptor, los cuales transportan, mediante un fluido portador, el calor generado.

Figura 4.2 - Componentes del reflector y receptor



Fuente: Technical Bulletin, absolicon.com

4.1.2 Actuadores de giro y seguimiento

Para el seguimiento se emplean unos actuadores magnéticos especiales de giro. Se emplean desde una unidad hasta 3 unidades de actuadores por unidad de producto, en función de la unidad de la que se trate. El seguimiento se controla desde una unidad de control, mediante un computador con conexión a internet. El objetivo del sistema de giro es orientar el espejo reflector a la posición de verticalidad con respecto a la luz del sol. Toda la luz recibida verticalmente desde el sol, incidirá sobre el receptor y producirá calor y electricidad. Toda la luz que reciba con un ángulo diferente, no interactuará con el receptor, siendo esto empleado como mecanismo de gestión de la seguridad.

Figura 4.3 - Actuador de giro y seguimiento



Fuente: Technical Bulletin, absolicon.com

4.2 Datos técnicos

A continuación se presentan una serie de datos agrupados en distintas tablas, en las cuales se muestra las características para cada modelo de ABSOLICON X10.

Tabla 4.1 - Datos técnicos de ABSOLICON X10 DST

ABSOLICON X10	
Orientación	Anchura
Seguimiento	Eje Este-Oeste
Factor de pérdidas (valor U)	0,5 W/m ² .K; 0,005 W/m ² *K ²
Rendimiento Óptico directo (valor n0dir)	70%
Rendimiento Óptico difuso (valor n0dir)	12%
Dependencia angular (valor b0)	0,1
Pérdida de carga	40 Pa a 300 l/h
Rango de temperatura de trabajo	10°C- 80°C para modelo DST
Potencia eléctrica a 25°C	100Wp/m ² de superficie activa
Factor de forma	FF=70%
Razón de producción eléctrica (Madrid)	120 kWh/m ² .año (0,112 kWp/m ²)
Razón de producción de calor (50°C)	750 kWh/m ² .año

Fuente: Technical Bulletin, absolicon.com

Tabla 4.2 - Modelos ABSOLICON X10

Modelos disponibles ABSOLICON X10				
Designación del modelo	6 m	10 m	14 m	18 m
Longitud del concentrador medida exterior (m)	6	10	14	18
Anchura del concentrador medida exterior (m)	1,1	1,1	1,1	1,1
Peso (kg)	195	315	435	555
Número de patas (unidad)	2	3	4	5

Fuente: Technical Bulletin, absolicon.com

Tabla 4.3 - Capacidades de producción del concentrador

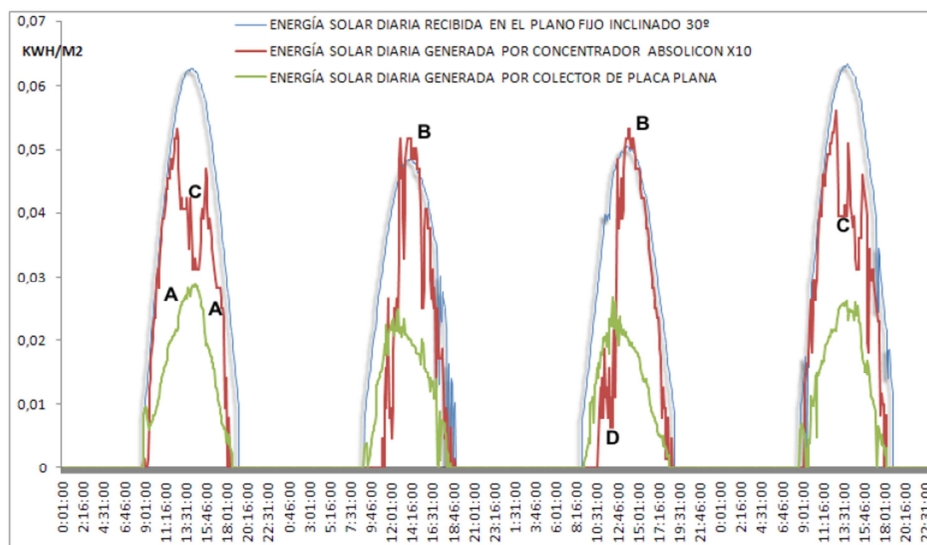
Capacidades de Producción de ABSOLICON X10				
Calor Solar				
Designación del modelo	6 m	10 m	14 m	18 m
Producción térmica anual Madrid /kWh a 50°C	4.017	6.856	9.764	12.603
Contenido de líquido, receptor (litros)	4,4	6,7	9,0	11,2
Caudal recomendado (l/min)	9	15	21	27
Superficie productora de calor (m ²)	5,8	9,9	14,1	18,2
Electricidad Solar				
Designación del modelo	6 m	10 m	14 m	18 m
Potencia eléctrica, Pmax (W)	550	950	1350	1750
Corriente de cortocircuito, Isc (A)	13	13	13	13
Tensión, Voc (V)	51	91	132	172
Amperaje, Imp (A)	12,5	12,5	12,5	12,5
Tensión, Vmp (V)	70	72	104	136
Reducción de tensión, (%/°C)	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4
Superficie productora de electricidad (m ²)	4,9	8,5	12,1	15,7

Fuente: Technical Bulletin, absolicon.com

4.2.1 Producción de calor solar

Se observa cómo la producción energética de Absolicon x10 es notablemente superior a la de un colector solar plano selectivo, del orden del doble como promedio trabajando a temperaturas de uso elevadas.

Figura 4.4 - Energía solar generada

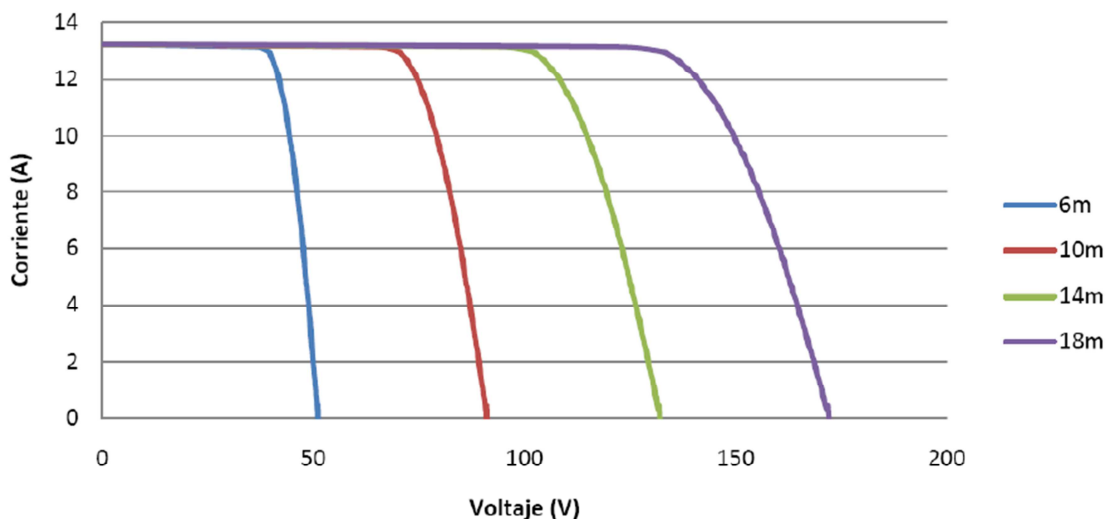


Fuente: Technical Bulletin, absolicon.com

4.2.2 Producción de electricidad solar

Absolicon x10 tiene celdas solares de sílice que generan corriente eléctrica continua. Las celdas solares están protegidas con diodos de derivación. La corriente de cortocircuito es de 13 A como máximo y la tensión en vacío varía según el modelo. Absolicon x10 de 6 m genera 51 Vcc y Absolicon x10 de 18 m genera 172 Vcc.

Figura 4.5 - Producción de electricidad de Absolicon X10



Fuente: Technical Bulletin, absolicon.com

Capítulo 05: Determinación de los requerimientos de agua caliente sanitaria

Los sistemas de preparación de Agua Caliente Sanitaria están muy extendidos en nuestra sociedad. En la actualidad se considera el agua caliente como un requisito de confort imprescindible en nuestras vidas. Ahora se determinará los requerimientos energéticos para satisfacer necesidades de agua caliente sanitaria, para un problema tipo. Para poder establecer la demanda de energía es necesario fijar un recinto tipo. Este recinto puede ser considerado un Hospital, con una capacidad de 300 camas y un factor de operación del 80%.

5.1 Determinación de la energía necesaria para A.C.S.

Para calcular las necesidades energéticas del ACS se debe estimar las necesidades mensuales para así poder calcular la energía anual requerida, en palabras simples se suma la energía necesaria de todos los meses del año para obtener un global anual.

$$Q_{\text{año}} = \sum Q_{\text{mes}} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{año}} \right] \quad (5.1.1)$$

Donde:

$$Q_{\text{mes}} = \dot{m}_{\text{agua día}} * C_{p\text{agua}} * (T_{\text{agua salida}} - T_{\text{agua red}}) * N^{\circ} \text{ días}_{\text{mes}} \left[\frac{\text{kWh}}{\text{mes}} \right] \quad (5.1.2)$$

Donde:

$\dot{m}_{\text{agua día}}$: Masa de agua caliente consumida diariamente [Lts/día].

$C_{p\text{agua}}$: Calor específico del agua. Igual a 4,187 [kJ/kg K] = 1,163 × 10⁻³ [kWh/kg K].

$T_{\text{agua salida}}$: Temperatura deseada del agua [°C].

$T_{\text{agua red}}$: Temperatura del agua de la red, es característica para cada mes del año y para cada ciudad [°C]. (Tabla 5.1)

$N^{\circ} \text{ días}_{\text{mes}}$: Cantidad de días que tiene un mes en particular [días/mes].

Tabla 5.1 -Temperatura media mensual del agua de la red [°C].

Mes	Calama	Santiago	Concepción	P. Montt
Enero	20,2	19,4	15,7	12,9
Febrero	20,2	20,3	16,4	13,7
Marzo	19,8	19,8	16	13,5
Abril	18,8	17,7	14,7	12,2
Mayo	17,1	14,7	13	10,6
Junio	15,4	11,6	11,4	8,8
Julio	14,1	9,5	10,2	7,6
Agosto	14,3	9,2	9,8	7,1
Septiembre	15,1	10	10,1	7,4
Octubre	16,9	12	11,1	8,5
Noviembre	18,4	14,6	12,5	9,8
Diciembre	19,8	17,2	14,2	11,5
Promedio	17,5	14,7	12,9	10,3

Fuente: Manual de diseño para el calentamiento de agua.

Uno de los inconvenientes que puede surgir al momento de determinar la demanda energética en un determinado recinto, es el de no disponer de datos sobre el consumo diario de agua caliente por persona en dicho lugar. Afortunadamente existen tablas en donde se puede encontrar esta información, tal como se observa en la tabla 5.2. Entonces, si se considera un Hospital que cuenta con 300 camas, en donde el promedio es de dos camas por habitación, además se considera un área del mismo tamaño para box de atención, pabellones y oficinas.

Por lo tanto, para obtener la masa de agua caliente sanitaria total consumida durante un día, se debe multiplicar el consumo individual por el número de usuarios en el recinto.

$$\dot{m}_{agua\,día} = N^{\circ}usuarios_{día} * \frac{Litros}{usuario\,por\,día} \left[\frac{Lts}{día} \right] \tag{5.1.3}$$

Para obtener el número de usuarios de la ecuación (5.1.2) se estima que el factor de operación del Hospital es de un 80%, por lo tanto de las 300 camas estarán en un uso constante 240, además debemos agregar que hay un constante consumo por parte del personal, si estimamos que el personal es en promedio de 60 personas para la atención de los pacientes y público general tenemos que 1 persona tendrá a su cargo 5 pacientes, por lo tanto, el total de personas en el Hospital será de 300 personas. Ahora el remplazo de este valor en la ecuación (5.1.2) permite la obtención de la masa total de agua caliente sanitaria consumida durante un día.

$$\dot{m}_{agua\,día} = 300 \text{ usuarios} * 80 \frac{\text{Litros}}{\text{usuario} * \text{día}} = 24.000 \left[\frac{\text{Lts}}{\text{día}} \right]$$

Tabla 5.2 - Criterios de consumo de A.C.S. para distintos recintos.

Criterio de Consumo	Lts/día	Categoría
Viviendas Unifamiliares	40	Lts/persona día
Viviendas Multifamiliares	30	Lts/persona día
Hospitales y Clínicas	80	Lts/cama día
Hoteles (4 estrellas)	100	Lts/cama día
Hoteles (3 estrellas)	80	Lts/cama día
Hoteles/Hostales (2 estrellas)	60	Lts/cama día
Campings	60	Lts/emplazamiento día
Hostales/Pensiones (1 estrella)	50	Lts/cama día
Residencias (ancianos, estudiantes, etc.)	80	Lts/cama día
Vestuarios/Duchas Colectivas	20	Lts/servicio día
Escuelas	5	Lts/alumno día
Cuarteles	30	Lts/persona día
Fabricas y Talleres	20	Lts/persona día
Oficinas	5	Lts/persona día
Gimnasios	40	Lts/usuario día
Lavanderías	7	Lts/kilo de ropa día
Restaurantes	15	Lts/comida día
Cafeterías	2	Lts/almuerzo día

Fuente: Catalogo Técnico: Energía Solar Térmica

Por último, de la ecuación (5.1.1) sólo queda obtener el valor de la temperatura requerida del agua ($T_{aguasalida}$), ésta se fija en 45 [°C], ya que éste es un valor muy empleado en proyectos de A.C.S.

Aplicando la ecuación (5.1.1) y reemplazando cada uno de los datos explicados anteriormente, la demanda energética para cada una de las ciudades representativas se resume en la tabla 5.3.

Tabla 5.3 - Demanda energética mensual y anual para A.C.S. [kWh]

Mes	Calama	Santiago	Concepción	P. Montt
Enero	21.459	22.151	25.352	27.775
Febrero	19.382	19.304	22.352	24.462
Marzo	21.805	21.805	25.093	27.256
Abril	21.939	22.860	25.372	27.465
Mayo	24.141	26.218	27.689	29.765
Junio	24.786	27.968	28.135	30.312
Julio	26.737	30.717	30.111	32.361
Agosto	26.564	30.977	30.458	32.794
Septiembre	25.037	29.308	29.224	31.485
Octubre	24.314	28.554	29.333	31.582
Noviembre	22.274	25.456	27.214	29.475
Diciembre	21.805	24.055	26.650	28.987
Anual	280.242	309.371	326.983	353.720

Fuente: Elaboración Propia

5.2 Determinación del aporte energético del concentrador

Para obtener la energía útil que aportará el concentrador, se debe hacer un balance de energía de éste. En donde básicamente lo que sucede es que a la energía recibida se le restan las pérdidas térmicas. Esto permitirá determinar la energía útil por unidad de superficie, entonces:

$$q_u = I_s \rho F_j (\tau \alpha) - U_c (T_r - T_a) \frac{A_r}{A_a} \tag{5.2.1}$$

Por lo tanto, la energía total está dada por:

$$Q_u = q_u A_a = A_a I_s \rho F_j (\tau \alpha) - U_c A_r (T_r - T_a) \tag{5.2.2}$$

En donde:

A_a es el área de la superficie reflectora. [m^2]

A_r es el área de la superficie receptora. [m^2]

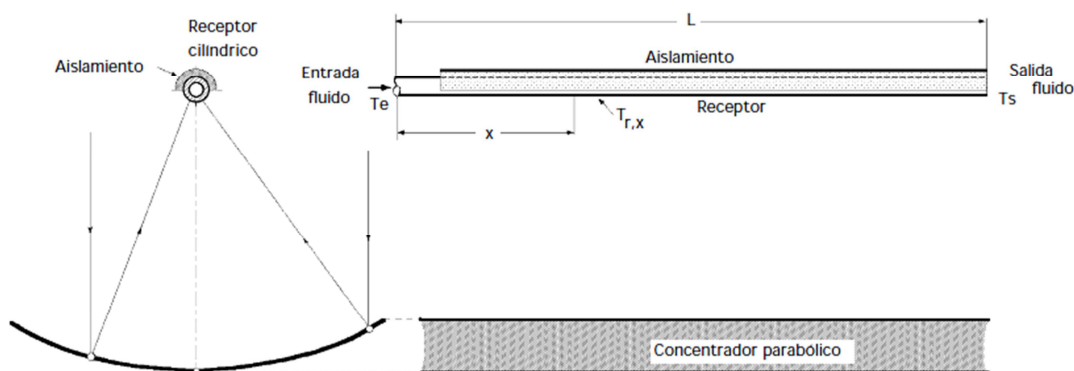
ρ es la reflectancia especular de la superficie reflectora. [%]

F_j es la fracción de energía reflejada que es interceptada por el receptor y que constituye el factor de interceptación.

I_s es la radiación solar directa normal al plano de abertura del concentrador

$U_c (T_r - T_a)$ son las pérdidas térmicas por unidad de superficie del receptor hacia el exterior; T_r es la temperatura media del receptor y T_a es la temperatura del medio exterior. Estas pérdidas se reducen al aumentar la razón de concentración ($C = A_a/A_r$).

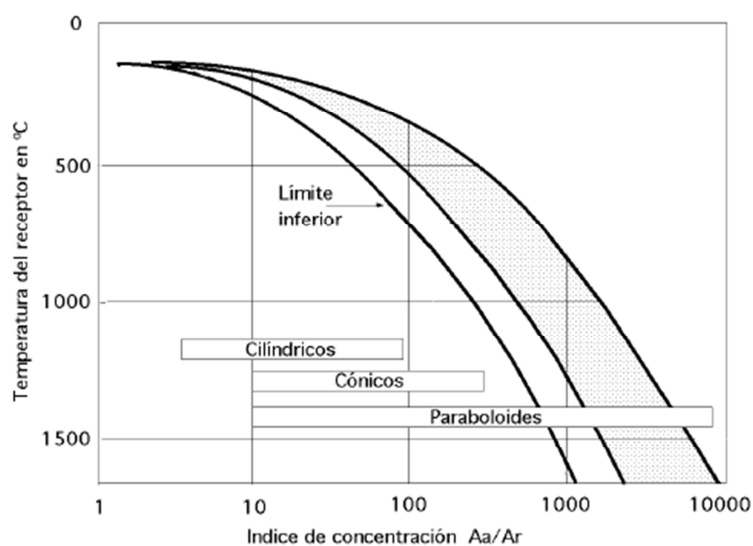
Figura 5.1 - Balance de energía de un CCP



Fuente: Solar energy engineering

En la Figura 5.2 la curva de límite inferior representa los niveles de concentración en los que las pérdidas térmicas son iguales a la energía absorbida, mientras que los niveles superiores dan una ganancia útil. La zona rayada se corresponde con eficiencias del colector del orden del 40% al 60% y representa el campo de funcionamiento normal, también se indica el campo en el que se pueden utilizar determinados tipos de reflectores. Cuanto menor sea la superficie del receptor, las pérdidas térmicas serán también menores, si ésta superficie receptora fuese puntual, las pérdidas térmicas serían cero; de esto se deduce que la ganancia de energía útil y las curvas de eficiencia se acercan a medida que se reducen las pérdidas térmicas.

Figura 5.2 - Relaciones entre el nivel de concentración y temperaturas de funcionamiento del receptor



Fuente: Solar energy engineering

5.2.1 Rendimiento del concentrador

El rendimiento del concentrador se puede calcular a través de dos normas la norma Americana y la norma Europea, la norma Americana dice:

$$\eta = F_R \tau \alpha - F_R U_L \frac{(T_r - T_a)}{I} \tag{5.3.1}$$

Donde:

$F_R \tau \alpha$: es el rendimiento óptico del colector.

$F_R U_L$: es el factor de pérdida del colector.

La norma Europea estipula que el rendimiento del concentrador es:

$$\eta = \eta_o - a_1 \frac{(T_r - T_a)}{I} - a_2 \frac{(T_r - T_a)^2}{I} \tag{5.3.2}$$

Donde los coeficientes η_o , a_1 y a_2 son coeficientes entregados y validados por un organismo certificador. Para el caso de ABSOLICON X10:

Tabla 5.4 – Coeficientes para el cálculo del rendimiento del concentrador

η_o	a_1	a_2
0,548	0,849	0,003

Fuente: Technical Bulletin, absolicon.com

I : es la radiación normal incidente al concentrador, [W/m^2]

T_r y T_a : son las temperaturas medias del receptor y del ambiente, respectivamente.

Tabla 5.5, Temperatura media mensual de las ciudades seleccionadas [$^{\circ}C$].

	Calama	Santiago	Concepción	Pto. Montt
Enero	20,1	21,0	18,4	14,0
Febrero	20,1	20,2	17,9	13,9
Marzo	19,1	18,4	16,6	12,5
Abril	17,2	14,7	14,3	10,3
Mayo	15,1	11,0	12,4	8,9
Junio	13,9	9,2	11,1	7,2
Julio	13,3	8,4	10,4	6,7
Agosto	15,6	9,8	11,2	7,3
Septiembre	16,4	11,9	12,1	8,2
Octubre	18,8	14,5	13,7	9,9
Noviembre	19,9	17,4	15,6	11,4
Diciembre	20,5	19,8	17,6	13,3

Fuente: Sistemas solares térmicos

Ahora para calcular el aporte real del CCP se debe calcular el rendimiento de éste, teniendo en cuenta que la temperatura de operación del receptor es de 80 [$^{\circ}C$] (Tabla 4.1), según la ecuación (5.3.2) además de la Tabla 5.4 y 5.5, tenemos:

Tabla 5.6, Rendimiento del CCP ABOSOLICON X10, según norma europea.

	Calama	Santiago	Concepción	Pto. Montt
Enero	47,95%	47,23%	47,13%	44,93%
Febrero	47,63%	46,71%	46,76%	45,57%
Marzo	47,32%	45,15%	45,77%	42,56%
Abril	46,86%	42,83%	43,89%	40,62%
Mayo	46,12%	37,85%	39,99%	36,82%
Junio	45,57%	32,70%	36,62%	32,60%
Julio	46,05%	34,21%	38,80%	35,21%
Agosto	46,81%	38,27%	42,06%	38,64%
Septiembre	47,20%	41,76%	44,13%	39,81%
Octubre	47,78%	44,10%	45,41%	41,30%
Noviembre	47,93%	45,91%	46,20%	42,74%
Diciembre	48,01%	46,95%	46,72%	44,20%

Fuente: Elaboración propia

Para obtener el aporte real de energía del concentrador se usa con la siguiente ecuación:

$$E_a = \eta Rad_{global} \tag{5.3.3}$$

Donde:

E_a : es el aporte energético real hecho por el concentrador Tabla 5.8, [$kWh/m^2 mes$].

η : es el rendimiento porcentual del concentrador según Tabla 5.6.

Rad_{global} : Es la radiación global en el mes según Tabla 5.7, [$kWh/m^2 mes$].

Tabla 5.7 - Radiación global del mes [$kWh/m^2 mes$]

	Calama	Santiago	Concepción	Pto. Montt
Enero	213,8	193,7	201,2	171,6
Febrero	175,1	155,2	163,7	152,6
Marzo	180,9	140,1	154,5	122,1
Abril	165,0	111,1	120,9	98,7
Mayo	160,7	82,4	91,5	75,4
Junio	149,2	60,4	71,1	59,0
Julio	164,6	68,9	85,9	70,1
Agosto	175,6	89,1	110,5	91,0
Septiembre	177,9	110,8	133,1	99,4
Octubre	200,5	141,6	163,5	121,7
Noviembre	205,6	168,6	178,8	140,1
Diciembre	216,3	194,0	198,1	164,7

Fuente: Registro solar métrico

Tabla 5.8 - Aporte real energético realizado por el concentrador [kWh/m^2 mes].

	Calama	Santiago	Concepción	Pto. Montt
Enero	102,5	91,5	94,8	77,1
Febrero	83,4	72,5	76,6	69,5
Marzo	85,6	63,3	70,7	52,0
Abril	77,3	47,6	53,1	40,1
Mayo	74,1	31,2	36,6	27,8
Junio	68,0	19,7	26,0	19,2
Julio	75,8	23,6	33,3	24,7
Agosto	82,2	34,1	46,5	35,2
Septiembre	84,0	46,3	58,7	39,6
Octubre	95,8	62,4	74,2	50,3
Noviembre	98,5	77,4	82,6	59,9
Diciembre	103,8	91,1	92,5	72,8

Fuente: Elaboración propia

5.3 Determinación del área de captación

Lo primero que se debe tener en consideración para determinar este parámetro es que la menor área posible evidentemente es 0 [m^2], lo que significa un aporte solar nulo y el límite superior se determina de tal forma que el aporte solar no supere el 100% del requerimiento energético requerido en cualquier mes de tal manera de no sobredimensionar la instalación para cada una de las ciudades estudiadas.

Como se sabe el concentrador ABSOLICON X10 se fabrica en diferentes formatos (tamaños). Se elige el tamaño de 9,9 [m^2] pues es el formato con más venta y por ende con mayor producción trayendo consigo un menor costo etc., Por lo tanto, si se sabe el mes de mejores condiciones climáticas se tendrá claro que será el mes de mayor aporte solar para alcanzar el 100% de aporte durante ese mes, por ende, se sabrá cual es el área de máxima captación, entonces:

$$N^{\circ}_{concentradores} = \frac{A_{máx\ cap}}{A_{cap\ colector}} \tag{5.4.1}$$

Donde:

$N^{\circ}_{concentradores}$: es el número de concentradores necesarios

$A_{máx\ cap}$: es el área de máxima captación para cumplir con las necesidades, [m^2].

$A_{cap\ colector}$: es el área de captación del colector seleccionado, [m^2].

Tabla 5.9 – Número de colectores necesarios por ciudad.

Ciudad	Área máxima de captación [m ²]	N° de colectores
Calama	210,0	22
Santiago	264,1	27
Concepción	267,4	28
Puerto Montt	360,3	37

Fuente: Elaboración Propia

Capítulo 06: Evaluación de circuito, equipos y componentes

En la actualidad y con el desarrollo de las tecnologías solares existen muchas configuraciones viables de circuitos solares, esto pues existen aplicaciones domiciliarias o industriales, inclusive depende del tipo de fluido térmico utilizado.

Al trabajar con energía renovable y por sobre todo con la tecnología solar se debe tener presente que su aporte no es constante en el tiempo, por este motivo se debe considerar que el sistema debe ser compuesto por dos subsistemas, uno primario que sería nuestro sistema solar y uno secundario que para este caso sería una caldera a gas para suplir las necesidades cuando el colector no produce el 100 % de la energía requerida.

Para el caso de agua caliente sanitaria (A.C.S.), la energía que es captada por los concentradores solares es transportada mediante un fluido caloportador hacia un estanque de acumulación con serpentín interno. Si la temperatura del agua es insuficiente para cumplir con los requisitos de consumo, entonces es necesario un aporte desde la caldera, la mezcla se realiza con una válvula mezcladora termostática.

Durante los meses del año en que las condiciones climáticas son adversas y la radiación disminuye a sus niveles más bajos, el aporte solar se ve disminuido notablemente, entonces la energía que no es aportada por el sistema solar debe ser compensada por medio del sistema tradicional, en esta situación se debe agregar un estanque de almacenamiento denominado estanque pulmón, permitiéndole a la caldera no ser sometida a cambios drásticos de temperaturas y a fuertes consumos de gas.

6.1 Concentrador cilíndrico parabólico.

Como el estudio es en base a un concentrador en particular, sólo se puede decir que se trata de un formato en particular de éste, por lo tanto tenemos que:

Marca	ABSOLICON
Modelo	X10 DST
Superficie de captación	9,9 [m ²]

Fuente: Technical Bulletin, absolicon.com

Haciendo un resumen se puede determinar el aporte mensual y anual que hace este concentrador en particular, dependiendo de los requerimientos se puede determinar el porcentaje de aporte energético, por lo tanto, para cada ciudad se tiene que:

Tabla 6.1- Porcentaje de aporte energético realizado por el concentrador en relación a los requerimientos de las ciudades seleccionadas.

Mes	Calama	Santiago	Concepción	P. Montt
Enero	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Febrero	90,4%	100,0%	91,6%	100,0%
Marzo	82,4%	76,6%	75,4%	68,7%
Abril	74,0%	55,0%	55,9%	52,6%
Mayo	64,5%	31,4%	35,3%	33,6%
Junio	57,6%	18,6%	24,7%	22,9%
Julio	59,5%	20,3%	29,6%	27,5%
Agosto	65,0%	29,1%	40,8%	38,6%
Septiembre	70,4%	41,7%	53,7%	45,3%
Octubre	82,7%	57,8%	67,7%	57,3%
Noviembre	92,9%	80,3%	81,2%	73,2%
Diciembre	100,0%	100,0%	92,9%	90,5%
Promedio Anual	78,3%	59,2%	62,4%	59,2%

Fuente: Elaboración propia

6.2 Interacumulador

Normalmente el consumo de A.C.S. no coincide con las horas de mayor radiación solar, por lo tanto, necesitamos el almacenamiento de la energía aportada por el sol, lo anterior se logra almacenando el agua caliente en estanques o depósitos para posteriormente ser consumida.

Lógicamente este estanque acumulador de agua caliente con serpentín denominado interacumulador debe satisfacer las necesidades del recinto seleccionado para un día, por lo tanto, debemos tener claro la masa de agua de acumulación, entonces esta masa de agua se calcula de la siguiente forma:

$$m_{A.C.S} = \frac{Q_{ACS}}{C_{p_{H_2O}} (T_d - T_{red}) N^{\circ} \text{días}} \tag{6.2.1}$$

Donde:

- $m_{A.C.S}$ Masa de agua de acumulación [kg/día].
- Q_{ACS} Energía mensual para A.C.S en el mes de mayor aporte solar [kWh]. (Según Tabla 5.6)
- $C_{p_{H_2O}}$ Calor específico del agua. Igual a $1,163 \times 10^{-3}$ [kWh/kg K].

- T_d Temperatura deseada del agua [°C].
- T_{red} Temperatura del agua de la red correspondiente al mes de Q_{ACS} es max [°C]. (Según tabla 5.1).
- $N^{\circ}_{días}$ Cantidad de días que tiene un mes en particular [días/mes].

Utilizando esta ecuación (6.2.1) podemos determinar la masa de acumulación, por lo tanto:

Tabla 6.2 - Masa de agua de acumulación

Ciudad	Q_{ACS} [kWh]	T_d [°C]	T_{red} [°C]	$C_{p_{H_2O}}$ [kWh/kg K]	$N^{\circ}_{días}$	$m_{A.C.S}$ [kg/día]
Calama	21.805	45	19,8	1,16E-03	31	24000
Santiago	24.055	45	17,2	1,16E-03	31	24000
Concepción	25.352	45	15,7	1,16E-03	31	24000
Puerto Montt	27.775	45	12,9	1,16E-03	31	24000

Fuente: Elaboración Propia.

En la actualidad no están disponibles interacumuladores con capacidades de más de $5 m^3$, por lo tanto, debemos ajustar esta realidad de los requerimientos de nuestro recinto, entonces:

Tabla 6.3: Interacumuladores según ciudad (capacidad y cantidad).

Ciudad	Capacidad [m ³]	Cantidad	Modelo
Calama	5	5	MV 5000 SB
Santiago (Pudahuel)	5	5	MV 5000 SB
Concepción	5	5	MV 5000 SB
Puerto Montt	5	5	MV 5000 SB

Fuente: Elaboración propia

Característica de acumuladores Máster Europa con Serpentes:

- Fabricados en acero vitrificado s/DIN 4753.
- Incorporan de serie equipo de protección catódica, compuesto por ánodo de magnesio y medidor de carga.
- Temperatura máxima en el circuito primario 200 [°C].
- Presión máxima en el circuito primario 25 [bar].

6.3 Estanque pulmón

Este dispositivo almacena la energía generada por la caldera cuando el sistema solar no esté operativo o su rendimiento no sea el máximo, para de esta manera satisfacer los requerimientos del recinto seleccionado. La capacidad del estanque suele determinarse como un tercio del agua caliente necesaria para el recinto por día. En este caso la capacidad del estanque será de 8 m^3 , para todas las ciudades seleccionadas.

6.4 Caldera a gas licuado

Lo primero que debemos tener en consideración es la potencia instalada pues necesitamos cubrir los requerimientos energéticos del recinto, a partir de este valor necesitaremos seleccionar una caldera.

La potencia instalada para A.C.S. se calcula con la siguiente expresión:

$$Pot_{ACS} = \dot{m}_{pul} C_{p_{H_2O}} (T_{pul} - T_{red}) \tag{6.4.1}$$

Donde:

\dot{m}_{pul} Flujo de agua que debe entregar la caldera $2,22 \text{ [kg/s]}$.

$C_{p_{H_2O}}$ Poder calorífico del agua $4,187 \text{ [kJ/kg K]}$.

T_{pul} Temperatura de acumulación en el estanque pulmón, $45 \text{ [}^\circ\text{C]}$.

T_{red} Temperatura del agua de la red promedio anual $\text{[}^\circ\text{C]}$. (Tabla 5.1).

Tabla 6.3 - Potencia instalada.

Ciudad	$Pot_{ACS} = Pot_{Cald} \text{ [kW]}$
Calama	255,8
Santiago	281,9
Concepción	298,6
Puerto Montt	322,8

Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto para cada ciudad, en función de la potencia instalada, se ha elegido la siguiente caldera:

Tabla 6.4: Caldera seleccionada para cada ciudad.

Ciudad	Modelo Caldera
Calama	RS 258 (258 kW)
Santiago (Pudahuel)	ORLY 250 (291 kW)
Concepción	ORLY 280 (326 kW)
Puerto Montt	ORLY 280 (326 kW)

Fuente: Elaboración propia

Estas son calderas de pie a gas licuado con encendido electrónico.

6.5 Vaso de expansión

Como su nombre lo dice los vasos de expansión son dispositivos que permiten contener o absorber las variaciones en el volumen del fluido que circula por sistema, esto ocasionado por las variaciones de la temperatura, de esta manera se evita los aumentos de presión dentro del sistema.

Para el caso específico del estudio se utilizarán dos vasos de expansión (uno para el sistema de los concentradores y otro para el sistema de A.C.S.), seleccionaremos el modelo SAG 50 con capacidad de 50 litros de acero inoxidable.

6.6 Bombas de circulación

Para el sistema de concentradores se necesita una bomba que cumpla ciertos requisitos de caudal tomando en cuenta la superficie de captación o el número de concentradores requeridos para satisfacer las necesidades del recinto.

Cuando un sistema está diseñado es posible determinar la bomba en función de los requerimientos de caudal, altura y calcular las pérdidas de carga regulares y singulares, para esta situación la bomba del circuito de los concentradores será calculada en función de la recomendación del fabricante del concentrador solar.

$$\text{Caudal recomendado} = 90 \left[\frac{\text{Lts}}{\text{h m}^2} \right]$$

De la Tabla 5.9 se obtiene el área de captación para cada una de las ciudades, por lo tanto, si se multiplican los valores obtenidos de esta tabla con el valor del caudal recomendado se obtiene el requerimiento de la bomba de circulación.

Tabla 6.6 - Caudal requerido para bombas del circuito primario.

Ciudad	Área _{captación} [m ²]	Q _{recomendado} [Lts/h m ²]	Caudal [Lts/min]
Calama	210,0	90	315,0
Santiago	264,1	90	396,15
Concepción	267,4	90	401,1
Puerto Montt	360,3	90	540,45

Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto, las bombas elegidas para cada caso se muestran en la tabla siguiente.

Tabla 6.7 - Bombas seleccionadas para cada ciudad en función del caudal.

Ciudad	Modelo Bomba	Caudal (máx) [Lts/min]
Calama	Electrobomba Centrífuga Normalizada Pedrollo 5,5HP	350
Santiago	Electrobomba Centrífuga Normalizada Pedrollo 10HP	800
Concepción	Electrobomba Centrífuga Normalizada Pedrollo 10HP	800
Puerto Montt	Electrobomba Centrífuga Normalizada Pedrollo 10HP	800

Fuente: Elaboración propia

6.7 Válvulas

En el mundo actual existe un sin número de válvulas con distintas características para todo tipo de usos, por este motivo es que se debe tener claro que función cumplirá la válvula y bajo que condiciones estará funcionando.

Tabla 6.5 - Válvulas y sus funciones en el circuito de A.C.S.

TIPO DE VÁLVULA	FUNCIÓN
Válvulas de esfera	Aislamiento
Válvulas de asiento	Equilibrado de circuitos
Válvulas de esfera o de macho	Vaciado
Válvulas de esfera	Llenado
Válvulas de esfera o de macho	Purga de Aire
Válvulas de resorte	Seguridad
Válvulas de disco de doble compuerta	Retención

Fuente: Elaboración propia

En las distintas líneas de captadores se debe instalar válvulas de cierre a la entrada y la salida, para así permitir sustituciones, operaciones de mantenimiento o cualquier proceso que requiera la desconexión de una línea.

La válvula mezcladora termostática permite controlar la temperatura del agua en instalaciones de energía solar térmica. Instalándolas a la salida de los acumuladores solares se protege a los usuarios de temperaturas del agua excesivamente altas.

6.8 Sistema de Control

El sistema de control permite el funcionamiento adecuado del circuito, de tal forma de maximizar el aprovechamiento del recurso solar. También actúa como sistema de protección contra sobrecalentamientos o heladas, impidiendo por una parte que se alcancen temperaturas superiores a las máximas soportadas por los elementos componentes de la instalación, y por otro lado, que la temperatura del fluido caloportador descienda por debajo de la temperatura de congelación del mismo. Se recomienda un sistema de control por cada sistema.

6.9 Tuberías y fittings

Teniendo en cuenta que la instalación analizada es considerada como solar de baja temperatura debemos tener en consideración algunos criterios de forma que resulte

En instalaciones de agua caliente sanitaria habrá que emplear tuberías con recubrimiento aislante, dichas tuberías pueden ser de cobre, acero o material plástico y deben tener un recubrimiento aislante para minimizar pérdidas térmicas.

- En la superficie externa de las tuberías deberá aplicarse una capa de pintura anticorrosiva.
- Para evitar pérdidas térmicas, la longitud de las tuberías del sistema hidráulico deberán ser tan cortas como sea posible, disminuyendo las pérdidas de carga.

Para efectos de este trabajo el costo de inversión en tuberías y accesorios se estima en un porcentaje de la inversión inicial.

Capítulo 07: Evaluación económica

Verificando el desarrollo de los capítulos anteriores se está en condiciones de evaluar económicamente la viabilidad del proyecto y verificar si es rentable la implementación de ésta tecnología.

Este capítulo tiene como finalidad el análisis económico de los posibles beneficios que representa la instalación de un sistema solar en cada una de las ciudades seleccionadas, recinto tipo y condiciones establecidas.

En primer lugar se debe tener claro el ahorro en pesos que significa tener el aporte energético solar en lugar de combustible fósil, sabiendo el número de concentradores requeridos por recinto (tabla 5.7), se debe elegir el número óptimo para de esta manera no sobredimensionar el sistema. Para este propósito se considera que el sistema inicialmente es abastecido totalmente por energía tradicional, es decir, el sistema ocupa gas licuado como combustible, con un poder calórico igual a 12,8 [kWh/kg] y un precio de 800 [\$/kg]. Asumiendo un rendimiento de caldera igual a 70%, rendimiento de distribución 95% y rendimiento por regulación 98%, se puede determinar el rendimiento del sistema con la ecuación (7.1).

$$\eta_{sistema} = \eta_{caldera} * \eta_{distribución} * \eta_{regulación} \quad (7.1)$$

La masa de combustible que se utiliza durante un año se determina con la siguiente ecuación:

$$\dot{m}_{combustible} = \frac{Q_{Total\ anual}}{PCI_{combustible} * \eta_{sistema}} \quad (7.2)$$

Donde la demanda energética anual para el recinto tipo y ciudad se puede obtener de la tabla 5.3.

Una vez obtenida la masa anual de combustible, se puede determinar el costo que implica su adquisición con la ecuación siguiente:

$$Costo\ anual_{combustible} = \dot{m}_{combustible} * Precio_{combustible} \quad (7.3)$$

Si el sistema que inicialmente era abastecido con energía tradicional ahora recibe un aporte solar, entonces se produce un ahorro anual en combustible, por consiguiente, si se emplean los datos obtenidos de la tabla 6.1 para obtener la contribución solar para cada mes del año y luego sumándolas se obtiene la energía útil anual.

$$Q_{u \text{ año}} = \sum Q_{u \text{ mensual}} \quad (7.4)$$

El ahorro de combustible anual se calcula con la ecuación (7.2), pero se utiliza $Q_{u \text{ anual}}$ en vez de $Q_{Total \text{ anual}}$. Si esta masa es multiplicada por precio del combustible, tal como en la ecuación (7.3), entonces se tendrá el ahorro en dinero anual debido al aporte solar.

Tabla 7.1 - Ahorro anual en pesos por la energía aportada por los concentradores

	Calama	Santiago	Concepción	P. Montt
Q_T	280.242	309.371	326.983	353.720
$\eta_{sistema}$	0,6517	0,6517	0,6517	0,6517
PCI_c	12,8	12,8	12,8	12,8
\dot{m}_{comb}	33595	37087	39198	42404
C_C	\$ 800	\$ 800	\$ 800	\$ 800
C_T	\$ 26.876.055	\$ 29.669.614	\$ 31.358.658	\$ 33.922.817
A_S	78,30%	59,20%	62,40%	59,20%
E_R	60.813	126.223	122.946	144.318
\dot{m}_M	7.290	15.132	14.739	17.301
C_M	\$ 5.832.104	\$ 12.105.203	\$ 11.790.855	\$ 13.840.509
A_A	\$ 21.043.951	\$ 17.564.412	\$ 19.567.803	\$ 20.082.308

Fuente: Elaboración propia

Donde:

- Q_T Es la energía total necesaria para abastecer el sistema de A.C.S., [$kWh/año$].
- $\eta_{sistema}$ Es el rendimiento del sistema
- PCI_c Es el poder calorífico del combustible [kWh/kg].
- \dot{m}_{comb} Masa de combustible consumida en un año [$kg/año$].
- C_C Costo del combustible [$$/kg$].
- C_T Costo del combustible consumido en un año sin el aporte solar [$$/año$].
- A_S Aporte solar energético en proporción al consumo anual requerido [%]
- E_R Demanda de energía anual que el sistema solar no cubre [$kWh/año$].
- \dot{m}_M Masa de combustible consumida por el déficit del sistema solar [$kg/año$].
- C_M Costo del combustible consumido por el déficit del sistema solar [$$/año$].

A_A Ahorro anual en pesos producido por el sistema solar [\$/año].

Además del ahorro por producción de A.C.S. solar también debemos tener clara la contribución que realiza este tipo de tecnología por la generación de electricidad solar. La energía producida anualmente por un sistema solar fotovoltaico se expresa como:

$$E_{AC} = P^*(G_i/G^*) * FS * PR \tag{7.5}$$

Donde:

E_{AC} Energía anual producida por un sistema fotovoltaico [kWh/año]

P^* Potencia máxima que entrega el generador 1,0 [kW]

G_i Es la irradiación anual efectiva o normal en el concentrador [kWh/m²]

FS Factor de sombra 93%.

PR Factor de rendimiento 75%.

G^* Valor con la que se determina la potencia nominal 1 [kW/m²].

Sabiendo que el precio de la energía eléctrica es de 60 [\$/kWh]. Donde podemos calcular el ahorro anual en pesos por el aporte de energía eléctrica por el sistema de concentradores.

Tabla 7.2 - Ahorro por la generación de energía eléctrica aportada por los concentradores.

	Calama	Santiago	Concepción	Pto. Montt
FS	0,93	0,93	0,93	0,93
PR	0,75	0,75	0,75	0,75
P^*	0,95	0,95	0,95	0,95
G^*	1,00	1,00	1,00	1,00
G_i	10,16	7,09	7,89	6,52
E_{AC}	62.079	43.321	48.209	39.838
Ahorro anual	\$ 3.538.481	\$ 2.469.275	\$ 2.747.895	\$ 2.270.758

Fuente: Elaboración propia

Cálculo del valor actual neto “VAN”

Se sabe que para evaluar económicamente un proyecto existen algunos indicadores financieros, dentro de estos se encuentra el V.A.N. (valor actual neto), en que la fórmula para calcularlo es la siguiente:

$$VAN = -Inv. + \sum \frac{FNC}{(1+i)^t} \tag{7.1.1}$$

Donde:

- Inv.* Inversión inicial.
- FNC* Flujo neto de caja. Ingresos menos egresos para cada período.
- t* Periodos considerados en la evaluación.
- i* Tasa de descuento.

Como cada cantidad de captadores solares entrega un porcentaje de aporte solar distinto en relación a la demanda energética total, entonces el ahorro en combustible también varía y por supuesto la inversión inicial debido a la adquisición de colectores solares.

La inversión inicial para cada zona seleccionada es calculada a partir del parámetro de inversión que nos dice en una instalación de 200 m² de concentradores solares ABSOLICON X10 la inversión total es de alrededor de 120.000 €, (incluye importación e impuestos en Chile) aproximadamente unos \$ 73.800.000. Este dato nos lo aporta el proveedor de los concentradores, entonces:

Tabla 7.3 - Inversión según área de captación y costos de operación y mantención.

	Calama	Santiago	Concepción	Pto. Montt
<i>A_C</i>	210,0	264,1	267,4	360,3
<i>Inv</i>	\$ 77.490.000	\$ 97.452.900	\$ 98.670.600	\$ 132.950.700
<i>C_{OyM}</i>	\$ 774.900	\$ 974.529	\$ 986.706	\$ 1.329.507

Fuente: Elaboración propia

Donde:

- A_C* Área de captación del recinto [m²].
- Inv* Inversión en pesos que requiere cada recinto seleccionado [\$].
- C_{OyM}* Costos de operación y mantención anual (1% de la inversión inicial) [\$/año].

Ahora para el cálculo del valor actual neto se considera una tasa de descuento igual a un 10 [%] anual y se utiliza un periodo de tiempo de 15 años.

Tabla 7.4 - Cálculo del VAN.

Ciudad	Calama	Santiago	Concepción	P. Montt
$Q_{T \text{ año}}$	280.242	309.371	326.983	353.720
$\dot{m}_{comb T}$	33595	37087	39198	42404
$C_{comb T}$	\$ 23.516.548	\$ 25.960.912	\$ 27.438.826	\$ 29.682.465
A_S	78,30%	59,20%	62,40%	59,20%
$Q_{u \text{ año}}$	219.429	183.148	204.037	209.402
A_A	\$ 21.043.951	\$ 17.564.412	\$ 19.567.803	\$ 20.082.308
$A_{A,elec}$	\$ 3.538.481	\$ 2.469.275	\$ 2.747.895	\$ 2.270.758
N°_{col}	22	27	28	37
Área_{cap}	210,0	264,1	267,4	360,3
Inv	\$ 77.490.000	\$ 97.452.900	\$ 98.670.600	\$ 132.950.700
C_{OyM}	\$ 774.900	\$ 974.529	\$ 986.706	\$ 1.329.507
VAN	99.278.958	41.295.479	57.363.823	18.034.918

Fuente: Elaboración propia

Las abreviaciones empleadas en la tabla anterior se describen a continuación:

- $Q_{T \text{ año}}$ Es el consumo total de energía para recinto tipo y ciudad seleccionada [kWh/año].
- $\dot{m}_{comb T}$ Masa de combustible consumida sin aporte solar. Solo se utiliza sistema tradicional [kg/año].
- $C_{comb T}$ Costo anual en combustible sin aporte solar. Solo se utiliza el sistema tradicional [\$/año].
- A_S Porcentaje anual de aporte energético solar [%].
- $Q_{u \text{ año}}$ Energía anual aportada por el sistema solar al consumo total [kWh/año].
- A_A Ahorro anual de combustible en dinero debido al aporte solar [\$/año].
- $A_{A,elec}$ Ahorro anual debido al aporte de energía eléctrica por el aporte fotovoltaico [\$/año].
- N°_{col} Número de colectores por ciudad seleccionada.
- Área_{cap} Área de captación determinada para cada ciudad seleccionada [m²].
- Inv Inversión en pesos que requiere cada recinto seleccionado [\$].
- C_{OyM} Costo de operación y mantención anual (1% de la inversión) [\$].
- VAN** Valor actual neto generado por el ahorro de combustible y energía eléctrica en el tiempo menos la inversión inicial [\$].

Capítulo 08: Conclusiones y comentarios

Lo primero que se debe considerar es que para la obtención de algunos datos como la irradiación o insolación en el período de una hora, la radiación normal, entre otros, son valores muy difíciles de encontrar en la literatura, por lo tanto, se requiere conocer la teoría de energía solar para determinarlos.

ABSOLICON X10 permite la posibilidad de tener aporte de energía térmica y energía eléctrica, está última en menor porcentaje que la térmica debido al rendimiento de las celdas fotovoltaicas. Esta tecnología aprovecha en su gran mayoría la radiación directa al reflector por este motivo se cuenta con sistema de actuadores automáticos de seguimiento que permiten que el concentrador mire al sol, es decir, aprovechando la mayor parte de la radiación directa sobre el concentrador.

Lo que se hace evidente es que al determinar las necesidades energéticas de las seleccionadas para los requerimientos de agua caliente sanitaria A.C.S., se observa que, a medida que aumenta la zona térmica, el consumo de energía también lo hace, esto se debe a que las condiciones de temperatura del agua de la red, temperatura ambiente y otros factores climáticos comienzan a ser menos favorables, por lo tanto, los costos relacionados con un sistema tradicional de energía aumentan debido a que el aporte de combustible debe ser mayor, por consiguiente, si se quiere ahorrar dinero se debe incorporar un sistema de energía renovable, que para el caso de la energía solar es una alternativa viable debido que la inversión se hace más atractiva.

Al determinar el aporte energético real que hace el concentrador se aprecia que se necesita una instalación más grande al ubicarse cada vez más al sur, evidentemente se debe a que las pérdidas de calor aumentan y las ganancias energéticas por parte de la radiación solar disminuyen. Esto para lograr porcentajes de aporte solar más elevados, considerando las necesidades para un mismo recinto posicionándolo en distintas zonas.

Técnicamente y cuando las condiciones climáticas son favorables, es posible el 100% de aporte solar anual a un determinado recinto, sin embargo, económicamente no es viable, ya que, el ahorro anual de dinero que significa el no comprar combustible y energía eléctrica, de ninguna manera compensa la fuerte inversión realizada por la adquisición esta tecnología. Esto es, el número de concentradores solares para aportar el 100% de la energía anual requerida de las demandas energéticas es muy elevada y no se justifica económicamente.

De acuerdo a lo calculado el aporte solar cubre un 78% de la demanda anual para Calama, mientras que para las ciudades del sur como Pto. Montt el aporte alcanza un 59% de los requerimientos anuales. Estos porcentajes tienen distinta importancia debido a que el gasto en combustible es muy superior a medida que se ubica el sistema instalado más al sur, es decir, el ahorro de combustible es mayor cuando se posiciona más al sur. Esto sin considerar el aporte de energía eléctrica que se traduce en un ahorro al momento de inyectarle al recinto esta electricidad que se consume instantáneamente.

De la evaluación económica se observa que el ahorro de combustible es mayor mientras más al sur se esta la ubicación, esto hace más atractiva la inversión considerando que la evaluación tuvo un horizonte de 15 años, teniendo en cuenta que este tipo de tecnología esta garantizada para una duración mínima de 25 años, además de considerar cambios de reflector y celdas fotovoltaicas se puede extender aún más la vida útil del proyecto.

Resumiendo se concluye que la inversión de este tipo de tecnología en las ciudades seleccionadas es completamente viable y una atractiva inversión, que contribuiría a la diversificación y ampliación de las tecnologías actualmente disponibles en el mercado.

Cabe destacar que el año 2008 el costo de instalación de esta tecnología en Madrid España para un área de captación de 200 m^2 era de alrededor de 250.000 €, en cambio ahora la misma instalación requiere una inversión de 90.000 €. En Chile considerando fletes, impuestos e instalación el costo aumenta un 30% aproximadamente.

Para terminar, no se puede dejar de mencionar la importancia que implica el aprovechamiento de la energía solar y las energías renovables en general cuando las condiciones son favorables. Mejorando la calidad de vida y haciéndole un favor al medio ambiente.

Bibliografía:

- Technical Bulletin, Disponible en absolicon.com
- Solar energy engineering: processes and systems. 1ª ed., British Library., 2009.
- World Radiation Data Centre (WRDC). Observatorio Principal de Geofísica de Voeikov del Servicio Ruso Federal para Monitoreo Hidrometeorológico y Ambiental, San Petersburgo, Rusia. [En línea] <<http://wrdc.mgo.rssi.ru>> [consulta: diciembre 2010].
- Irradiancia solar en territorios de la República de Chile, registro solar métrico
- Escoda, Salvador. Catalogo Técnico: energía Solar Térmica. Barcelona, España.
- NCh1078.c1973 Ingeniería sanitaria - Artefactos de calefacción - Condiciones básicas de funcionamiento 1973.
- Procesos Termosolares, Francisco Fernández Díez
- Manual de Diseño para el Calentamiento de Agua. Corporación de Desarrollo Tecnológico
- Cámara Chilena de la Construcción. Octubre de 2007. Santiago de Chile