



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

GENERACION DIRECTA DE VAPOR EN UN CONCENTRADOR SOLAR

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A : GUSTAVO JIMENEZ RIVAS

2000

MEXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA,

2000





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada a las personas que más quiero, a las que más me conocen y por las que yo daría todo en mi vida. Estas personas son mis papás, Ramón Jiménez J. y Eloísa Rivas de J., quienes desde niño han procurado darme alegrías y consejos; de quienes he aprendido los valores más importantes de las personas; quienes con su ejemplo, me han enseñado la forma en que debo actuar en mi vida; quienes me han dado, únicamente, lo mejor de ellos. Mis hermanos, Gabriela, Ramón, Liliana y Raúl, con quienes viví los momentos más alegres de mi niñez, con quienes he crecido y aprendido durante las diferentes etapas de mi vida.

A mi abuelito José Rivas, a quien sigo queriendo igual que siempre; quien es, después de mis papás, la persona de la que más he aprendido y de quien sé, que si estuviera aquí, sabría compartir conmigo este momento.

A mis amigos, Pepe, José Luis, Daniel, Alex y Canito, que durante todos estos años me han brindado su sentimiento más sincero, a quienes respeto y estimo.

Por otra parte, quiero agradecer a todas las personas que han contribuido para que pudiera llegar a este momento. Antes que nada, deseo agradecer al Dr. Rafael Almanza S., quien me dio la oportunidad de trabajar con él y sin cuya ayuda no hubiera sido posible realizar esta tesis. Al Instituto de Ingeniería y al Programa Universitario de Energía, por haber apoyado el proyecto del que surgió el presente trabajo.

A mi Universidad donde, desde mi adolescencia, he pasado mis mejores años, donde he cambiado y madurado.

Agradezco profundamente a todos los que han sido mis maestros, por que desde mi primer día en el jardín de niños y hasta el último en la universidad, cada uno de ellos ha contribuido, dando un poco de sí, en la formación que he recibido hasta hoy.

También, quiero agradecer a todas las escuelas que me han albergado, así como a todos mis compañeros, por que sin ninguna duda, algo de todos ellos ha quedado en mí.

Por último, también quisiera dedicar esta tesis a todos esos jóvenes que llegan a la universidad, con ese deseo profundo de aprender y con esas ganas de vivir, que provoca la alegría de querer alcanzar algo.

I N D I C E

Resumen	1
Introducción	2
Capítulo I: Radiación solar	4
1.1 Radiación solar extraterrestre	5
1.2 Transferencia de la radiación solar por la atmósfera terrestre	6
1.3 Radiación solar directa, difusa y global	9
1.4 Determinación de la posición del Sol en el cielo	10
1.5 Tiempo solar verdadero y tiempo solar medio	14
1.6 Angulo de incidencia de la radiación solar directa	16
1.7 Razón de la radiación directa sobre una superficie inclinada a una superficie horizontal	17
1.8 Medición de la radiación solar	18
Capítulo II: Concentrador de canal parabólico	21
2.1 Imagen solar	23
2.2 Parámetros ópticos y geométricos de un concentrador solar	26
2.3 Límite termodinámico de concentración	28
2.4 Temperatura máxima alcanzable	29
2.5 Características de radiación de los materiales	30

2.6	Componentes del concentrador cilíndrico parabólico	31
2.6.1	Reflectores	32
2.6.2	Receptor	33
2.6.3	Sistema de seguimiento de Sol	34
2.7	Orientación del concentrador cilíndrico parabólico	36
2.7.1	Orientación polar	36
2.7.2	Orientación horizontal norte-sur	37
2.7.3	Orientación horizontal este-oeste	38
2.8	El concentrador de canal parabólico utilizado en la generación directa de vapor	39
Capítulo	III : Generación directa de vapor	43
3.1	Ebullición	45
3.1.1	Ebullición de un líquido en reposo	45
3.1.2	Ebullición en flujo	49
3.2	Flujo de dos fases	50
3.3	Inestabilidades en flujos de dos fases	53
3.3.1	Inestabilidades estáticas	53
3.3.2	Inestabilidades dinámicas	55
3.4	Descripción del proceso de generación directa de vapor	57
3.5	Generación directa de vapor en la planta solar	61
3.5.1	Deflexión del tubo absorbedor	62
3.5.2	Generación de vapor con el tubo absorbedor de cobre	69
Capítulo	IV : Eficiencia del concentrador cilíndrico parabólico	71
4.1	Eficiencia óptica	72

4.1.1	Eficiencia óptica del concentrador de la planta solar	73
4.2	Análisis térmico	74
4.3	Eficiencia térmica	78
4.4	Medición de la eficiencia térmica del concentrador de la planta solar	80
4.4.1	Desarrollo de la prueba de eficiencia	82
4.4.2	Obtención de la eficiencia térmica del concentrador cilíndrico parabólico	94
4.4.3	Análisis de resultados	102
Capítulo	V : Aplicación del vapor generado en el concentrador cilíndrico parabólico	116
5.1	Uso del vapor en un motor térmico	117
Conclusiones		120
Nomenclatura		122
Anexos		125
Referencias		137

R E S U M E N

En un concentrador de canal parabólico de la Planta solar de la U.N.A.M., con una apertura de 2.5 m. y una longitud de 14.78 m, se estudió el proceso de generación directa de vapor. Durante las primeras pruebas, se presentó la deflexión del tubo absorbedor de acero del colector, lo que ocasionó la interrupción del proceso de generación. Se realizó un estudio del fenómeno y se observó que la deflexión era causada por los esfuerzos térmicos que se inducían cuando se presentaba el cambio de fase de líquido a gas del agua alimentada. Sustituyendo el tubo absorbedor de acero, por uno de cobre, el problema fue resuelto y se produjo vapor sin problemas. Generando una mezcla de agua y vapor saturados de baja calidad, con una presión de 2.846 bar abs., temperatura de 127 °C y un gasto de 0.757 lt/min, se realizó la prueba de eficiencia térmica del concentrador y se observó su desempeño durante el proceso de generación. Con la prueba realizada se obtuvo un valor promedio de eficiencia del 37.61% y se observó que dicho valor tiende a ser constante cuando el concentrador opera durante las horas cercanas al mediodía solar.



INTRODUCCION

Ante una demanda de energía, que cada vez se incrementa con mayor rapidez, y un deterioro ambiental debido, entre otras cosas, a la emisión de contaminantes atmosféricos (bióxido y monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno, etc.) como consecuencia de la quema de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas), el desarrollo de fuentes alternativas de energía nuevamente ha tomado importancia en el mundo [GFMESRT, 1996].

Las tecnologías de energías renovables comenzaron a desarrollarse en los años 70's, en respuesta a la crisis energética y el subsecuente incremento de los precios del petróleo, así como al problema de las reservas limitadas de combustibles fósiles (especialmente del petróleo crudo y gas natural). De las energías renovables, la energía solar ha representado una alternativa importante, ya que ésta es considerada como una fuente limpia, abundante e inagotable de energía.

Una de las aplicaciones que se le han dado a los sistemas de energía solar es su uso para generar electricidad, proceso dentro del cual, la generación de vapor es un paso fundamental. Los sistemas solares para producir vapor se han desarrollado durante los últimos años, sin embargo, los avances obtenidos han logrado, sobretodo, una reducción en el costo de los sistemas, más que una mejora en el aprovechamiento de la radiación solar en sí.

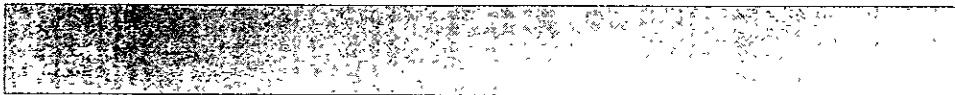
Para lograr un avance en este último punto, la generación directa de vapor ha sido planteada como un nuevo método para utilizar la radiación solar de una manera

más eficiente. Este nuevo proceso posee distintas ventajas con respecto a los métodos convencionales, utilizados hasta ahora, para generar vapor e introduce cambios significativos en el concepto de los campos solares, como por ejemplo, la eliminación de los aceites minerales o sintéticos utilizados como fluidos de transferencia de calor, que además de tener una limitante en temperatura se degradan con el tiempo, así como la eliminación de los costosos intercambiadores de calor.

En los últimos años se han llevado a cabo diversos estudios teóricos, así como simulaciones en laboratorio, de este proceso de generación [Becker y Böhlmer, 1997], sin embargo, el conocimiento experimental del proceso y del desempeño del concentrador durante la generación directa de vapor, es aún muy reducido. Por esta razón, el objetivo de la presente tesis es el estudio experimental de la generación directa de vapor en un concentrador solar de canal parabólico, obteniéndose la eficiencia térmica instantánea del concentrador durante su operación en dicho proceso. El trabajo que se presenta a continuación muestra los estudios realizados durante el año de 1996, en el Instituto de Ingeniería de la U.N.A.M., sobre el tema en cuestión.

La manera en la que se desarrolla la presente tesis es como sigue: en el capítulo uno se dan los conceptos básicos de la radiación solar, fundamentales para la comprensión y uso de este tipo de energía; el capítulo dos trata sobre el concentrador cilíndrico parabólico, se dan sus características y se definen sus parámetros de diseño, así mismo, se describe el concentrador solar utilizado en el trabajo de campo; en el capítulo tres se explica el proceso de generación directa de vapor y se presenta su desarrollo experimental en la planta solar de la U.N.A.M., describiéndose los problemas que surgieron y la forma en que éstos fueron solucionados. En el capítulo cuatro se presenta el análisis térmico del concentrador cilíndrico parabólico, se determinan las pérdidas de energía en este concentrador y se definen sus distintas eficiencias; además, se presenta el desarrollo de la prueba de eficiencia térmica del concentrador, mostrándose los datos recabados, los cálculos realizados y los resultados obtenidos. Finalmente, en el capítulo cinco se presenta un ejemplo de la aplicación del vapor generado en el concentrador solar.

De esta forma, la presente tesis proporciona un panorama general del proceso de generación directa de vapor y muestra uno de los primeros pasos, que se han dado en nuestro país, para el desarrollo de esta tecnología.



CAPITULO I

RADIACION SOLAR

Dentro de la gran cantidad de estrellas que existen en el espacio el Sol es, sin duda, una estrella promedio; algunas estrellas son más grandes, o bien, más pequeñas, algunas son más blancas y otras muestran un color más inclinado al rojo; algunas, se cree, son más viejas y otras más jóvenes que el Sol.

El Sol posee una serie de características que determinan la naturaleza de la energía que irradia hacia el espacio. El Sol es un cuerpo plasmático, casi esférico, con un diámetro de 1.392×10^6 km., está compuesto por una masa concentrada de gases calientes y se encuentra a una distancia promedio de 1.5×10^8 km. de la Tierra [Duffie, 1974].

El Sol es considerado como un reactor que se encuentra continuamente en fusión, cuyos gases constituyentes son retenidos por fuerzas gravitacionales. Dentro de las muchas reacciones de fusión que se han propuesto para explicar el origen de la energía irradiada por el Sol, la que es considerada como más válida es un proceso en el cual el hidrógeno (4 protones) se combina para formar helio (un núcleo de helio); como la masa de un núcleo de helio es menor que la masa de los cuatro protones de hidrógeno, parte de ésta es perdida en la reacción y convertida en energía. Esta energía, que se produce en el interior de la esfera solar, a una temperatura de millones de grados, es transferida hacia la

superficie e irradiada hacia el espacio. Una sucesión de procesos de radiación y convección ocurren durante esta transferencia, con una sucesiva emisión, absorción y reirradiación de energía.

Se han realizado estudios para describir la estructura de las capas internas y para determinar los valores de temperatura, densidad y energía producida del Sol. En dichos estudios se ha mostrado que la distribución de temperaturas en las diferentes capas del Sol y en la atmósfera solar, varían enormemente, y que la temperatura de la superficie del Sol no es, en sí misma, uniforme. Si bien, los resultados obtenidos están lejos de ser definitivos, las descripciones simplificadas que se han hecho de las características del Sol, sirven de base para establecer que éste no irradia al igual que un cuerpo negro perfecto a una temperatura determinada. La radiación emitida por el Sol es el resultado de la absorción y emisión de radiación de diversas capas en varias longitudes de onda, en las que existen, además, pequeñas variaciones con el tiempo en la intensidad del espectro de distribución tanto en las muy cortas como en las largas longitudes de onda del espectro. Aún así, existen casos, como el de los procesos térmicos, en donde es válido considerar al Sol como un cuerpo negro perfecto que posee una temperatura que puede ubicarse entre 5500 y 7000 K; situación contraria ocurre en los procesos fotoquímicos o fotovoltaicos, en los que se depende de la longitud de onda y donde la distribución espectral de la radiación es importante; en estos casos una simplificación como la anterior no es conveniente.

1.1 RADIACION SOLAR EXTRATERRESTRE.

La radiación emitida por el Sol está compuesta, básicamente, por radiación electromagnética, que también puede considerarse como radiación corpuscular. La radiación electromagnética consiste en el flujo de ondas electromagnéticas, mientras que la radiación corpuscular está formada por un flujo de partículas conocidas como fotones, cuya carga eléctrica es neutra. Sin embargo, cuando se habla de radiación solar, generalmente se hace referencia a la emisión electromagnética directa del disco solar, ya que ésta representa la mayor parte de la radiación que llega a nosotros.

Las características del Sol y su relación espacial con la Tierra, dan como resultado un valor de la intensidad de la radiación solar fuera de la atmósfera terrestre. Este valor es conocido con el nombre de constante solar y representa la cantidad de energía irradiada por el Sol, que se recibe en una unidad de tiempo (un segundo), sobre una superficie de área unitaria (un metro cuadrado) perpendicular a la dirección de los rayos del Sol, en el límite superior de la atmósfera, expuesta cuando la distancia entre el Sol y la Tierra tiene su valor medio de 1.496×10^8 km. El valor estándar de la constante solar, basado en diferentes mediciones, es de 1367 W/m^2 , con un error estimado de $\pm 1.5\%$ ($\pm 21 \text{ W}\cdot\text{m}^{-2}$) [Saying, 1977].

La constante solar es la energía total que llega a la Tierra por unidad de área, la distribución de esta energía, en función de la longitud de onda, da como resultado una curva que se conoce como distribución espectral de la radiación solar extraterrestre. La radiación electromagnética emitida por el Sol abarca un rango extremadamente amplio de longitudes de onda, desde 1 Ångström = 10^{-4} μm hasta longitudes de onda arriba de 10^6 cm, sin embargo, más del 95% de esta energía se encuentra contenida en el rango de 0.3 a 2.6 μm . La posible variación de la energía emitida por el Sol, ha sido estudiada a partir de diversos análisis y se estima que probablemente es menor al $\pm 1.5\%$ [Duffie, 1974] y que ésta es más marcada en los rangos ultravioleta y de rayos x, así como en el rango de radio, pero la energía en dichos rangos es pequeña en comparación con el flujo total de radiación en el espectro visible. Por otro lado, la variación de la distancia entre el Sol y la Tierra, da por resultado variaciones en el flujo de radiación que llega a la Tierra en un intervalo de $\pm 3\%$. Sin embargo, para establecer en bases firmes los cambios en la energía total emitida y en el espectro solar, es necesario realizar mediciones con una precisión y exactitud considerablemente mayor que con la que hasta ahora han sido realizadas.

1.2 TRANSFERENCIA DE LA RADIACION SOLAR POR LA ATMOSFERA TERRESTRE.

La atmósfera de la Tierra está compuesta por diferentes gases que se encuentran en proporciones diversas, todos estos constituyentes atmosféricos contribuyen, en mayor o menor grado, en la atenuación de la radiación solar cuando ésta atraviesa la atmósfera en su trayectoria hacia la superficie de la Tierra. Cuando la radiación solar penetra a la atmósfera, ésta es absorbida y dispersada por medio de diversos mecanismos que afectan simultáneamente a todas las partes del espectro solar, dichos mecanismos son, básicamente, los siguientes:

- Absorción selectiva. Es efectuada por los gases presentes en la atmósfera, particularmente ozono, oxígeno, bióxido de carbono y vapor de agua (O_3 , O_2 , H_2O , CO_2).
- Dispersión molecular. Esta dispersión se lleva a cabo por medio de moléculas cuyo tamaño es mucho más pequeño que las longitudes de onda de la radiación, ésta es conocida como dispersión de Rayleigh.
- Dispersión por aerosoles. La llevan a cabo partículas (polvo, polen, smog, etc.) que son de un tamaño comparable, o mayor, que las longitudes de onda y es conocida como dispersión de Mie.
- Dispersión y absorción por masas de nubes.

En las capas más altas de la atmósfera, el proceso principal es la absorción de la radiación causada por oxígeno, ozono, nitrógeno y otros componentes atmosféricos de la mayor parte de la región ultravioleta, de rayos x y otras de muy cortas longitudes de onda, así como la dispersión en los rangos violeta y azul. Conforme la radiación atraviesa hacia las capas inferiores de la atmósfera, la atenuación afecta a las porciones de longitud de onda más largas de la radiación solar, en este caso los gases atmosféricos básicos, nitrógeno y oxígeno, atenúan la radiación, principalmente en la región ultravioleta cercana al límite inferior de la radiación visible y de la luz visible del espectro a través de dispersión molecular.

La radiación con longitud de onda más larga, ubicada en el infrarrojo, también se ve afectada por la absorción selectiva debido a los gases poliatómicos que constituyen la atmósfera, pero en este caso se debe principalmente al vapor de agua y al bióxido de carbono. De la radiación solar con longitud de onda mayor a 2.5 μm , sólo una pequeña parte llega a la superficie de la Tierra, esto debido a la combinación de una baja radiación extraterrestre (se estima menor al 5% del total del espectro solar) y una fuerte absorción por bióxido de carbono, vapor de agua y otros componentes atmosféricos menores. De esta manera, prácticamente toda la radiación con longitud de onda menor a 0.3 μm (gamma, rayos x y la mayor parte del ultravioleta) y mayor a 2.5 μm (parte del infrarrojo y longitudes mayores) no llega a nosotros.

Así, la radiación solar que llega a la superficie de la Tierra, después de la absorción y difusión debidas a los componentes atmosféricos, comprende casi todo el rango del espectro visible, con longitudes de onda entre aproximadamente 0.4 y 0.7 μm , una parte del ultravioleta con longitudes de onda, que para propósitos prácticos está comprendido entre 0.3 y 0.4 μm y una parte del infrarrojo, relativamente cercano al espectro visible, entre 0.7 y 2.5 μm . Sin embargo, esta radiación todavía se ve afectada por la dispersión y absorción causada por aerosoles y nubes, factores que varían dependiendo de las características del lugar y del tiempo.

La concentración de partículas de aerosoles causan lo que se conoce como turbiedad atmosférica, que es una situación típica de las masas de aire en la tropósfera, ésta puede variar de acuerdo a la composición química, la concentración y el tamaño de las partículas de aerosol. Estos aerosoles causan dispersión de la radiación solar en las regiones de la luz visible, infrarrojo y de longitudes de onda mayores.

Las nubes están formadas por un gran número de gotas de agua o cristales de hielo, estas partículas de gran tamaño producen una marcada atenuación de la radiación solar que pasa a través de ellas. La atenuación que sufre la radiación al pasar por una nube varía dependiendo de las características de ésta (stratus, cumulus, cirrus, etc.).

Como hemos visto hasta este momento, la cantidad de radiación que llega a la superficie terrestre depende de varios procesos atmosféricos, los cuales influyen en el

cambio de la distribución espectral de la radiación solar conforme ésta atraviesa la atmósfera; además de estos procesos y de las variaciones que se presentan en las concentraciones de algunos constituyentes atmosféricos, la cantidad de radiación recibida en la superficie de la Tierra varía dependiendo de la posición que tenga el Sol en el cielo durante el transcurso del día.

La atenuación que sufre la radiación solar, es el resultado de su viaje a través de la atmósfera, así, entre más largo sea este viaje, es decir, mientras mayor sea la trayectoria que tienen que recorrer los rayos solares para llegar a la superficie terrestre, más cantidad de componentes atmosféricos encontrará a su paso, por lo que mayor será la atenuación que sufrirá. De esta manera, para estimar la distancia que tiene que recorrer la radiación solar, se ha definido un parámetro adimensional, que se conoce como "masa de aire" y que es la relación de la masa de aire contenida en una columna de sección transversal unitaria, que se ubica a lo largo de la trayectoria que siguen los rayos solares, a la masa de aire en una columna vertical de sección transversal unitaria que se encuentra al nivel del mar. La "masa de aire" depende de la posición del Sol, a través del ángulo cenital, dicho ángulo será definido más adelante. La masa de aire puede ser obtenida por medio de la expresión siguiente [Duffie, 1974]:

$$m = \text{Sec } \theta_c \quad (1.1)$$

donde m es la masa de aire y θ_c el ángulo cenital.

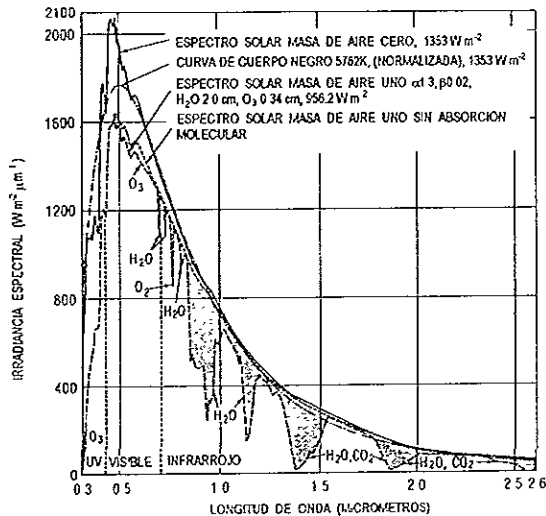


Fig. 1.1.- Irradiancia solar espectral [Saying, 1977].

La atenuación que sufre la radiación solar durante su trayecto a través de la atmósfera, para una masa de aire igual a uno (cuando el Sol está en el cenit, al nivel del mar), se puede observar en la figura 1.1 [Saying, 1977]. En ésta se muestra la distribución espectral de la radiación solar antes de atravesar la atmósfera (masa de aire cero) y se compara con una curva normalizada de un cuerpo negro perfecto a una temperatura de 5762 K. Así mismo, se muestra la distribución espectral para una atmósfera muy limpia de masa de aire uno con y sin absorción molecular. En la última distribución se muestran las bandas de absorción debidas al O_3 , H_2O , CO_2 y O_2 .

De esta forma, por medio de la figura 1.1, podemos observar como cambia el espectro de la radiación solar cuando ésta pasa a través de la atmósfera terrestre, así como el efecto de la absorción debida a los diferentes componentes atmosféricos.

1.3 RADIACION SOLAR DIRECTA, DIFUSA Y GLOBAL.

Después de la atenuación que sufre por la atmósfera, la radiación solar llega a la superficie terrestre en un determinado rango de longitudes de onda. Esta radiación puede ser dividida en dos componentes, que son:

Radiación solar directa. Es la radiación solar recibida del Sol sin cambio en su dirección. Aunque la dispersión y absorción atenúan la radiación solar, una parte relativamente grande es transmitida directamente, llegando a la superficie en forma de rayos que son aproximadamente paralelos a como se ven en el disco solar, estos rayos constituyen la radiación directa, que se compone de la radiación con longitudes de onda corta dentro del espectro solar.

Radiación solar difusa. Es la radiación solar recibida del Sol, después de que su dirección ha sido cambiada por reflexión y dispersión por la atmósfera. El proceso de dispersión en la atmósfera da por resultado la producción de radiación dispersa, parte de la cual regresa hacia el espacio y otra llega a la superficie, esta radiación, de longitud de onda más larga, constituye la radiación difusa. De esta manera, siempre existe algo de radiación difusa, aun en días muy claros, mientras que en días con mucha nubosidad, toda la radiación que llega a la superficie es difusa.

La composición espectral de cada uno de estos dos tipos de radiación es totalmente diferente, la radiación difusa abarca más longitudes de onda larga que la directa, tanto que las diferencias de color entre el cielo azul, las nubes y el Sol son el resultado, en la región visible para el ojo, de los rangos del espectro que cada una de éstas abarca.

Una vez definidos estos dos tipos de radiación, podemos definir a la radiación global simplemente como:

Radiación global. Es la radiación solar compuesta por la suma de la radiación directa y la radiación difusa. El término global indica que es la radiación recibida de un hemisferio de la Tierra.

Por otra parte, existe también una radiación ubicada en el infrarrojo lejano, con longitudes de onda muy larga, que no es parte de la radiación solar, esta radiación es emitida naturalmente por la atmósfera en sí y por todos los cuerpos naturales. En muchos casos esta radiación, que es siempre difusa, no puede ser separada completamente de la radiación solar, particularmente de la radiación difusa. Como su origen es exclusivamente terrestre, ésta es llamada radiación terrestre siempre que viene de la Tierra o de la atmósfera. Sus longitudes de onda se ubican solamente en el infrarrojo lejano, aproximadamente de 4 a 100 μm . Si se toma en cuenta a esta radiación, entonces, se puede definir a la radiación total, que es la suma de la radiación solar y la radiación terrestre, que abarca, de este modo, todo el rango de longitudes de onda desde aproximadamente 0.3 a 100 μm .

1.4 DETERMINACION DE LA POSICION DEL SOL EN EL CIELO.

Debido al movimiento de rotación de la Tierra sobre su eje y al de traslación alrededor del Sol, la posición de este último en el cielo cambia durante el transcurso del día y varía, de un día a otro, durante todo el año. Al cambiar la posición del Sol en el cielo, el ángulo con el que los rayos solares llegan a la atmósfera varía, esta variación, a su vez, determina la distancia que la radiación debe recorrer a través de la atmósfera y, por tanto, la cantidad de radiación que llega a la superficie terrestre, debido al valor que adquiere la masa de aire en ese momento. Así, la determinación de la posición del Sol en el cielo, es un punto importante cuando se realizan cálculos relacionados con los sistemas que utilizan la radiación solar.

Para determinar la posición de cualquier cuerpo celeste, se considera que éstos se encuentran sobre una esfera, cuyo radio es tan grande como sea necesario, para ubicarlos como puntos sobre ella. A dicha esfera se le conoce con el nombre de esfera celeste y la ubicación de su centro coincide con la posición del observador (sistema horizontal), el centro de la Tierra (sistema ecuatorial), el centro del Sol (sistema elíptico) o el centro de la galaxia (sistema galáctico). Cuando se realizan cálculos de la posición del Sol con respecto a las coordenadas geográficas de la Tierra, el sistema horizontal es el más adecuado.

El Sol, visto desde la Tierra, muestra un movimiento aparente en el cielo durante el día. Como todo movimiento es relativo, para determinar la posición del Sol en el cielo, en un momento dado, es conveniente considerar a la Tierra fija y describir el movimiento virtual del Sol con un sistema horizontal fijado en la Tierra y cuyo origen se ubique en el sitio de interés.

En el sistema horizontal el plano de referencia es el horizonte del observador, es decir, el plano que pasa por el observador y es normal a la vertical. Este sistema consta de los siguientes elementos:

Cenit. Es el punto, en el cual, el eje vertical que pasa por el observador y con dirección hacia arriba, intercepta a la esfera celeste.

Nadir. Es el punto en la esfera celeste diametralmente opuesto al cenit.

Polos celestes N_c y S_c , son los cenits de los polos terrestres.

Círculos verticales. Son los círculos máximos de la esfera celeste que pasan por el cenit del observador; un círculo vertical particular es el meridiano, que también pasa por los polos celestes.

Ecuador celeste. Es la proyección del ecuador terrestre sobre la esfera celeste.

Círculo horario. Es el círculo vertical que es normal al ecuador celeste y que pasa por el Sol.

En la esfera celeste, el Sol está limitado a moverse con dos grados de libertad. De esta forma, la posición del Sol puede ser especificada con las coordenadas esféricas del sistema, que en este caso son la altitud solar y el azimut solar. La altitud solar β_s es el ángulo entre el plano horizontal y la línea con dirección hacia el Sol (medido en el plano vertical que pasa por el cenit, el Sol y el punto de observación) cuyo sentido es positivo cuando se mide hacia el cenit y negativo hacia el nadir; en ocasiones, en lugar de la altitud se emplea su ángulo complementario, que es el ángulo cenital θ_c . El azimut solar φ_s , que es la distancia angular medida sobre el plano horizontal, entre el meridiano local y el círculo vertical que pasa por el cenit del observador y por el Sol, se mide considerando el cero en el sur y en sentido positivo hacia el este. Las coordenadas del sistema horizontal se muestran en la figura 1.2.

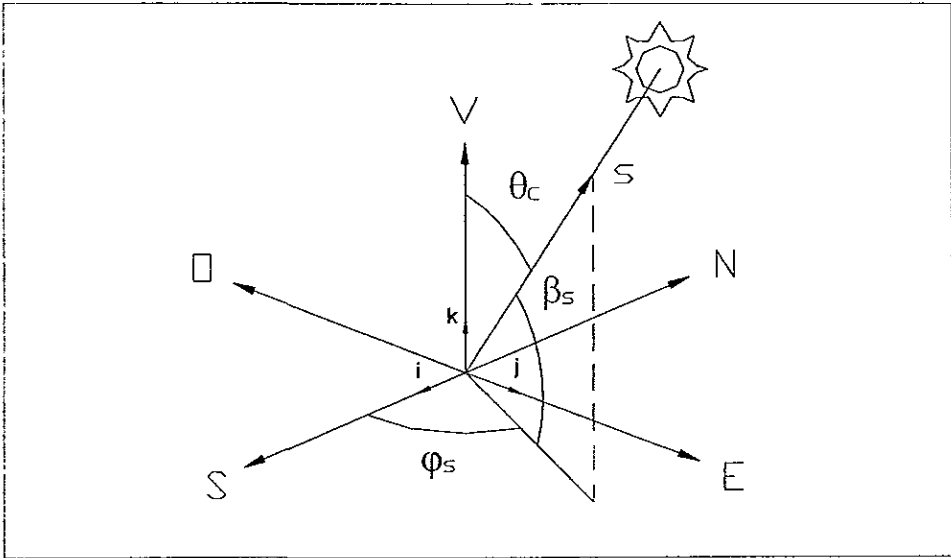


Fig. 1.2.- Sistema coordenado horizontal.

Considerando el ángulo cenital y los vectores unitarios i , j , k en las direcciones sur, este y vertical, respectivamente, el vector unitario que nos indica la dirección hacia el Sol en el sistema horizontal es [Anderson, 1983]:

$$s = \text{Sen } \theta_c \cdot \text{Cos } \varphi_s \cdot i + \text{Sen } \theta_c \cdot \text{Sen } \varphi_s \cdot j + \text{Cos } \theta_c \cdot k \quad (1.2)$$

El sistema horizontal es el más empleado cuando se realizan cálculos de la posición del Sol con respecto a las coordenadas geográficas de la Tierra, sin embargo, sus coordenadas, la altitud y el azimut, no son ángulos fundamentales. Muchas veces es conveniente expresar dichos ángulos en términos de los parámetros específicos de un lugar. Para lograr esto, dichas coordenadas se pueden relacionar con las cantidades angulares fundamentales del sistema coordenado ecuatorial, que son la declinación solar y el ángulo horario, por medio de la latitud del lugar en cuestión.

Declinación solar δ . El plano del ecuador terrestre tiene una inclinación casi constante con respecto al plano orbital de la Tierra de $23^\circ 27'$, esta inclinación, aunada al paralelismo del movimiento del eje terrestre en el espacio, conforme la Tierra se mueve alrededor del Sol, provoca que la posición más alta que alcanza éste durante el día, en su movimiento aparente en el cielo, varíe durante todo el año. El Sol ocupa su posición más alta durante el día cuando pasa por el meridiano local. El tiempo en el que el Sol pasa por el meridiano local es llamado mediodía verdadero o mediodía solar. La elevación máxima del Sol está determinada por las variaciones en el ángulo de declinación del Sol, dicho

ángulo es el formado por el plano que contiene al ecuador terrestre y la línea que va, del centro del sistema ecuatorial, al centro del Sol, este ángulo es medido en el momento en que el Sol pasa por el meridiano local. La declinación depende de la posición que tenga la Tierra sobre su órbita, es decir, depende del día del año. La declinación solar puede ser calculada por medio de la ecuación de Cooper [Duffie, 1974]:

$$\delta = 23.45 \text{ Sen } [(360^\circ / 365)(284 + n)] \quad (1.3)$$

donde n es el día del año, siendo 1 el 1° de enero y 365 el 31 de diciembre. La declinación es considerada positiva cuando el Sol se encuentra en latitudes norte y negativa en latitudes sur.

Angulo horario ω . La posición del Sol, durante su movimiento aparente, puede ser expresada por medio del ángulo horario, éste es la distancia angular entre el círculo horario y el meridiano local. Para medirlo se toma al mediodía solar como cero, y a cada hora se le da el valor de 15° de longitud, considerando las horas de la mañana con signo positivo y con negativo las de la tarde.

Por último, el tercer ángulo fundamental, que es empleado en el cálculo de la altitud y el azimut, es la latitud ϕ , que es positiva al norte del ecuador y negativa al sur. La posición del Sol, expresada en las coordenadas del sistema ecuatorial, se muestra en la figura 1.3.

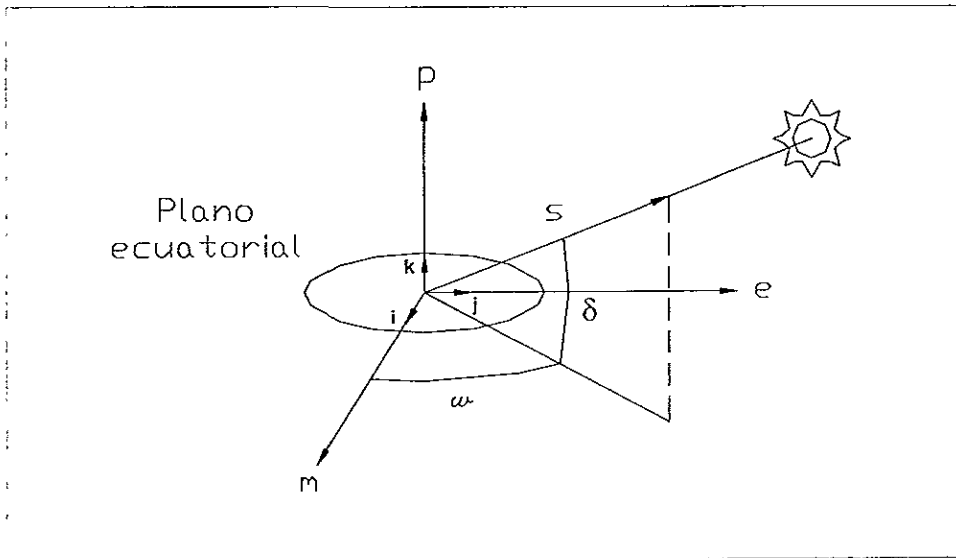


Fig. 1.3.- Sistema coordenado ecuatorial

El vector unitario que nos indica la dirección del Sol, en este sistema de coordenadas, se puede obtener fijando los vectores unitarios i , j , k a lo largo del eje meridional, el eje con dirección hacia el este y el eje polar, respectivamente, dando por resultado [Anderson, 1983]:

$$s = \text{Cos } \delta \cdot \text{Cos } w \cdot i + \text{Cos } \delta \cdot \text{Sen } w \cdot j + \text{Sen } \delta \cdot k \quad (1.4)$$

Para relacionar el ángulo cenital solar y el azimut solar con la declinación solar, el ángulo horario y la latitud del lugar, se translada el sistema de coordenadas horizontal al centro del sistema ecuatorial, de manera que ambos tengan el mismo origen, así, al coincidir los ejes con dirección al este de los dos sistemas, el ángulo formado por el eje vertical y el eje meridional, del sistema horizontal y ecuatorial, respectivamente, es igual a la latitud del lugar en que se encuentra el observador. Esta translación no altera ningún ángulo, ya que el radio de la Tierra es pequeño comparado con la distancia entre el Sol y la Tierra.

Así, las componentes de los vectores unitarios que nos indican la dirección del Sol, en cada uno de los sistemas coordenados, pueden relacionarse por medio de la latitud, obteniéndose las relaciones siguientes [Anderson, 1983]:

$$\text{Cos } \theta_c = \text{Sen } \phi \cdot \text{Sen } \delta + \text{Cos } \phi \cdot \text{Cos } \delta \cdot \text{Cos } w \quad (1.5)$$

$$\text{Cos } \varphi_s = (\text{Sen } \phi \cdot \text{Cos } \delta \cdot \text{Cos } w - \text{Cos } \phi \cdot \text{Sen } \delta) / \text{Sen } \theta_c \quad (1.6)$$

$$\text{Sen } \varphi_s = \text{Cos } \delta \cdot \text{Sen } w / \text{Sen } \theta_c \quad (1.7)$$

Cabe hacer mención, que todos los valores de tiempo que son empleados para evaluar las cantidades angulares descritas en esta sección, deben ser expresadas en términos del tiempo solar verdadero.

1.5 TIEMPO SOLAR VERDADERO Y TIEMPO SOLAR MEDIO.

En su revolución anual alrededor del Sol, la Tierra se mueve siguiendo una órbita elíptica, en la que el Sol ocupa uno de los focos; de acuerdo a las leyes de la mecánica celeste, la Tierra se desplaza más rápido cuando está cerca del Sol y más lentamente cuando está alejado de él. Si se calcula la duración del día, midiendo el intervalo de tiempo que separa dos posiciones sucesivas del Sol, en su punto más alto en la bóveda celeste, es decir, a su paso por el meridiano local, se obtiene lo que se conoce como el día solar verdadero. La duración de este día, sin embargo, cambia durante todo el año

debido a las variaciones en la velocidad orbital de la Tierra. Si como unidad de tiempo se utilizara un día, cuya duración variase cada día, sería muy poco práctico; por esta razón, para tener una escala uniforme de tiempo, se ha introducido el concepto de día solar medio, éste surge al tomar como referencia al Sol medio. El Sol medio es un punto imaginario que viaja alrededor de la Tierra, en una órbita circular (ecuador celeste), con una velocidad angular constante, igual a $2\pi \text{ rad/año} = 1.99 \times 10^{-8} \text{ rad/seg}$ [Saying, 1977]. El día solar medio es obtenido al medir el intervalo de tiempo que separa, al igual que el día solar verdadero, dos pasos sucesivos del sol imaginario por el meridiano local.

El día solar verdadero, da origen al tiempo solar verdadero, también conocido como tiempo solar aparente, que es medido por medio del ángulo horario.

Por otro lado, el día solar medio define al tiempo solar medio que es el ángulo horario del Sol medio y es medido, al igual que el tiempo solar verdadero, a partir del instante en que éste intercepta al meridiano local del observador.

El tiempo solar medio puede desviarse del tiempo solar verdadero hasta por 4.5° (si $360^\circ/24\text{h} = 15^\circ/\text{h}$ entonces $1^\circ = 4 \text{ min}$) ya que, si bien, la duración de cualquier día solar verdadero difiere poco de su correspondiente día solar medio, el efecto es acumulativo. La diferencia entre el tiempo solar verdadero y el tiempo solar medio es conocida como la ecuación del tiempo, ésta en realidad no es una ecuación, sino simplemente un factor de corrección que cambia dependiendo del día del año y que toma en cuenta las perturbaciones en la órbita terrestre y en la velocidad de rotación de la Tierra, factores que afectan el tiempo en que el Sol aparece cruzando el meridiano local.

El tiempo solar verdadero puede ser encontrado a partir del tiempo local, de un determinado lugar, por medio de dos correcciones. La primera corrección se hace para cualquier diferencia entre la longitud de la locación y la del meridiano estándar en el que está basado el tiempo local. En la longitud del meridiano estándar el tiempo solar medio y el tiempo local estándar son iguales. Al este o al oeste, del meridiano estándar, el tiempo solar medio está atrasado o adelantado, respectivamente, del tiempo local estándar (4 min. por grado de rotación), así, ambos tiempos están relacionados por:

$$\text{TIEMPO SOLAR MEDIO} = \text{TIEMPO LOCAL ESTANDAR} + 4 \text{ [Grados este (+) u oeste (-) del meridiano estándar]} \quad (1.8)$$

Una vez que se ha encontrado el tiempo solar medio se hace la segunda corrección para obtener el tiempo solar verdadero. Esta corrección se realiza simplemente sumando la ecuación del tiempo al tiempo solar medio:

$$\text{TIEMPO SOLAR VERDADERO} = \text{TIEMPO SOLAR MEDIO} + \text{+ ECUACION DEL TIEMPO} \quad (1.9)$$

La obtención del tiempo solar verdadero es de gran importancia, ya que éste es empleado para evaluar los ángulos solares utilizados en los cálculos de energía solar.

1.6 ANGULO DE INCIDENCIA DE LA RADIACION SOLAR DIRECTA.

La radiación directa proveniente del Sol llega a la superficie de la Tierra con una cierta dirección, la cual está determinada por la posición del Sol en la bóveda celeste. Cuando la radiación solar incide sobre un plano que se encuentra ubicado en la superficie terrestre con cualquier orientación (ya sea que esté fijo o se mueva con respecto a la Tierra), la energía que captará dicho plano será, únicamente, el flujo de radiación que es normal a su superficie. El valor de la radiación captada dependerá del ángulo de incidencia θ_i de la radiación solar, dicho ángulo es el formado por la componente directa de la radiación solar y la normal a la superficie receptora.

Para obtener el ángulo de incidencia consideraremos un plano ubicado sobre la superficie de la Tierra, con una orientación descrita por su azimut ϕ y con una inclinación l medida del plano horizontal a su superficie, según como se muestra en la figura 1.4.

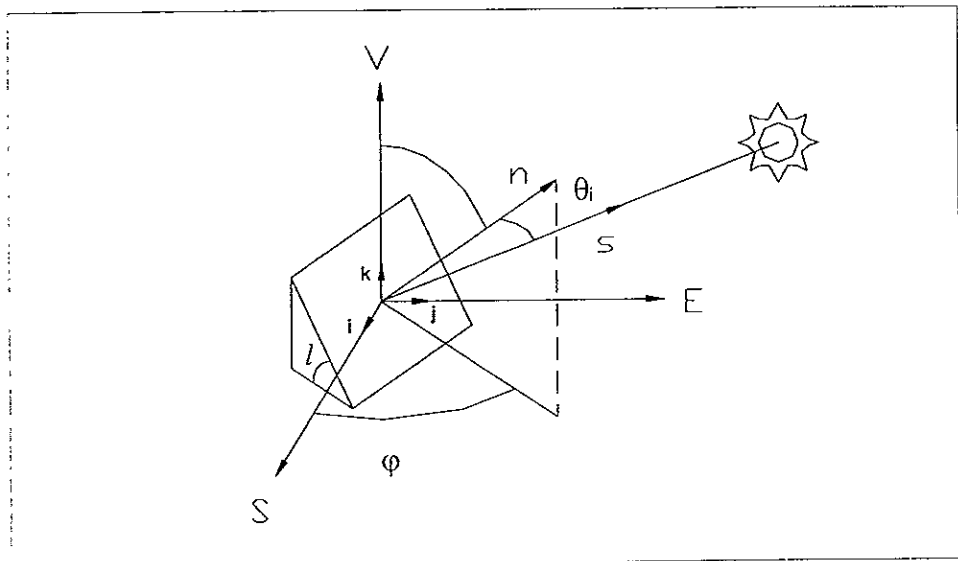


Fig. 1.4.- Ángulo de incidencia de la radiación directa sobre una superficie inclinada.

Considerando la inclinación positiva si el plano mira hacia el sur y negativa si mira hacia el norte. Referido a un sistema coordenado horizontal, la dirección del vector unitario normal al plano está especificada por sus tres cosenos directores como [Anderson, 1983].

$$n = \text{Sen } l \cdot \text{Cos } \varphi \text{ i} + \text{Sen } l \cdot \text{Sen } \varphi \text{ j} + \text{Cos } l \text{ k} \quad (1.10)$$

por otra parte, la posición del Sol referida al mismo sistema está dada, según se vio anteriormente, por el vector:

$$s = \text{Sen } \theta_c \cdot \text{Cos } \varphi_s \text{ i} + \text{Sen } \theta_c \cdot \text{Sen } \varphi_s \text{ j} + \text{Cos } \theta_c \text{ k} \quad (1.2)$$

por álgebra sabemos que el coseno del ángulo formado por dos vectores unitarios que tienen el mismo origen, está dado por el producto escalar de ambos. Efectuando dicha operación y sustituyendo en el resultado las relaciones obtenidas en la sección 1.4, obtenemos el ángulo de incidencia solar θ_i en función de la declinación solar, el ángulo horario del Sol, la latitud del lugar y los ángulos de inclinación y azimutal del plano en cuestión [Anderson, 1983]:

$$\begin{aligned} \text{Cos } \theta_i = n \cdot s = & (\text{Sen } \phi \cdot \text{Cos } l - \text{Cos } \phi \cdot \text{Sen } l \cdot \text{Cos } \varphi) \text{Sen } \delta + \\ & + (\text{Cos } \phi \cdot \text{Cos } l + \text{Sen } \phi \cdot \text{Sen } l \cdot \text{Cos } \varphi) \text{Cos } \delta \cdot \text{Cos } \omega + \\ & + \text{Sen } l \cdot \text{Sen } \varphi \text{Sen } \omega \text{Cos } \delta \end{aligned} \quad (1.11)$$

1.7 RAZON DE LA RADIACION DIRECTA SOBRE UNA SUPERFICIE INCLINADA A UNA SUPERFICIE HORIZONTAL.

En muchas ocasiones, es conveniente convertir los datos de la radiación solar, medida sobre una superficie horizontal, a datos de la radiación sobre una superficie inclinada. Esta conversión se puede hacer con exactitud para la componente directa de la radiación solar. La geometría de los rayos solares sobre una superficie horizontal y una inclinada se muestran en la figura 1.5

La dirección de la radiación directa es la misma para cualquier orientación de la superficie receptora, sólo su proyección sobre la superficie cambia con la orientación de ésta. La razón de la radiación directa sobre una superficie inclinada a una superficie horizontal es [Duffie, 1974].

$$R_d = I_{d,i} / I_{d,h} = I \cos \theta_i / I \cos \theta_c = \cos \theta_i / \cos \theta_c \quad (1.12)$$

donde θ_i es el ángulo de incidencia solar y θ_c es el ángulo cenital solar.

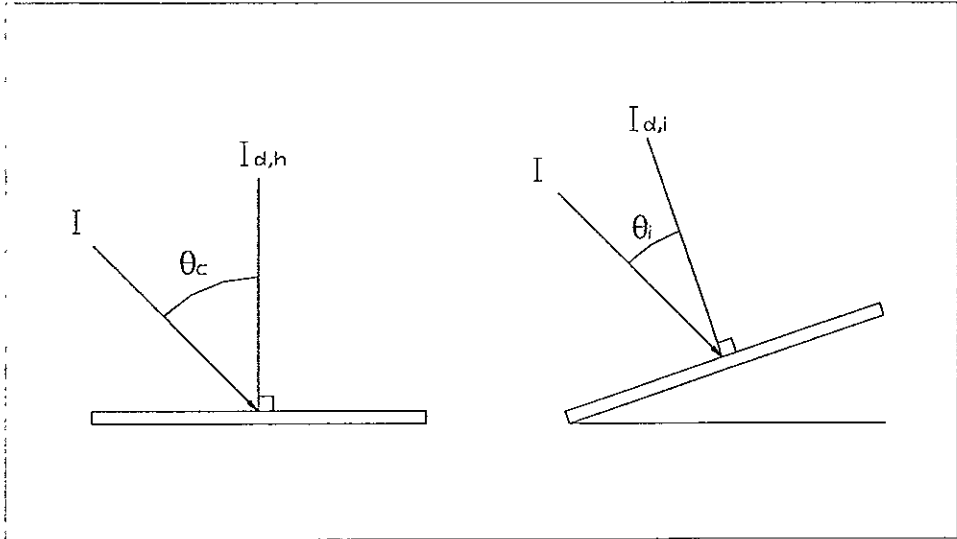


Fig. 1.5.- Radiación directa incidente sobre una superficie horizontal e inclinada.

1.8 MEDICION DE LA RADIACION SOLAR.

La medición de la radiación solar es necesaria para diferentes propósitos, como pueden ser el estudio de las variaciones instantáneas y de la constancia de la radiación emitida por el Sol, la compilación de datos para estudios biológicos, médicos o arquitectónicos con respecto a la radiación solar, o bien, para la optimización del diseño de cualquier aplicación de la radiación solar entre otros.

Del tipo de estudio que se lleve a cabo dependerá la clase de medición que se vaya a realizar. Así, existen siete clases principales de mediciones de la radiación solar, que son:

- 1) Radiación directa del Sol medida a incidencia normal.

- 2) Radiación global recibida sobre una superficie horizontal.
- 3) Radiación difusa; la radiación del Sol dispersa a través de la atmósfera.
- 4) Radiación solar reflejada por el suelo y otras superficies.
- 5) Radiación directa, difusa o global en porciones limitadas del espectro solar.
- 6) Mediciones de la radiación incidente sobre una superficie esférica.
- 7) Mediciones de la radiación global recibida sobre una superficie plana, que se encuentra fija y que es diferente a la horizontal.

Los instrumentos empleados para realizar estas mediciones son conocidos con el nombre de actinómetros, o bien, radiómetros, de éstos los más comúnmente usados para medir las distintas componentes de la radiación solar son:

Pirheliómetro. Es un instrumento que se emplea para medir la intensidad de la radiación solar directa con una incidencia normal, generalmente esta medición está dada en $W/m^2 \cdot Sr$ ó $Cal/cm^2 \cdot min \cdot Sr$. Para realizar esta medición, el pirheliómetro debe estar constantemente apuntando hacia el Sol, por lo que un mecanismo de seguimiento de Sol es parte integral de este instrumento.

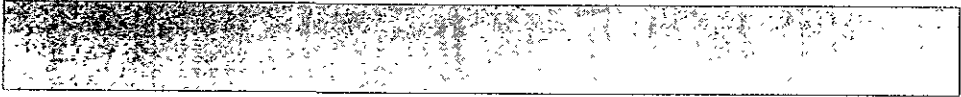
Piranómetro. Se emplea para medir el flujo de la radiación global, generalmente sobre una superficie horizontal, y también para la medición del flujo de radiación solar difusa cuando se emplea un dispositivo que bloquea la radiación solar directa. Las unidades que generalmente son usadas para estas mediciones son W/m^2 ó $Cal/cm^2 \cdot min$. La característica general de este instrumento es que su sensor, que consta de una superficie plana, es colocado horizontalmente de manera que puede recibir la radiación de todas direcciones, procurando que su campo de "visión" esté limitado al hemisferio celeste y evitando tener obstáculos a su alrededor. Para evitar el efecto del viento o cualquier otro tipo de precipitación, se coloca sobre los sensores uno o dos domos concéntricos de vidrio, los cuales son transparentes para todas las longitudes de onda del espectro actinométrico.

En general, los instrumentos mencionados están diseñados para convertir la energía de la radiación incidente, en otra forma de energía convencional. que sea fácil de medirse. Estos instrumentos se clasifican dependiendo del principio físico en el que están basados, así como por sus características de precisión y estabilidad.

Cuando se cuenta con datos o mediciones de la radiación solar en ellos se deben especificar ciertos puntos para que puedan ser utilizados correctamente, dicha información es:

- a) Si las mediciones son de radiación directa, difusa o global y el instrumento empleado.
- b) La orientación de la superficie receptora (horizontal, normal o inclinada un cierto ángulo).
- c) Si las mediciones son instantáneas o valores integrados en algún período de tiempo.
- d) El tiempo o los períodos de tiempo de medición.
- e) Si es un promedio, el período sobre el cual fue calculado.

Las mediciones de la radiación solar son la mejor fuente de información para los estudios referentes a la energía solar, sin embargo, cuando no se cuenta con éstos, es posible estimar la radiación promedio a partir de otros datos meteorológicos que están relacionados con la radiación solar [Duffie, 1974; Saying, 1977]. También, existen diferentes relaciones que se han obtenido empíricamente para estimar la radiación solar empleando, por ejemplo, los datos de las horas de luz de Sol o de la nubosidad, en una locación dada. Una tercera opción es la estimación de la radiación en un lugar determinado empleando los datos de otra locación que tenga clima, latitud y topografía similares. Finalmente, una cuarta opción es la medición de la radiación por medio de imágenes de satélite.



CAPITULO II

CONCENTRADOR DE CANAL PARABOLICO

La energía proveniente del Sol puede ser utilizada, en la superficie terrestre, por medio de varios métodos, los cuales emplean, ya sea directa o indirectamente dicha energía. Dentro de las técnicas que utilizan directamente la energía solar se encuentra la conversión térmica, la cual consiste en interceptar la energía radiante del Sol para transformar, tanto como sea posible, parte de esta energía en calor útil. Esta conversión térmica se realiza en los dispositivos conocidos con el nombre de colectores solares.

Existen varios tipos de colectores, los cuales difieren tanto en su geometría, como en las temperaturas que son capaces de alcanzar, sin embargo, éstos pueden ser divididos en dos clases principales, que son: colectores concentradores y no concentradores.

En los colectores sin concentración el área en la que se intercepta a la radiación solar es la misma en la que es colectada, de esta manera, en el momento en que la radiación incide sobre el colector, ésta es absorbida y convertida en calor. Así, en estos colectores la conversión se lleva a cabo de forma inmediata.

Por su parte, los concentradores solares son sistemas que concentran el flujo solar que incide sobre ellos antes de transformarlo en calor. Para llevar a cabo dicha concentración estos colectores cuentan con un elemento básico, un instrumento óptico, que puede ser un reflector o un lente que refleja o refracta, según sea el caso, la componente directa de la radiación solar, de manera que ésta es enfocada sobre un receptor, cuya área de absorción es más pequeña que el área total del instrumento óptico que intercepta a la radiación solar. Como resultado de esta concentración, se tiene un flujo mayor de energía por unidad de área, que permite transformar la energía a temperaturas más altas. En los concentradores solares las pérdidas térmicas se reducen, debido a que el área que es calentada disminuye. De esta forma, la reducción de pérdidas permite al colector calentar el fluido de trabajo a una temperatura más alta y con una mayor eficiencia.

Dentro de los concentradores solares, se encuentra el concentrador de sección parabólica, también llamado de canal parabólico o cilíndrico parabólico, que es uno de los colectores más ampliamente desarrollado dentro de los sistemas térmicos solares. Este concentrador, cuyo esquema se muestra en la figura 2.1, consiste de un reflector de perfil parabólico, construido en forma de canal, que concentra la radiación directa del Sol sobre un receptor ubicado en el eje focal de la parábola. En dicho receptor la radiación es absorbida y convertida en energía térmica, la cual es transferida a un fluido que circula en su interior.

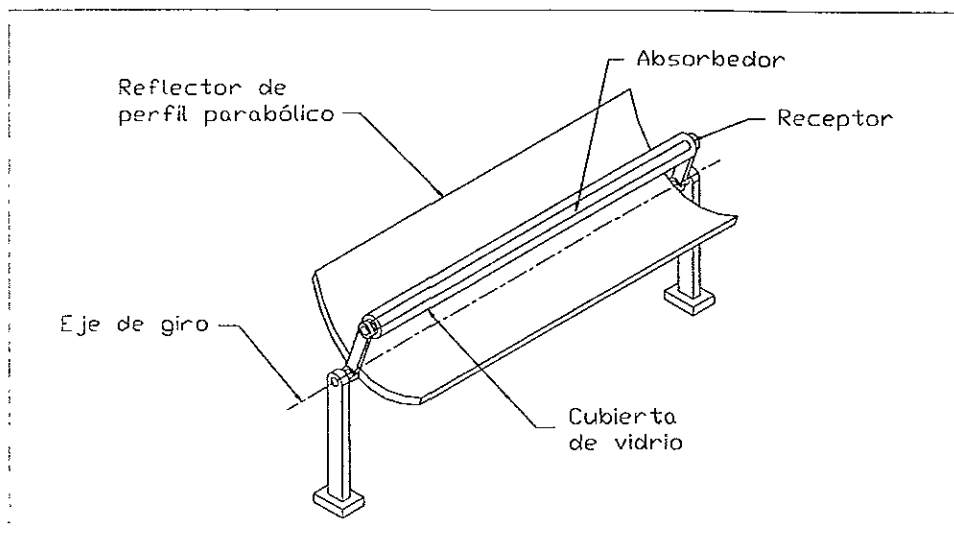


Fig. 2.1.- Concentrador de canal parabólico.

En el concentrador cilíndrico parabólico, la concentración de energía es posible gracias al perfil del reflector, el cual enfoca, sobre un punto único, la radiación directa que incide sobre él. Este enfoque solamente es posible cuando la radiación directa es paralela al eje óptico de la parábola (igual al eje simétrico), lo cual se cumple cuando el eje focal, la línea del vértice del reflector y el Sol se encuentran en un mismo plano. Sin embargo, dado que la posición del Sol en el cielo cambia con el tiempo, este concentrador requiere de un sistema que le permita seguir al Sol durante su movimiento aparente.

Debido a que los concentradores cilíndrico parabólicos poseen la propiedad útil, al igual que todos los sistemas de espejos cilíndricos, de que la distancia entre la línea focal y el vértice del reflector parabólico, es constante para todos los ángulos del campo longitudinal, el sistema de seguimiento requerido, únicamente necesita hacer rotar al concentrador alrededor de un eje simple para seguir al Sol.

El concentrador de canal parabólico es considerado la configuración óptica básica de foco lineal. Este colector es un concentrador de imagen, ya que el reflector produce una imagen óptica de la fuente, en este caso el Sol, en el foco de la parábola. La imagen en el receptor tiene la forma de una línea delgada, aunque dicha imagen puede ser distorsionada.

En estos concentradores, generalmente se pueden obtener razones de concentración que se ubican entre 10 y 82, alcanzando temperaturas de operación que van de 150° a 400° C.

Los concentradores cilíndrico parabólicos son identificados como sistemas de receptor distribuido, esto se debe a que generalmente, en una instalación, se emplean uno o más colectores, los cuales, por medio de su reflector, enfocan la energía del Sol sobre su propio receptor de calor. De esta manera, se crea un arreglo en el que se tiene una distribución de receptores a lo largo de todo un campo de colectores.

2.1 IMAGEN SOLAR.

El sistema óptico de un concentrador solar tiene como función el formar una imagen del Sol sobre el receptor, aunque en general, dicha imagen no es clara.

Debido a las relaciones que existen entre el tamaño del Sol y la distancia que lo separa de la Tierra, el disco solar subtende un ángulo $\theta_s = 32'$ para un observador que se encuentra en la Tierra. De esta forma, la imagen teórica de Sol, creada por cualquier sistema óptico, tendrá un tamaño finito que dependerá del tamaño del disco solar y de la geometría del sistema

En el caso de un concentrador de canal parabólico, el reflector crea una imagen tridimensional, como se muestra en la figura 2.2, cuyo ancho es determinado por las aberraciones ópticas que presenta el espejo parabólico.

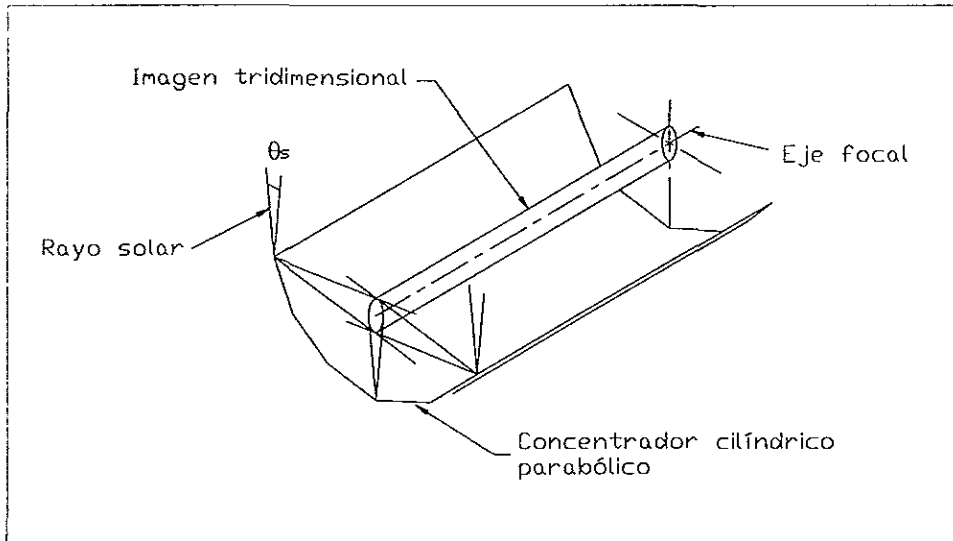


Fig. 2.2.- Imagen solar creada por el concentrador cilíndrico parabólico.

La primera de estas aberraciones es la coma, esto significa que aún cuando la imagen central formada por el reflector es esencialmente perfecta, las imágenes formadas cuando el Sol está fuera de eje tendrán coma, es decir, tendrán una forma alargada y presentarán, cerca de uno de sus extremos, un máximo de iluminación, lo que dará por resultado una imagen degradada.

La segunda aberración son los errores de escala sobre el eje. Estos errores se deben a que los rayos reflejados desde la región central del reflector parabólico, viajan una distancia corta para llegar al foco, mientras que los rayos reflejados desde el borde del reflector, recorren una distancia significativamente más grande; como los rayos reflejados desde ambos puntos del espejo tienen el mismo ángulo θ_s de divergencia, el tamaño de la imagen formada en el plano focal es más grande e inclinada, para los rayos reflejados en el borde, que para los rayos reflejados en la región central. Esta situación provoca una mayor extensión de la imagen que forma el reflector.

La extensión de la imagen solar se puede demostrar de la siguiente manera [Estrada, 1993; Garg, 1987]. En la figura 2.3 se muestra la sección transversal de un

concentrador de canal parabólico. Consideremos el punto A, el cual es cualquier punto localizado sobre la superficie del reflector. Sobre este punto incide la radiación solar con una anchura angular θ_s y con una dirección paralela al eje principal de la parábola.

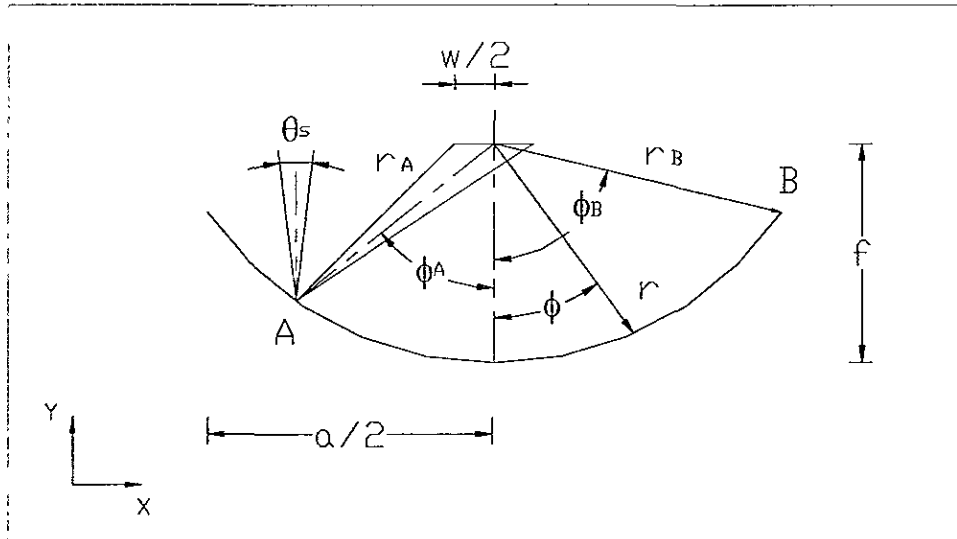


Fig. 2.3.- Sección transversal del concentrador cilíndrico parabólico.

Si consideramos que la distancia del foco de la parábola al punto A es r_A , entonces, el ancho w de un receptor plano que es normal al eje de la parábola y que intercepta toda la radiación reflejada es :

$$w = 2 \cdot r_A \cdot \text{Sen} (\theta_s / 2) / \text{Cos} (\phi_A + \theta_s / 2)$$

Si variamos el valor de r encontraremos el ancho necesario para interceptar toda la radiación reflejada para cualquier rayo que incida paralelamente al reflector. Para esto, debemos recordar que en un reflector parabólico la distancia focal f es una constante de la ecuación de la superficie:

$$x^2 = 4 f y$$

de la figura 2.3 obtenemos:

$$x = r \text{ sen } \phi$$

$$y = f - r \cos \phi$$

sustituyendo en la ecuación de la parábola se tiene:

$$r = 2 f / (1 + \text{Cos } \phi)$$

Considerando el punto B, localizado en el extremo del perfil del reflector, vemos que se forma el ángulo ϕ_B , que se conoce como ángulo de borde y es el ángulo máximo que puede formar un rayo que incide paralelamente al eje óptico del concentrador. Si el ángulo ϕ varía desde 0 en el centro de la parábola, hasta ϕ_B en el borde, entonces r aumenta de f a r_B , respectivamente. Tomando en cuenta que el ancho angular del Sol es $\theta_s = 32'$, entonces, el tamaño teórico de la imagen del Sol en el receptor aumenta, de:

$$w = 2 \cdot f \cdot \text{Tan } 16'$$

en $r = f$, hasta

$$w = 2 \cdot r_B \cdot \text{Sen } 16' / \text{Cos } (\phi_B + 16')$$

en $r = r_B$. De esta manera, se presenta una expansión de la imagen solar aun cuando el concentrador es geoméricamente perfecto.

2.2 PARAMETROS OPTICOS Y GEOMETRICOS DE UN CONCENTRADOR SOLAR.

Existen varios parámetros que caracterizan a un concentrador solar y que son de gran importancia en su diseño, dichos parámetros se definen a continuación.

Apertura. La apertura de un concentrador es el área abierta o proyectada del sistema óptico, a través de la cual, la radiación solar incidente es aceptada. Esta puede ser determinada por los extremos físicos del concentrador. A menudo, la apertura es caracterizada por el ancho del reflector, si se trata de un sistema de dos dimensiones, o bien, por su diámetro, en el caso de uno tridimensional.

Angulo de borde. El ángulo de borde de un concentrador, es definido como el ángulo entre el eje del reflector y la línea que va del foco a su borde. Este ángulo es una medida del tamaño de la apertura y describe los límites de las direcciones desde las cuales, la radiación incidente en el reflector, alcanza al receptor, además de fijar el tamaño de la imagen solar sobre la superficie del receptor.

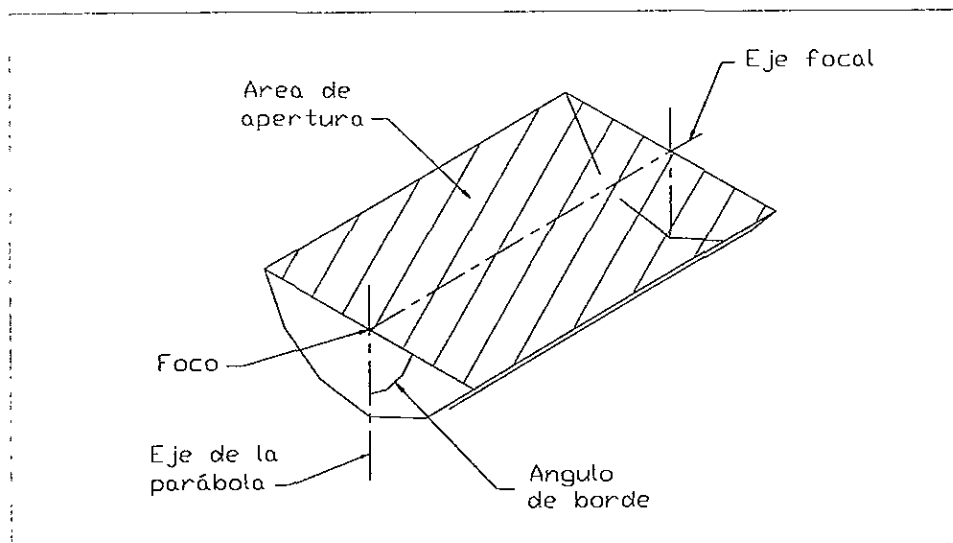


Fig. 2.4.- Parámetros del concentrador de canal parabólico.

Angulo de aceptación. El ángulo de aceptación o campo de visión, es el rango angular dentro del cual, una fuente puntual puede ser movida de manera que todos, o casi todos los rayos incidentes sobre la apertura, lleguen al receptor sin necesidad de mover el colector. Este ángulo es de gran importancia ya que determina si es necesario o no, un sistema de seguimiento de Sol en el concentrador. Por ejemplo, si un concentrador tiene un ángulo de aceptación grande, requerirá moverse sólo estacionalmente, mientras que otro, con un ángulo de aceptación pequeño, necesitará seguir al Sol continuamente.

Factor de intercepción. Es la fracción de la radiación incidente sobre la apertura que es interceptada por el absorbedor del concentrador. Este factor es una propiedad del concentrador y de su orientación al producir una imagen, así como del receptor y su posición con respecto al reflector al interceptar parte de dicha imagen.

Razón de concentración. Existen dos definiciones de la razón de concentración en colectores solares, sin embargo, la diferencia entre ellas no es apreciada muy a menudo y por tanto no son claramente identificadas. La primer definición es meramente geométrica y se conoce como razón de concentración geométrica o concentración balanceada de radiación. Esta razón se refiere al flujo promedio por unidad de área sobre el absorbedor completo y está definida como la razón del área efectiva de apertura del concentrador, al área de absorción de energía del receptor que se encuentra

emitiendo radiación térmica infrarroja (a la temperatura del absorbedor), esto es [De Winter, 1990; Garg, 1987]:

$$C = A_{\text{apertura}} / A_{\text{absorbedor}}$$

esta razón de concentración permite determinar la temperatura promedio del absorbedor basándose en un balance de radiación entre la energía neta de entrada y de salida.

La otra razón de concentración se conoce como razón de concentración local o razón de concentración de brillantez, ésta algunas veces es utilizada dado que en la mayor parte de los concentradores el receptor no se encuentra completa o uniformemente iluminado. Dicha razón se refiere al flujo máximo de energía por unidad de área dentro de la imagen. Esta se define como la razón del flujo de energía sobre el receptor, al flujo sobre la apertura y está dada por [Garg, 1987]:

$$C_{\text{flujo}} = I_{\text{receptor}} / I_{\text{apertura}}$$

esta razón de concentración permite determinar la temperatura máxima en cualquier punto sobre el absorbedor.

La razón de concentración de brillantez es un concepto útil en el estudio de los sistemas fotovoltaicos, sin embargo, en el trabajo con los colectores térmicos solares, la razón de concentración geométrica es más apropiada.

2.3 LIMITE TERMODINAMICO DE CONCENTRACION.

La razón de concentración que puede alcanzar cualquier sistema óptico, con un ángulo de aceptación diferente a cero, se encuentra limitada a un valor que se conoce como límite termodinámico (o ideal) de concentración. Existe una relación entre la óptica geométrica y la segunda ley de la termodinámica ya que, de no ser así, si la radiación solar pudiera ser concentrada sobre un receptor pequeño arbitrariamente, la temperatura que éste alcanzaría podría exceder la temperatura del Sol. Esto sería, obviamente, una violación a la segunda ley de la termodinámica, que establece que el calor no puede fluir de una superficie de menor temperatura a otra de mayor temperatura sin que exista una fuente externa de trabajo. El límite termodinámico de concentración es obtenido al considerar la transferencia de calor por radiación entre dos superficies, la fuente de radiación que es el Sol y el receptor del concentrador. Para un concentrador bidimensional, como es el caso de un concentrador cilíndrico parabólico, dicho límite está dado por [Rabl, 1985]:

$$C_{\text{ideal,2D}} = 1 / \text{Sen } \theta_a$$

donde θ_a es la mitad de un ángulo de aceptación dado. Si tomamos en cuenta que el ángulo que subtende el Sol visto desde la Tierra, es de aproximadamente $32'$, entonces la razón de concentración máxima posible, para un concentrador bidimensional, es de alrededor de 215. Sin embargo, en la práctica esta razón de concentración no es alcanzada por un concentrador debido a las siguientes razones [De Winter, 1990]:

1.- Los concentradores convencionales, los del tipo de enfoque en particular, están basados en diseños ópticos que caen lejos del límite termodinámico por un factor que va de 2 a 4.

2.- Los errores de seguimiento, las imperfecciones en la superficie del reflector y en su contorno, así como la desalineación del receptor, requieren del diseño de ángulos de aceptación considerablemente más grandes que el diámetro angular del Sol.

3.- Al no existir un material reflector perfectamente especular, el ángulo de aceptación del concentrador debe ser aumentado.

4.- Debido a la dispersión atmosférica, una porción significativa de la radiación solar llega al concentrador con otras direcciones, diferentes a la del disco solar.

2.4 TEMPERATURA MAXIMA ALCANZABLE.

Además del límite termodinámico de concentración también existe un límite en la temperatura que puede ser alcanzada por un concentrador. Este límite se obtiene al efectuar balances energéticos en el sistema fuente-colector. Dichos balances dan por resultado una expresión que relaciona la temperatura del receptor T_{abs} , con la temperatura de la fuente T_s , que en este caso es el Sol, en términos de los parámetros ópticos y térmicos del sistema. Dicha expresión es la siguiente [Rabl, 1985]:

$$T_{abs} = T_s [(1 - \eta) \tau \alpha_{abs} C / \epsilon_{abs} C_{ideal, 3D}]^{1/4}$$

donde η es la fracción de energía extraída como calor útil y/o perdida por convección o conducción, τ = (1-pérdidas ópticas en la atmósfera y en el colector), ϵ_{abs} es la emitancia y α_{abs} la absortancia del absorbedor del receptor y C es la razón de concentración geométrica del concentrador.

Considerando los límites cuando $\eta \rightarrow 0$, $\tau \rightarrow 1$, $\epsilon_{abs} \rightarrow \alpha_{abs}$ y suponiendo un concentrador bidimensional en el que $C = C_{ideal, 2D} \approx 215$, entonces la temperatura máxima que puede ser alcanzada en el absorbedor de un concentrador bidimensional, óptica y térmicamente idealizado es:

$$T_{\text{máx}} \approx 1570 \text{ K}$$

Esta temperatura solamente puede ser alcanzada si no es perdido calor por absorción, convección o conducción y si la concentración es igual al límite termodinámico de concentración.

2.5 CARACTERISTICAS DE RADIACION DE LOS MATERIALES.

Antes de explicar la función y las características de cada uno de los componentes de un concentrador cilíndrico parabólico, es conveniente recordar las características de radiación de los materiales.

Cuando un flujo de radiación incide sobre un material, parte de esta energía es absorbida, otra es reflejada y si el material es transparente, otra más es transmitida. Cada una de estas fracciones de energía puede ser determinada por medio de las características que el material presenta a la radiación. Dichas características se definen brevemente a continuación.

Absortancia. Si un flujo de radiación incide sobre un material, sólo una parte de éste será absorbido. Ningún material absorberá toda la energía incidente sobre él. A la fracción del flujo de energía que es absorbida se le conoce como absortancia. La absortancia de un material depende de la dirección y de la longitud de onda de la radiación incidente. Una característica útil de los materiales es la absortancia total o hemisférica, la cual es la fracción de la energía incidente, que viene de todas direcciones y en todas las longitudes de onda, que es absorbida por el material.

Reflejancia. La reflejancia es la fracción reflejada de un flujo de radiación cuando éste incide sobre una superficie. En general, la reflejancia depende tanto de la longitud de onda como de la distribución espacial de la radiación incidente. Cuando la radiación que incide sobre una superficie, tiene la forma de un ángulo sólido pequeño, dos casos límites de reflexión pueden presentarse, que son la reflexión especular y la reflexión difusa. La reflexión especular se presenta cuando el ángulo de incidencia de la radiación es igual a su ángulo de reflexión, siendo el ángulo sólido incidente igual o un poco mayor al ángulo sólido reflejado. Por otro lado, la reflexión difusa se presenta cuando la radiación reflejada es distribuida uniformemente en todas direcciones. En la práctica la reflexión de una superficie no es totalmente especular ni difusa. Así, una característica útil de las superficies reflectoras es la reflejancia especular, la cual es la porción fraccional, de un rayo colimado incidente, que es reflejada de manera que el ángulo de reflexión es igual al

ángulo de incidencia. Esta reflejancia especular es una función de la naturaleza de la superficie y de su tersura o planaridad.

Transmitancia. Cuando un material es transparente o semitransparente una parte de la radiación que incide sobre él, aparte de ser reflejada o absorbida, será transmitida. La transmitancia es un término que se emplea para el proceso en el que un flujo incidente abandona un medio, sobre un lado que es diferente al lado de incidencia. La transmitancia es la fracción de la energía incidente que es conducida a través del medio. Esta es una función de la longitud de onda y del ángulo de incidencia de la radiación, así como del espesor, el índice de refracción y el coeficiente de extinción del material.

La transmitancia es una característica de los materiales transparentes o semitransparentes, en el caso de un material opaco dicha transmitancia es igual a cero.

Otra característica de radiación importante en los materiales empleados en el aprovechamiento de la energía solar, es la emitancia.

Emitancia. Cuando un cuerpo es calentado, sus átomos, moléculas o electrones son elevados a niveles más altos de actividad, después de lo cual tienden a retornar a estados de energía más bajos. Durante este proceso el cuerpo tiende a emitir energía en forma de radiación electromagnética. Debido a que la emisión de esta energía es el resultado de cambios en los estados electrónicos, rotacionales y vibracionales de los átomos y moléculas del cuerpo, la radiación emitida se distribuye sobre un rango de longitudes de onda. El flujo de energía emitido por un cuerpo opaco dependerá de su emitancia y de su temperatura. La emitancia es definida como la razón del flujo de energía emitida por un cuerpo, a una determinada temperatura, al flujo que emite un cuerpo negro perfecto que se encuentra a la misma temperatura. Al igual que las características de radiación anteriores, la emitancia dependerá de la dirección y de la longitud de onda de la radiación emitida.

2.6 COMPONENTES DEL CONCENTRADOR CILINDRICO PARABOLICO.

Como se mencionó anteriormente, un concentrador de canal parabólico se compone de tres elementos básicos, que son: un reflector, un receptor y un sistema para seguir al Sol a lo largo de un solo eje. Así mismo, también se consideran como partes del colector a los soportes estructurales y las cimentaciones. Estos componentes deben contar con una serie de características para que el colector funcione correctamente. La descripción detallada de cada una de estas partes se presenta a continuación.

2.6.1 Reflectores.

Estos son espejos de perfil parabólico, cuya función es concentrar la radiación directa del Sol sobre el receptor que se localiza en el foco del concentrador. El reflector puede dividirse en dos partes, el revestimiento o superficie reflectora y la estructura de soporte.

El revestimiento debe ser una superficie que posea una alta reflectancia especular para la radiación en el espectro solar y que además cuente con propiedades que le proporcionen estabilidad ambiental, como son la resistencia a la radiación ultravioleta, a la humedad, a cambios de temperatura, a la abrasión, etc. [Murr, 1980]. Las superficies reflectoras que pueden ser utilizadas son principalmente de tres tipos [Saying, 1977]. Uno de ellos es el vidrio plateado de primera o segunda superficie, que generalmente es seleccionado por ser el más duradero. Los espejos de primera superficie eliminan la necesidad, que se tiene en los espejos de segunda superficie, de contar con un sustrato transparente. El recubrimiento usual para los espejos de primera superficie es el aluminio con una sobrecapa de óxidos de aluminio o de silicio, polvo de magnesio u óxido de cerium, que le proporciona mayor duración y mejora su reflexión. Otro tipo de superficie empleada en los reflectores son las películas de plástico aluminizadas, las cuales son atractivas por su bajo costo. En este caso, la plata también puede ser empleada como película reflectora cuando se protege adecuadamente. Finalmente, el tercer tipo de superficie reflectora son las láminas delgadas de metal, las cuales se emplean como sustratos de espejos, sin embargo, éstas requieren de una capa reflectora para su buen funcionamiento. Como un ejemplo de estas superficies se tienen las láminas de aluminio electropulido y anodizado.

La estructura de soporte de los reflectores es de gran importancia, ya que al sostener a la superficie reflectora en una orientación particular, con respecto al receptor, influye directamente en la ubicación del rayo reflejado (punto focal). La estructura de soporte debe ser lo suficientemente rígida para mantener el perfil del reflector y la orientación de la superficie reflectora en varias posiciones y orientaciones, sin que su distorsión sea significativa debido a su propio peso o por vientos que choquen contra ella. Así mismo, debe ser capaz de resistir, en una posición fija, éstas y otras condiciones climáticas sin tener daños estructurales [Duffie, 1974].

En los reflectores se pueden presentar pérdidas de la radiación del Sol debido a las variaciones en el contorno de la superficie y a la difusión debida al material del reflector, todo esto causado por las irregularidades en la superficie del espejo. Las irregularidades que tienden a presentar las superficies abarcan, desde asperezas microscópicas, hasta ondulaciones macroscópicas, las cuales contribuyen a engrandecer la zona focal de un reflector parabólico. Se pueden distinguir tres escalas de errores. Los errores de pequeña escala están dados por las asperezas microscópicas de la superficie, mientras que las pequeñas ondulaciones, del orden de centímetros, que presentan algunas superficies, representan los errores de media escala. Por último, los errores ópticos de gran

escala consisten en la diferencia entre el perfil de diseño y el perfil promedio de la superficie del reflector y son causados por la gravedad, el viento, esfuerzos o errores de manufactura. Realmente esta clasificación no siempre es clara y en ocasiones se tienen continuas transiciones de los errores de pequeña a los de gran escala. Los errores de pequeña escala son una propiedad de la superficie del reflector, que determinan la expansión angular y la intensidad de la radiación, mientras que los de media y gran escala son provocados por el sustrato de la superficie y su estructura de soporte y determinan la dirección de la radiación reflejada.

Un factor importante que debe ser considerado es la acumulación de polvo u otro tipo de partículas sobre la superficie del reflector, ya que éstas pueden cambiar drásticamente su reflejancia. El efecto de las partículas depositadas en la superficie del reflector, es la reducción de la energía reflejada, debido a la absorción y dispersión de la radiación. El grado con el que las partículas reducen esta energía depende de su composición, número y distribución de tamaño, además de la óptica del sistema colector. De esta manera, la limpieza periódica o la reducción en la acumulación de polvo es necesaria durante la operación del concentrador [Murr, 1980].

2.6.2 Receptor.

El receptor es la parte del concentrador cilíndrico parabólico que absorbe la energía solar concentrada, la convierte en energía térmica y la transfiere al fluido que circula en su interior. Este receptor se compone, básicamente, de un absorbedor circundado por una cubierta de vidrio.

El absorbedor consiste de un tubo de metal que puede ser de perfil plano o tubular. Una característica necesaria del absorbedor es que éste debe contar con una alta absorptancia para la radiación solar, sin embargo, debido a que la mayor parte de los materiales utilizados no cuentan con esta característica, el absorbedor es revestido con una superficie selectiva. Las superficies selectivas son recubrimientos que combinan una alta absorptancia para la radiación solar y una baja emitancia para la radiación en el infrarrojo térmico. De esta manera, la superficie selectiva ayuda a maximizar la conversión de la energía solar en energía térmica, atrapando la energía del Sol con mayor eficiencia y reduciendo la pérdida de energía térmica por reirradiación.

Un gran número de materiales han sido usados como superficies selectivas, de éstas el más estudiado ha sido el recubrimiento de cromo negro. Este recubrimiento galvanizado es básicamente una mezcla de Cr y óxidos de Cr, depositada sobre sustratos metálicos especialmente preparados. El cromo negro es la superficie selectiva más usada para bajas temperaturas ($T \leq 300^\circ \text{C}$) [Murr, 1980]. Otros materiales que también son utilizados como superficies selectivas son el níquel negro y los recubrimientos cermet (compuestos ricos en dieléctricos).

Por otro lado, el absorbedor debe contar con conexiones flexibles en sus extremos que permitan su movimiento cuando el concentrador rota para seguir al Sol.

La otra parte del receptor es la cubierta de vidrio que rodea al absorbedor. Esta cubierta se emplea para minimizar las pérdidas de calor por convección y radiación del absorbedor, así como al mismo tiempo, para protegerlo del medio ambiente. En ocasiones el espacio anular entre el absorbedor y la cubierta de vidrio se encuentra al vacío, lo que contribuye a reducir aún más las pérdidas térmicas del absorbedor. El material utilizado en la cubierta debe tener la capacidad de transmitir la radiación solar con todos los ángulos de incidencia y con pérdidas mínimas. Debe tener una alta transmitancia para la radiación solar y baja transmitancia para la radiación térmica emitida por el absorbedor. Además, debe contar con buenas propiedades mecánicas, como son alta resistencia a la tensión, resistencia al impacto, punto de fusión y un coeficiente de expansión térmica que coincida con la estructura del concentrador. La cubierta debe ser durable, conservando sus propiedades ópticas y mecánicas originales, resistiendo a la abrasión y colectando poco polvo, así como tener peso ligero y bajo costo [De Winter, 1990].

El tamaño y la posición del receptor son dos factores importantes en el buen funcionamiento de un concentrador de canal parabólico. El tamaño del receptor debe ser el adecuado, de manera que permita capturar toda la radiación reflejada por el reflector y al mismo tiempo sus pérdidas de calor sean reducidas. Para lograr este objetivo es necesario hacer un balance entre los desempeños óptico y térmico del receptor. Un receptor muy grande tendrá bajas pérdidas ópticas, pero al mismo tiempo, sus pérdidas térmicas serán grandes; por otro lado, un receptor pequeño tendrá bajas pérdidas térmicas, pero las pérdidas ópticas serán mayores debido al factor de intercepción reducido. El tamaño óptimo será aquel en el que se logre una máxima ganancia de energía útil, minimizando la suma de las pérdidas ópticas y térmicas [Duffie, 1974].

Una posición incorrecta del receptor, como sería su desplazamiento con respecto al foco del concentrador, puede causar un aumento de la imagen solar, provocando la reducción de la intensidad de radiación en la zona focal. Sin embargo, debido a que en la práctica, es difícil situar con precisión el receptor, a lo largo de la línea focal, se sugiere sobredimensionarlo para compensar las variaciones en la distancia focal [SERI, 1985].

2.6.3 Sistema de seguimiento de Sol.

Como se mencionó anteriormente, un concentrador de canal parabólico únicamente enfoca los rayos del Sol que son paralelos a su eje óptico. Por esta razón, es importante que el colector se encuentre apuntando hacia la dirección en la que se propaga la radiación solar directa. Para lograr esto, un concentrador cilíndrico parabólico, requiere

de un sistema que le permita seguir al Sol en su movimiento aparente durante el día. Los seguidores de Sol son elementos sensibles que se utilizan para orientar la posición de un colector hacia el Sol. Los sistemas más comunes son los seguidores de banda de sombra, el seguidor de línea de flujo y los sistemas de seguidor computarizado [Kreith y West, 1997; Thomas y Güven, 1993].

El sistema de seguimiento de banda de sombra es montado sobre el colector y rotado con él. Este consiste de dos sensores ópticos o térmicos que son separados por una tira o barra, la cual sombrea uno de los sensores si el seguidor no está apuntando directamente hacia el Sol. Cuando los sensores no son iluminados igual, éstos generan una señal de error que acciona un sistema de transmisión mecánica. De esta forma, el concentrador es rotado en la dirección correcta hasta que la señal de error es igual a cero y éste queda alineado con el Sol. Este sistema puede ser montado en cualquier parte del colector, aunque generalmente se coloca a la mitad de su longitud total. El seguidor de banda de sombra debe ser alineado en dos planos que son, paralelo con el eje de rotación del canal y perpendicular al plano de apertura del colector; esto representa una desventaja, ya que dicha alineación es difícil de lograr. Además este tipo de sistema requiere de mucho mantenimiento.

Otro de los sistemas empleados es el seguidor de línea de flujo. Este sistema cuenta con dos sensores que se localizan en el receptor y que son sensibles al flujo concentrado de radiación cercano a él. El sistema sensa la posición del flujo concentrado con relación al receptor. Cuando el concentrador está fuera de la dirección correcta, estos sensores, al igual que en el seguidor de banda de sombra, generan una señal de error para orientar al colector. Este sistema seguidor basa su funcionamiento tomando en cuenta el lugar en el que realmente se encuentra la línea focal, más que el lugar en el que debería encontrarse. Una desventaja de este tipo de sistemas es que el ángulo de seguimiento es determinado basándose, únicamente, en el área del receptor que el sensor considera, la cual es relativamente pequeña. Si esta área no es representativa del colector, por ejemplo, si se localiza en una deformación del concentrador, el receptor puede no estar en el foco óptimo.

El tercer sistema es el seguidor computarizado. Este sistema mueve al colector de una manera predeterminada. El seguidor emplea un reloj para calcular la posición del Sol y rotar al concentrador hasta la posición correcta. Aunque este sistema es simple en teoría, este tipo de seguidor requiere de un método exacto para determinar la posición angular del colector y la forma en que éste es rotado. Para asegurar su alineación, este sistema puede requerir solamente revisiones ocasionales. La ventaja de este último sistema consiste en que se evita el problema de buscar al Sol cuando es cubierto por una nube, además de que encuentra más fácilmente al Sol en las mañanas.

2.7 ORIENTACION DEL CONCENTRADOR CILINDRICO PARABOLICO.

Debido a que los concentradores de canal parabólico siguen al Sol únicamente sobre una coordenada, existen varias orientaciones que pueden ser empleadas para su montaje. Esta orientación se realiza tomando en cuenta el eje paralelo al receptor, que es el eje sobre el que rota el concentrador en su movimiento para seguir al Sol. La orientación de un colector, así como la forma en que sigue al Sol, determinan el flujo de radiación que es disponible en él. La orientación afecta, especialmente, el desempeño estacional de los canales. Las orientaciones que son utilizadas con más frecuencia, en el montaje de los concentradores cilíndrico parabólicos, son la orientación polar, la horizontal norte-sur y la horizontal este-oeste [Garg, 1987].

2.7.1 Orientación polar.

En esta orientación, la cual se muestra en la figura 2.5, el eje de rotación del concentrador es dirigido hacia el polo e inclinado un ángulo igual a la latitud del lugar, de manera que éste queda alineado con el eje polar de la Tierra. En este montaje se sigue al Sol en la dirección este-oeste.

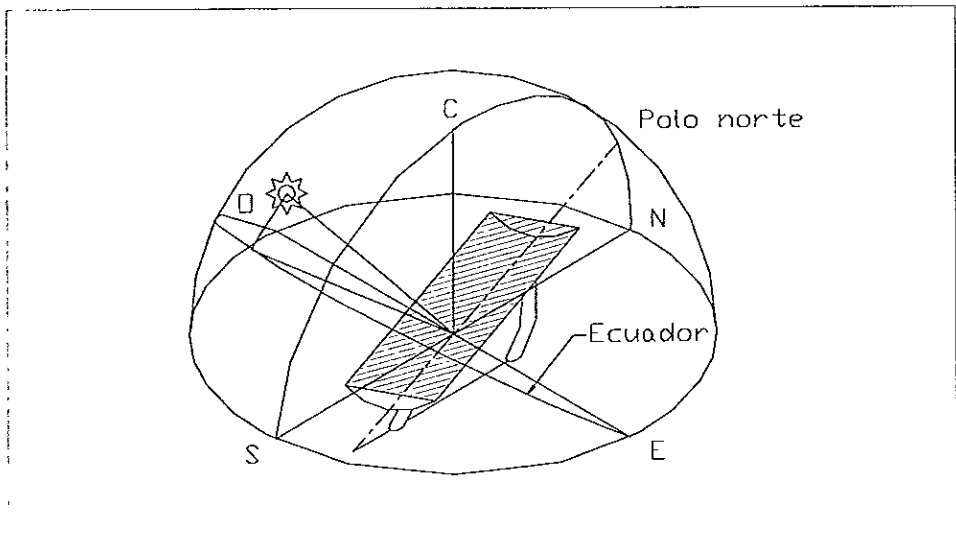


Fig. 2.5.- Orientación polar.

Con esta orientación la variación de la declinación solar, durante el año, sitúa al Sol 23.5° al norte y 23.5° al sur de la normal al colector en su posición de mediodía. De esta manera, el Sol es normal al colector en el equinoccio y la diferencia entre éste, el verano y el invierno es pequeña [Saying, 1977]. Con el seguimiento en un eje polar se obtiene aproximadamente el 4% de la energía disponible en un sistema con seguimiento en dos ejes y alrededor de 30% más energía que la posible al emplear un eje este-oeste. Un problema que presenta el montaje polar consiste en que la inclinación requerida para un concentrador provoca que éste de sombra a otro que se encuentra hacia el norte. Además, al ser montados varios colectores, los concentradores hacia el este y oeste tapan al Sol cuando su ángulo horario es grande. Como resultado de esta situación, las configuraciones de concentradores con orientación polar tienen un factor de llenado relativamente bajo cuando se trata de minimizar el sombreo de colectores durante el invierno. Además, debido a los problemas que se presentan con la instalación de tuberías y con las cargas debidas al viento, este montaje es considerado impráctico para instalaciones grandes [SERI, 1985].

2.7.2 Orientación horizontal norte-sur.

En este montaje el eje largo del concentrador cilíndrico parabólico se fija en una posición horizontal con respecto al suelo y en la dirección norte-sur, siguiendo el movimiento diario del Sol en la dirección este-oeste. El montaje norte-sur normalmente proporciona un poco más de energía anualmente que el este-oeste, sin embargo, su desempeño es altamente desuniforme durante el año. Las variaciones estacionales en la energía entregada, en canales norte-sur, pueden ser muy grandes [Kreith y West, 1997]. Durante el invierno el concentrador reduce mucho su efectividad, teniendo un rendimiento muy bajo, de manera que tres o cuatro veces más energía puede ser entregada, durante los meses de verano, que durante los meses de invierno. Los colectores orientados con esta dirección deben separarse, para evitar que se den sombra unos a otros, cuando el ángulo del Sol es bajo durante las mañanas y las tardes. Considerando la producción de energía sobre una base diaria, un concentrador norte-sur alcanza, en el verano, una incidencia normal de los rayos solares a horas tempranas de la mañana y a horas avanzadas de la tarde, sin embargo, a dichas horas el concentrador no presenta picos en la energía entregada, esto debido a la atenuación de la intensidad de la radiación solar provocada por la gran masa de aire que se tiene a bajas elevaciones del Sol. Sin embargo, esta situación es muy útil para nivelar las variaciones, que durante el día, presentan algunas configuraciones de colectores. La orientación horizontal norte-sur puede apreciarse en la figura 2.6.

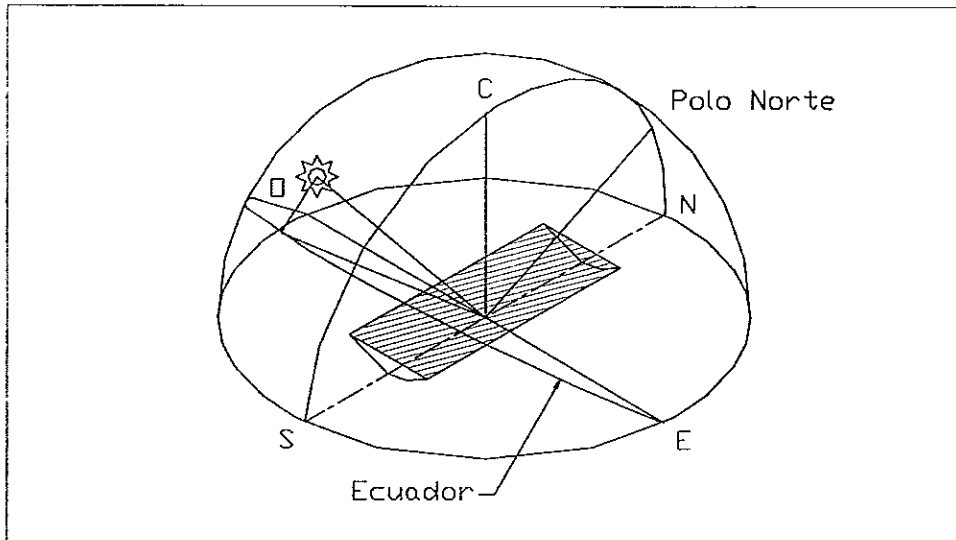


Fig. 2.6.- Orientación horizontal norte-sur.

2.7.3 Orientación horizontal este-oeste.

Esta es la orientación más común para los concentradores de foco lineal. En esta orientación, que se muestra en la figura 2.7, el concentrador es mantenido horizontal y su eje largo se fija en la dirección este-oeste, de manera que el canal es rotado continuamente en la dirección norte-sur para seguir al Sol durante el día. Con esta orientación el viaje del Sol es a lo largo del eje longitudinal del colector, para el que existe un ángulo de aceptación amplio. El movimiento diario del concentrador, en la dirección norte-sur, depende de la estación del año. Así, mientras el movimiento no es requerido en el equinoccio, durante los solsticios éste es máximo. Sin embargo, con esta orientación el movimiento norte-sur es pequeño en un tiempo cercano, antes y después del mediodía solar, incluso en los solsticios. La energía máxima captada por el concentrador se presenta en el mediodía solar, cuando los rayos solares tienen una incidencia normal sobre el plano del colector. En las demás horas del día los rayos caen oblicuamente, lo que crea pérdidas finales. De esta manera, una cantidad suficiente de energía solar es colectada dentro de un período de aproximadamente 3 horas antes y 3 horas después del mediodía solar. Con la orientación horizontal este-oeste se recibe más radiación solar en invierno que la norte-sur. Además, las variaciones estacionales en energía entregada son generalmente mucho más pequeñas, típicamente menor al 50% [Kreith y West, 1997], por lo que tiene un desempeño anual más balanceado.

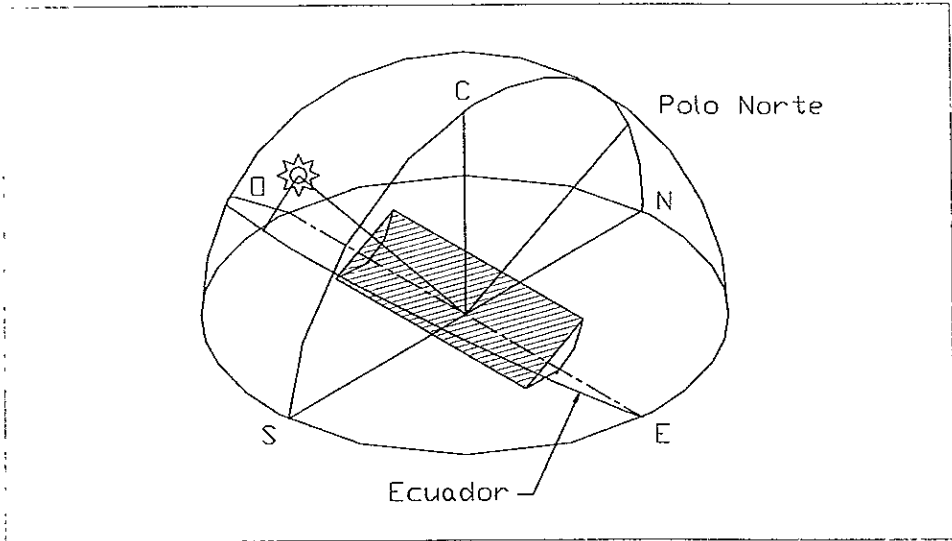


Fig. 2.7.- Orientación horizontal este-oeste.

2.8 EL CONCENTRADOR DE CANAL PARABOLICO UTILIZADO EN LA GENERACION DIRECTA DE VAPOR.

El concentrador utilizado para el estudio de la generación directa de vapor, fue uno de los concentradores de la planta solar de la U.N.A.M., que se ubica frente al vivero alto de Ciudad Universitaria. Esta planta, construida a principios de la década de los ochenta, cuenta con 16 concentradores cilíndrico parabólicos, de los cuales, el ubicado en la posición número 4, se habilitó para realizar el estudio mencionado.

El concentrador de canal parabólico, el cual puede observarse en la figura 2.8, cuenta con una orientación horizontal este-oeste, una área total de apertura de 34.5 m^2 y un ángulo de borde de 90° . La razón de concentración geométrica del concentrador es de 22.11:1 y su factor de intercepción de 0.8. La distancia focal de los espejos parabólicos es de 0.625 m.

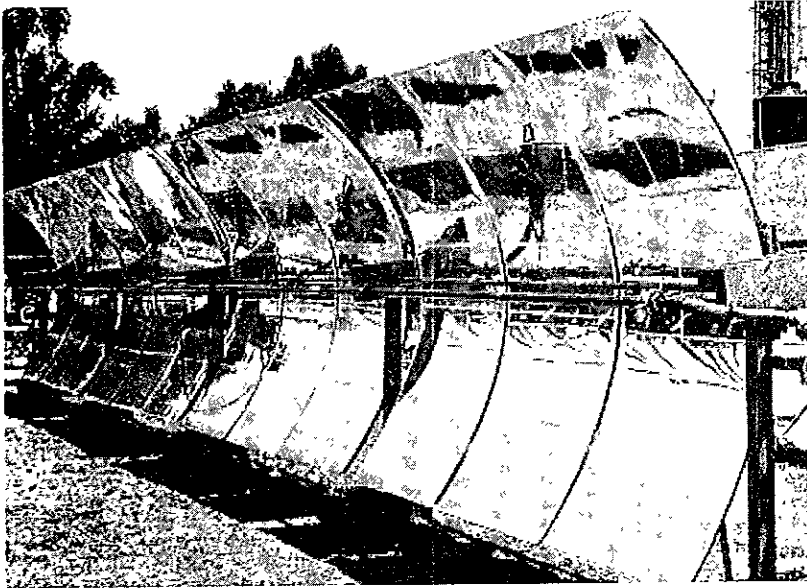


Fig. 2.8.- Concentrador de canal parabólico de la planta solar.

El reflector está constituido por 12 estructuras de fibra de vidrio con perfil parabólico, reforzadas con canales de la misma fibra. Cada estructura tiene una distancia entre bordes de 2.5 m y un largo de 1.15 m. Estas estructuras fueron las que originalmente se emplearon cuando se construyó la planta solar de Ciudad Universitaria, las cuales habían permanecido a la intemperie durante más de 10 años.

La superficie reflectora que se utilizó es una película autoadherible de acrílico con plata de la fábrica 3M, conocida como ECP-305 y cuya reflejancia es de 0.92. Esta película fue colocada sobre láminas de aluminio, que a su vez fueron montadas sobre las estructuras de fibra de vidrio.

El receptor cuenta con un tubo absorbedor de 14.78 m. de longitud. Este absorbedor originalmente estaba constituido por cinco tubos de acero, cubiertos con una capa de cromo negro, sin embargo, después de las primeras pruebas de generación directa de vapor, dichos tubos fueron sustituidos por tubos de cobre de 3.5125 cm. de diámetro exterior y 3 m. de longitud, también recubiertos con una superficie selectiva de cromo negro, cuya absorptancia es de 0.92 y su emitancia de 0.08.

La cubierta del tubo absorbedor está formada por 5 tubos de vidrio pyrex de 6 cm de diámetro exterior y 2.225 mm. de espesor. La transmitancia de la cubierta de

vidrio es de 0.85. Los tubos de vidrio están unidos con anillos de metal, los cuales cuentan con anillos de teflón en su interior para evitar el contacto entre el tubo absorbedor y la cubierta de vidrio, según como se muestra en la figura 2.9.

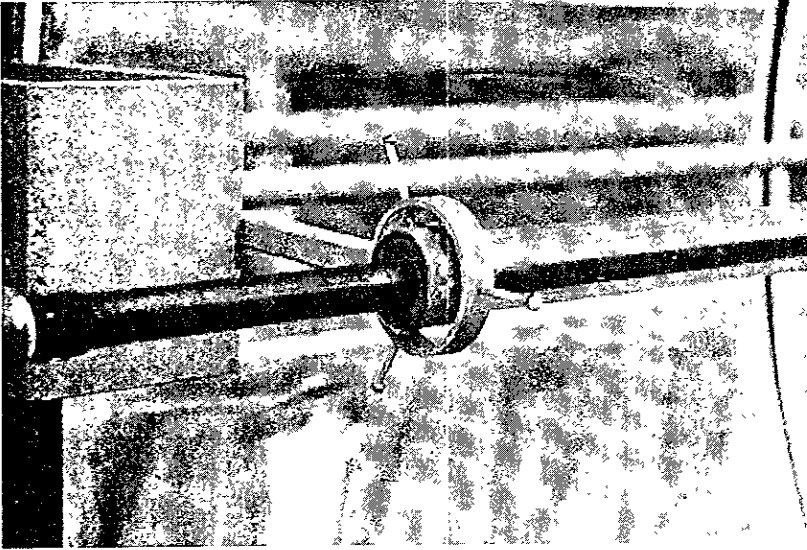


Fig. 2.9.- Detalle del receptor del concentrador.

Para seguir el movimiento aparente del Sol, el concentrador cuenta con un sistema Sun Loc 1 de la casa Delavan. Este es un sistema de seguimiento de banda de sombra formado por un sensor solar, un módulo de control y un sistema de transmisión para rotar al colector, compuesto por un motor eléctrico con engranaje reductor y un tornillo sin fin. El módulo de control cuenta con un interruptor que permite el funcionamiento tanto manual como automático del sistema de seguimiento. El sensor solar está situado en el plano de apertura del concentrador, aproximadamente a la mitad de su eje longitudinal. En la figura 2.10 puede observarse dicho sistema.

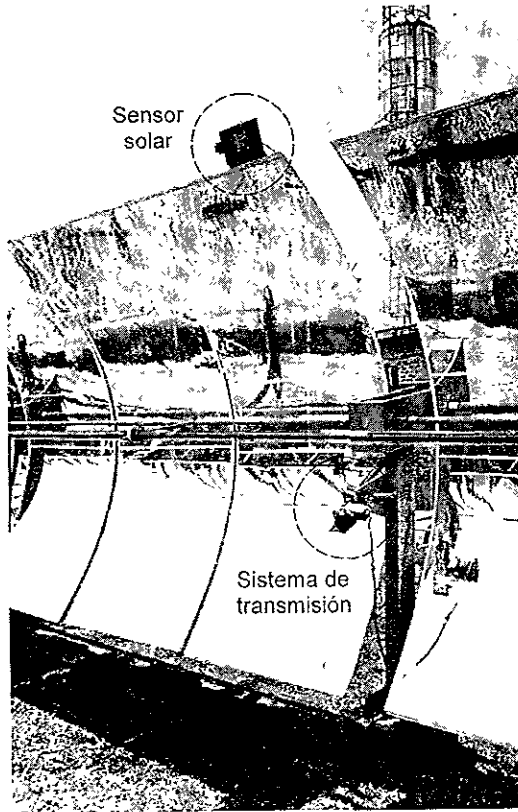


Fig. 2.10.- Sistema de seguimiento de Sol.



CAPITULO III

GENERACION DIRECTA DE VAPOR

La generación de vapor mediante la radiación solar puede llevarse a cabo utilizando concentradores de canal parabólico, los cuales se han empleado de distintas formas para tal propósito. Los sistemas que han sido diseñados para generar vapor, usando concentradores cilíndrico parabólicos, son los sistemas de circuito dual, los sistemas de conversión instantánea y los sistemas de generación directa [Thomas, 1996 b].

En el sistema de circuito dual, que en la actualidad es el sistema más ampliamente usado, un fluido de transferencia de calor es bombeado, a un gasto constante, a través del campo de colectores. El fluido es calentado al circular por los concentradores y posteriormente pasa a un sistema de intercambio de calor. En este sistema el fluido caliente, que generalmente es un aceite sintético con una temperatura de hasta 400° C, suministra el calor necesario para convertir el agua en vapor saturado o sobrecalentado a la temperatura y presión requeridos. Conforme el vapor es generado, el sistema de intercambio de calor es alimentado con agua para mantener una generación continua de vapor, mientras que el fluido de transferencia de calor es recirculado a los concentradores. El sistema de circuito dual tiene la ventaja de que se le puede adaptar un sistema secundario con quema de combustible fósil, que puede ser una caldera, o bien, un calentador para el fluido de transferencia de calor, para compensar las fluctuaciones de la radiación solar incidente. Otra ventaja es que ésta es una tecnología altamente desarrollada

y en la que se cuenta con experiencia en su operación. Sin embargo, este sistema tiene como desventaja que la temperatura de operación está restringida aproximadamente a 400° C, de manera que la temperatura del vapor está limitada alrededor de los 370° C [Trieb, 1995], además de que incluye la dificultad de contener el fluido de transferencia de calor. Por otra parte, en este sistema las mejoras adicionales y la reducción de costos se encuentran limitadas, no solamente por el rango de temperatura del aceite térmico, sino también por todos los componentes necesarios para el circuito de aceite y por el consumo de energía de los sistemas secundarios durante su operación.

En el sistema de conversión instantánea de vapor, agua presurizada se alimenta a los concentradores solares y es calentada a una temperatura entre 180° y 200° C. Para evitar la ebullición del agua dentro del tubo absorbedor o en las tuberías del campo de colectores, el agua es mantenida a presión por medio de una bomba de circulación. Después de pasar por los concentradores, el agua es conducida a un tanque de evaporación instantánea donde, debido al cambio de presión, una parte de ésta es convertida en vapor. La conversión del agua a vapor puede realizarse por medio de distintos métodos. Uno de ellos es hacer pasar el agua presurizada que ha sido calentada en los concentradores, a través de una válvula de estrangulación y, posteriormente, al tanque de conversión instantánea. La caída de presión sufrida por el agua caliente, durante su paso a través de la válvula, provoca que una parte de ésta se convierta en vapor. Esta conversión es un proceso en donde se utiliza el calor sensible del agua, para convertirla en una mezcla bifásica de agua y vapor saturados a las condiciones que prevalecen en el tanque de conversión. Otra forma de generar el vapor es utilizando una cámara instantánea dentro del tanque de conversión. Esta cámara, que básicamente es un separador centrífugo, cuenta con un aro de refuerzo de placa perforada, el cual asegura velocidades bajas de salida y una agitación mínima en el tanque. De esta manera, cuando el agua a alta presión y temperatura entra en la cámara, ésta es convertida instantáneamente en vapor a la temperatura y presión de diseño. En ambos métodos, el vapor es separado en el tanque de conversión instantánea y alimentado a un sistema de distribución de vapor, mientras que el líquido saturado es recirculado a través del campo de concentradores. Para mantener el nivel necesario de líquido, el agua de alimentación del tanque es mezclada con el líquido saturado y alimentada a la succión de la bomba del circuito de colectores. La calidad de la mezcla bifásica obtenida, por medio de los sistemas de conversión instantánea, generalmente es menor al 10% [Thomas, 1996 a]. Este sistema de generación de vapor tiene la desventaja del alto consumo de potencia de la bomba de alimentación de los concentradores, esto debido a la gran caída de presión que se tiene durante el proceso. Otra desventaja es que el vapor producido eficientemente es relativamente poco. Sin embargo, sus ventajas consisten en que se aprovechan las excelentes propiedades de transferencia de calor del agua, si se comparan con las de los aceites térmicos utilizados en los sistemas de circuito dual, el relativamente bajo costo del sistema al no requerirse un intercambiador de calor, el que se evitan los problemas de estabilidad de flujo que se pueden presentar en un sistema de generación directa de vapor y que los controles empleados son relativamente simples.

El sistema de generación directa es, en teoría, la forma más sencilla de producir vapor. En el concepto directo o in situ, agua a presión es alimentada a los concentradores de canal parabólico y convertida en vapor mientras circula a través del tubo absorbedor, de esta manera se tiene un flujo de dos fases (líquido-gas) a través del concentrador. El sistema de generación directa de vapor representa un sistema con gran potencial para incrementar la eficiencia y disminuir los costos de instalación de los sistemas solares de generación de vapor [Müller *et al*, 1993], ya que no utiliza el aceite térmico ni el sistema de intercambio de calor empleado en los sistemas de circuito dual, además de contar con la capacidad de producir una mayor cantidad de vapor que un sistema de conversión instantánea. Otra ventaja del sistema de generación directa es que su desempeño térmico no depende, como en los sistemas anteriores, de la interacción entre los colectores solares y el sistema de intercambio de calor o el tanque de conversión instantánea. Este sistema, sin embargo, requiere que la tubería completa del campo solar opere a la presión máxima del vapor, además de que el flujo bifásico puede ser más difícil de manejar y controlar.

A diferencia de los sistemas de circuito dual y de conversión instantánea, los sistemas de generación directa de vapor no se han puesto en uso, esto debido a que todavía se encuentran como trabajo experimental en los laboratorios [Becker y Böhmer, 1997; Thomas, 1996 b].

3.1 EBULLICION.

Cuando un líquido cambia de fase y se convierte en vapor, el proceso es llamado evaporación si este cambio se presenta en la superficie libre del líquido, mientras que si la conversión ocurre dentro de la masa de éste, comúnmente de una manera vigorosa, el proceso es llamado ebullición. La situación más común, en la que se presenta la ebullición, es cuando una superficie sólida se encuentra en contacto con un líquido y su temperatura es elevada por arriba de la temperatura de saturación de éste. En dicho caso, existen dos situaciones generales bajo las cuales la ebullición puede ocurrir, que son la ebullición de un líquido en reposo y la ebullición en flujo. Estas situaciones se describen a continuación.

3.1.1 Ebullición de un líquido en reposo.

La ebullición de un líquido en reposo es la situación más simple para el cambio de fase. Aquí, el cambio de líquido a gas se presenta en una superficie que es calentada y que se encuentra sumergida en un líquido en reposo, esto sin tomar en cuenta

el movimiento causado por las corrientes que se generan por la convección libre y la agitación debida al crecimiento y colapso de burbujas.

Cuando el líquido se encuentra a su temperatura de saturación, el proceso es llamado ebullición saturada, mientras que, si el líquido se encuentra a una temperatura menor, el proceso es llamado ebullición local o subenfriada. En este último caso, la ebullición está limitada a una capa que se ubica en la vecindad inmediata de la superficie de calentamiento.

En la ebullición de un líquido en reposo se pueden presentar diferentes etapas, las cuales pueden ser observadas en la curva de ebullición mostrada en la figura 3.1 [Bejan, 1995]. Esta curva fue obtenida al graficar el flujo de calor con respecto a la diferencia de temperatura entre una superficie de calentamiento cilíndrica y horizontal, y la temperatura de saturación del líquido que lo circunda, dicha diferencia es conocida como exceso de temperatura. La gráfica corresponde a un experimento en el que inicialmente se tiene un líquido a la temperatura de saturación, la temperatura de la superficie de calentamiento es incrementada monótonamente y el flujo de calor resultante es medido. El perfil de la curva permite distinguir los diferentes regímenes de ebullición en un líquido en reposo. La relación no monótona, entre el flujo de calor y la temperatura de exceso, es debida a las varias formas que el vapor generado toma en la vecindad de la superficie de calentamiento. El líquido utilizado para obtener esta gráfica fue agua a presión atmosférica.

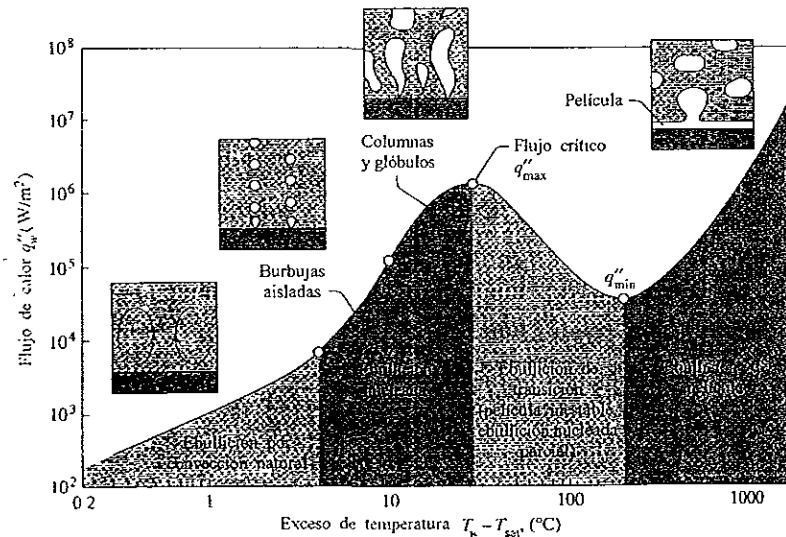


Fig. 3.1.- Regímenes de ebullición de agua en reposo a presión atmosférica [Bejan, 1995]

El primer aspecto de la curva es que a diferencias pequeñas de temperatura no existe formación de burbujas, por lo que el líquido cercano a la superficie de calentamiento es sobrecalentado y sube en forma de corrientes a la superficie libre del líquido. De esta manera, la transferencia de calor es por medio de convección natural, pudiendo presentarse evaporación en la superficie libre del líquido. En la mayor parte de los casos, la superficie de calentamiento debe exceder la temperatura de saturación del líquido por una cantidad perceptible para que la ebullición comience, dicho exceso de temperatura dependerá de la presión y del tipo de fluido que se tenga [Parker, 1969].

A diferencias de temperatura más altas, burbujas pequeñas de vapor se forman en algunos puntos favorables sobre la superficie de calentamiento, estos puntos son llamados sitios de nucleación. Los sitios de nucleación son usualmente cavidades ocupadas por gas o vapor, un punto diminuto y puntiagudo, una impureza o una frontera entre cristales en la superficie de calentamiento. Debido a que nucleación es el nombre con el que se conoce al proceso que da origen a una burbuja, el término ebullición nucleada es utilizado para identificar a este primer régimen de ebullición, a partir de que las burbujas de vapor se forman en los sitios discretos de nucleación. En la parte baja de la curva de ebullición nucleada, el proceso consiste en la formación de burbujas aisladas que crecen hasta que la inercia y/o fuerzas de flotabilidad vencen las fuerzas de superficie que mantienen a la burbuja en la superficie calentada, haciendo que ésta se libere y suba en el líquido hasta alcanzar la superficie libre. Si el líquido está abajo de la temperatura de saturación, suficiente calor puede ser transferido de la burbuja de vapor al líquido más frío conforme la burbuja sube, de manera que ésta se hace más pequeña y puede condensarse completamente y colapsar antes de llegar a la superficie libre del líquido, o bien, en el caso de un líquido altamente subenfriado, la burbuja puede colapsar sin separarse de la superficie de calentamiento. En esta situación de ebullición subenfriada, poco o nada del vapor alcanza la superficie libre del líquido. Al aumentar la temperatura de la superficie, el flujo de calor y la frecuencia de formación de burbujas se incrementan, al igual que los sitios de nucleación, de esta manera las burbujas aisladas forman columnas de burbujas de vapor, las cuales, al seguir aumentando la temperatura, interactúan y forman glóbulos y columnas continuas de vapor. Durante el régimen de ebullición nucleada se presenta un incremento brusco en la inclinación de la curva de ebullición, causado por el gran incremento en el coeficiente de transferencia de calor, esto provoca que el flujo de calor aumente rápidamente con solamente un pequeño incremento adicional en la temperatura de la superficie.

Conforme se continúa aumentando el exceso de temperatura, la formación de más y más vapor, en la vecindad de la superficie, tiene el efecto de aislar gradualmente a ésta del líquido, de tal forma que se produce una disminución en la inclinación de la curva de ebullición nucleada. Así, se llega al punto en el que se presenta el flujo máximo de calor, también llamado flujo crítico de calor. Para el agua, este flujo crítico de calor es del orden de 10^6 W/m², mientras que el exceso de temperatura es del orden de 30° C [Bejan, 1995].

En el punto de flujo de calor máximo se inicia el siguiente régimen de ebullición, que es el más peculiar y se conoce como ebullición de transición. A partir de este punto, la diferencia de temperatura provoca que se produzca vapor a una razón más grande que con la que podría ser removida, por la formación de burbujas, durante la fase de contacto del líquido con la superficie, de manera que se forma una película de vapor que cubre parcialmente a la superficie de calentamiento. Sin embargo, debido a que esta misma diferencia de temperatura no es lo suficientemente grande, para producir vapor en la razón requerida y mantener una película estable, la película de vapor por momentos se colapsa. De esta forma, el líquido toca intermitentemente la superficie de calentamiento y es separado de la superficie por la película de vapor, que a intervalos es reemplazada por la ebullición nucleada. Debido a que la conductividad térmica del vapor es mucho menor que la del líquido, el coeficiente de transferencia de calor decrece conforme se incrementa la cantidad de vapor. Esto lleva a una disminución del flujo de calor conforme el exceso de temperatura sigue aumentando. Al incrementarse la diferencia de temperatura en la región de transición, porciones cada vez más grandes de la superficie son cubiertas por la película de vapor, hasta que el exceso de temperatura se vuelve lo suficientemente grande para mantener una película estable que cubre completamente la superficie de calentamiento. Aquí, la razón de generación de vapor iguala exactamente la razón con la que el vapor deja la película en forma de burbujas, de manera que la película se presenta uniformemente. En el punto en que la película de vapor comienza a ser estable se crea una resistencia muy alta para la transferencia de calor entre la superficie de calentamiento y el líquido, por lo que se llega al punto conocido como flujo mínimo de calor. Para agua a 1 atmósfera el flujo mínimo de calor está en el rango de 10^4 - 10^5 W/m² y ocurre a un exceso de temperatura de 100° a 200° C [Bejan, 1995].

La región de ebullición de transición es una región compleja, donde partes de la superficie están en el régimen de ebullición nucleada, del tipo de glóbulos y columnas y otras en el régimen de ebullición de película, que es el régimen siguiente en la curva de ebullición.

En el régimen de ebullición de película una condición de equilibrio se consigue, donde la transferencia de calor a la fase líquida, a través de la capa de vapor, es igual al flujo de calor en la superficie de calentamiento. Aquí existe una producción neta de vapor y glóbulos se desprenden de la capa. Así, la película de vapor cubre completamente la superficie de calentamiento y el flujo de calor reanuda su incremento monótono con el exceso de temperatura. Sin embargo, con un aumento grande en el exceso de temperatura, solamente se obtiene un pequeño incremento en el flujo de calor, lo que implica que se tenga una diferencia de temperatura grande y variante. De esta forma, para una temperatura fija del fluido, la temperatura de la superficie de calentamiento puede ser muy alta, llegando incluso, a la temperatura de fusión del material. A las elevadas temperaturas que se pueden encontrar en este último régimen, el efecto de la radiación térmica directa, a través de la película, contribuye cada vez más en la razón de

transferencia global de calor, de la superficie de calentamiento al líquido, conforme el exceso de temperatura se incrementa.

La curva de ebullición mostrada en la figura 3.1 corresponde al experimento en el que el exceso de temperatura es controlado. De esta forma, la curva puede ser obtenida en ambas direcciones, es decir, aumentando o disminuyendo el exceso de temperatura.

Una forma alternativa de obtener la curva de ebullición es controlando el flujo de calor, de manera que la variable dependiente es, en este caso, la diferencia de temperatura. En dicho experimento, sin embargo, el perfil de la curva dependerá de si el flujo de calor es incrementado o disminuido. Cuando el flujo de calor es incrementado a partir de un nivel suficientemente bajo, se pueden obtener, inicialmente, el régimen de convección natural y las varias formas del régimen de ebullición nucleada, similar a la curva de exceso de temperatura controlada. Sin embargo, cuando el flujo de calor es incrementado ligeramente arriba del valor del flujo máximo de calor, la temperatura de la superficie de calentamiento se incrementa bruscamente, penetrando en la región de ebullición de película, sin pasar por la región intermedia de ebullición de transición. En la mayor parte de los casos, esta nueva temperatura puede ser más alta que la temperatura de fusión de la superficie de calentamiento, razón por la cual al punto máximo en el régimen de ebullición nucleada se le conoce como flujo crítico de calor.

Por otro lado, cuando el flujo de calor es disminuido desde un nivel suficientemente alto, el exceso de temperatura decrece a lo largo de la región de ebullición de película hasta que el flujo mínimo de calor es alcanzado. Cuando el flujo de calor es disminuido ligeramente abajo de este punto, la película de vapor se colapsa, se forman burbujas aisladas y la temperatura de la superficie cae hasta alcanzar el régimen de ebullición nucleada.

De esta forma, cuando el flujo de calor es controlado durante la ebullición, el régimen de ebullición de transición es inaccesible y ciertas porciones de la curva de ebullición únicamente pueden ser obtenidas al variar el flujo de calor en una dirección determinada. Así, se dice que la ebullición con flujo de calor controlado es un ejemplo de histéresis [Bejan, 1995; Ginoux, 1978].

3.1.2 Ebullición en flujo.

La ebullición en flujo se distingue, de la ebullición de un líquido en reposo, por la presencia del flujo de un fluido, causado por la circulación natural en un circuito cerrado o por una bomba externa. De esta forma, el cambio de fase se presenta cuando el líquido pasa por el canal calentado. En la ebullición en flujo el proceso de transferencia de calor es considerablemente más complicado, ya que ocurren efectos convectivos que no se

presentan en la ebullición de un líquido en reposo. Se piensa que en la ebullición en flujo existen dos tipos de comportamiento, la ebullición nucleada, en la que burbujas son formadas por nucleación en la superficie sólida, y la ebullición convectiva, en donde el calor es transferido por conducción y convección a través de una película delgada de líquido, presentándose evaporación en la interfase líquido-gas. Ambos mecanismos pueden coexistir durante el proceso de ebullición, sin embargo, conforme la calidad del vapor se incrementa, la ebullición nucleada es suplantada gradualmente por la ebullición convectiva. De esta forma, la razón de transferencia de calor es debida a la combinación de estos dos comportamientos, los cuales se encuentran estrechamente interrelacionados [Bejan, 1995; Whalley, 1987].

Cuando un fluido ebulle mientras circula por un canal, un flujo de dos fases se origina, cuyas características son complejas debido a que existe una fuerte interacción entre su hidrodinámica y el comportamiento de la transferencia de calor [Kakaç y Mayinger, 1977]. Algunas de estas características se tratarán en la sección 3.4, cuando se describa el proceso de generación directa de vapor. Antes, es conveniente conocer los diferentes regímenes que puede experimentar un flujo bifásico al circular por un canal horizontal.

3.2 FLUJO DE DOS FASES.

Un flujo bifásico es el flujo en el que interactúan dos fases, las cuales pueden ser sólido, líquido o gas. La característica principal que distingue al flujo bifásico, de los flujos de una sola fase, es la existencia de interfases dentro del flujo, las cuales son influenciadas por el movimiento mismo de las fases. En un flujo bifásico, la distribución instantánea de las interfases dentro de un canal dado, para razones de flujo de fase dadas, puede tener un rango infinito de posibilidades. Sin embargo, existe una tendencia de los flujos de dos fases de adoptar determinadas configuraciones a lo largo de un canal, las cuales pueden ser claramente clasificadas. Las distribuciones características de las interfases son llamadas “regímenes o patrones de flujo” y pueden ser pronosticadas a partir de variables independientes del sistema, como son las razones de flujo de cada fase y sus propiedades físicas [Lun *et al*, 1996].

En un flujo bifásico líquido-gas en un tubo horizontal, los patrones de flujo son complicados, debido a que la gravedad causa una distribución asimétrica de las fases. En este caso, la fase líquida es arrastrada hacia la parte baja del tubo y la fase gaseosa tiende, por flotabilidad, a fluir hacia la parte superior. Los patrones de flujo que pueden presentarse en un flujo horizontal adiabático son mostrados en la figura 3.2. El orden en el que éstos se presentan es siguiendo el incremento en la razón de flujo de la fase gaseosa con respecto a la fase líquida.

Flujo de burbuja.

A razones bajas de flujo de gas, con relación a la razón de flujo de líquido, solamente burbujas dispersas de gas están presentes en la fase líquida, las cuales tienden a congregarse cerca de la parte superior del tubo y se mueven a una velocidad relativamente constante. A velocidades más altas del flujo, las burbujas pueden distribuirse más uniformemente.

Flujo de burbujas asimétricas.

Si la razón de flujo de gas se incrementa, las burbujas aumentan y se unen, formando burbujas asimétricas, las cuales, al igual que en el patrón anterior, tienden a moverse a lo largo de la parte superior del tubo.

Flujo estratificado.

Con el incremento de la fase gaseosa, las burbujas asimétricas crecen y un flujo continuo de gas se presenta en la parte superior del tubo, mientras que la fase líquida fluye en el fondo. Este es el caso extremo de separación gravitacional. En este régimen la separación de las dos fases es completa y la interfase líquido gas es lisa.

Flujo ondulado.

Cuando se tiene un flujo bifásico de líquido y gas, a través de un tubo sencillo, comúnmente el gas fluye más rápido que el líquido. De esta manera, conforme la velocidad de la fase gaseosa se incrementa en el flujo estratificado, sobre la interfase líquido-gas se forman ondas, cuya amplitud aumenta al incrementarse la velocidad del gas.

Flujo intermitente.

Cuando la razón de flujo de gas, relativa a la razón de flujo de líquido es lo suficientemente alta, las ondas sobre la interfase pueden alcanzar una amplitud muy grande, de manera que éstas llegan a tocar la parte superior del tubo. De esta forma, se alcanza un punto donde, en lugar de que el gas sea llevado por el líquido en forma de burbujas, el líquido es llevado por el gas a lo largo del tubo en forma de lingotes. Estos lingotes se distribuyen a lo largo del flujo y pueden tener desde algunos centímetros hasta alrededor de un metro de longitud y su velocidad aumenta conforme avanzan a lo largo del tubo.

Flujo anular.

En este régimen, debido a que la razón de flujo de gas es muy alto, el líquido solamente fluye en una película que se esparce alrededor de la pared del tubo en forma de anillo, mientras que la fase gaseosa ocupa el centro. Este anillo de líquido no tiene un espesor uniforme, ya que la película es más gruesa en la parte inferior del tubo. Con frecuencia, algo de líquido también se encuentra disperso en el centro, en forma de gotas. Cuando se tienen razones de flujo de gas aun más altas, el anillo de líquido puede ser muy delgado o incluso eliminado, de manera que la fase líquida puede encontrarse solamente como gotas dispersas o pulverizadas.

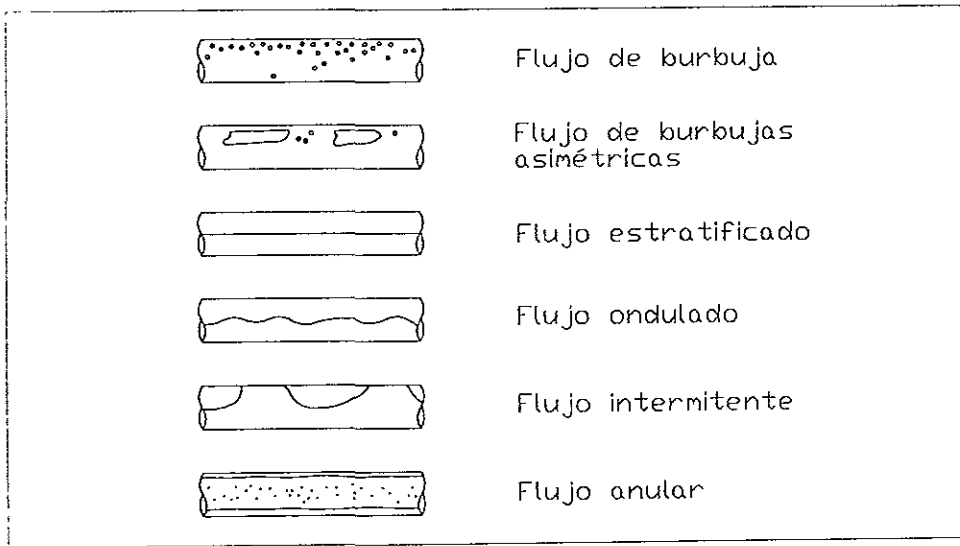


Fig. 3.2.- Patrones de flujo en un tubo horizontal.

Los patrones de flujo anteriores han sido definidos para un flujo adiabático, lo que generalmente significa que las razones de flujo de gas y de líquido son constantes. Sin embargo, en el caso de un flujo al que se le suministra calor o con una caída de presión lo suficientemente grande, para causar que una cantidad significativa de líquido se evapore, los patrones de flujo pueden cambiar rápidamente a lo largo del tubo.

Los patrones de flujo son útiles para una mejor comprensión del flujo de dos fases y para el desarrollo de modelos.

3.3 INESTABILIDADES EN FLUJOS DE DOS FASES.

Han sido observados muchos tipos de inestabilidades en el flujo de dos fases, los cuales van desde variaciones simples en el flujo, hasta fenómenos periódicos complejos [Kakaç y Mayinger, 1977]. En general, las inestabilidades de flujo de dos fases pueden presentarse cuando los fluidos sufren grandes cambios de densidad, debido a ebullición, condensación o cualquier otro proceso. Como resultado de los cambios de densidad, grandes fluctuaciones en la razón de flujo pueden ocurrir. Un cambio en la razón de flujo produce un cambio en la densidad del fluido a través del sistema, el cual, por medio de la alteración en la distribución de la caída de presión, puede conducir a oscilaciones de flujo autoexcitadas. Las oscilaciones de flujo sostenidas pueden causar vibración mecánica forzada de componentes, problemas de control del sistema, o bien, pueden afectar las características locales de transferencia de calor, dando como resultado temperaturas oscilatorias en la pared del canal por el que circula el flujo.

Las inestabilidades de flujo de dos fases pueden ser clasificadas como inestabilidades estáticas o dinámicas, dependiendo del carácter estático o dinámico de las leyes de conservación necesarias para explicar la dinámica de los estados de equilibrio inestables [Delhaye y Giot, 1981]. De esta forma, el inicio de las inestabilidades estáticas puede ser pronosticado a partir, únicamente, de consideraciones de estado estacionario, mientras que el desencadenamiento de inestabilidades dinámicas involucran la inercia transitoria y efectos dinámicos de retroalimentación.

A continuación se describen brevemente algunas de las inestabilidades que pueden presentarse en un sistema de flujo de dos fases.

3.3.1 Inestabilidades estáticas.

Un flujo está sujeto a una inestabilidad estática si al cambiar las condiciones de flujo por un pequeño paso, de las condiciones originales de estado estacionario, otro estado estacionario no es posible en la vecindad del estado original. Esta inestabilidad estática puede conducir a una condición diferente de estado estacionario o a un comportamiento periódico [Kakaç y Mayinger, 1977].

Crisis de ebullición.

Esta es causada por un cambio en el mecanismo de transferencia de calor y es caracterizada por un súbito aumento de la temperatura de la pared del canal por el que circula el flujo.

Expulsión periódica.

La expulsión periódica de líquido de un canal es una inestabilidad de relajación que puede abarcar, desde variaciones transitorias simples, de las razones de flujo de entrada y salida, hasta expulsiones violentas de grandes cantidades de líquido fuera del canal calentado, ya sea por uno o ambos extremos. El término usado para describir el fenómeno de expulsión periódica en un flujo es "pulsos de burbujas" (chugging) [Delhaye y Giot, 1981; Kakaç y Mayinger, 1977]. La expulsión es causada por una vaporización súbita de la masa del fluido que ha sido sobrecalentada. Así, en esta inestabilidad el fenómeno de formación, crecimiento y colapso de burbujas es importante. Al parecer, el mecanismo responsable de la generación de grandes sobrecalentamientos de líquido es el retardo en la nucleación, debido, por ejemplo, a la ausencia de sitios de nucleación en la pared del canal. El ciclo de la inestabilidad de expulsión periódica puede ser dividido en incubación, nucleación, expulsión y un período de rellenado de fluido. En el período de incubación se produce el sobrecalentamiento necesario para la nucleación violenta. Debido a que el retardo de la nucleación puede variar fortuitamente, el período de la inestabilidad puede ser irregular.

Inestabilidades de transición de patrones de flujo.

Los cambios en el régimen de flujo de dos fases son provocados por mecanismos que no siempre son bien entendidos. El régimen de transferencia de calor durante la ebullición, en la pared de un canal calentado, puede cambiar súbita y dramáticamente debido a cambios pequeños en algunos parámetros (crisis de ebullición, rehumedecimiento, transición de ebullición a transferencia de calor de una sola fase, etc.). Debido a que algunas veces los regímenes de flujo y de transferencia de calor, tienen fuerte influencia sobre el comportamiento global del canal en el que se presenta la ebullición, estos cambios pueden conducir a inestabilidades de flujo [Delhaye y Giot, 1981].

Un ejemplo de esta inestabilidad de transición es cuando se tiene un flujo cuyas condiciones se encuentran cerca del punto de transición, entre el régimen de flujo de burbuja y el de flujo anular [Kakaç y Mayinger, 1977]. Un incremento temporal en la cantidad de burbujas en el patrón de flujo de burbuja, o bien, en el patrón de flujo intermitente (originado por una reducción temporal en la razón de flujo) puede cambiar el régimen a flujo anular, con su característica caída de presión más baja. Así, esta caída de presión acelera momentáneamente la razón de flujo, sin embargo, al incrementarse esta última, el vapor generado puede volverse insuficiente para mantener el régimen de flujo anular, revirtiéndose al flujo previo de burbuja o intermitente, de manera que el ciclo

puede volverse a repetir. Este comportamiento oscilatorio es debido, en parte, al retardo ocurrido en la aceleración y desaceleración del flujo.

Otra situación que puede producir una inestabilidad, es el ruido generado por los patrones de flujo inestables, particularmente el flujo intermitente, que puede provocar vibración de componentes mecánicos y amplificar las perturbaciones de flujo o conducir a la crisis de ebullición.

3.3.2 Inestabilidades dinámicas.

Un flujo es objeto de una inestabilidad dinámica cuando la inercia de otros efectos de retroalimentación tienen una parte esencial en el proceso [Kakaç y Mayinger, 1977]. Dentro de las inestabilidades dinámicas están las oscilaciones de flujo, en las que tanto la razón de flujo como la presión, sufren oscilaciones periódicas alrededor de un nivel medio. Las oscilaciones de flujo ocurren bajo ciertas condiciones de disturbios ligeros en el flujo de dos fases. Estas pueden ser amortiguadas, neutrales o crecientes [Hsu, 1986]. En las oscilaciones crecientes, la amplitud del flujo y las fluctuaciones de presión se incrementan con el tiempo y pueden causar hasta una inversión de flujo; esta situación puede conducir a la falla mecánica de un sistema. En el caso de una oscilación amortiguada, ésta generalmente busca un punto de estabilidad, cercano a la condición de operación normal, después de un período suficiente de tiempo. Por su parte, una oscilación neutral persiste indefinidamente y puede ser tolerada si su amplitud no es demasiado grande.

Algunas de estas oscilaciones de flujo son las ondas de densidad, las oscilaciones de caída de presión y las oscilaciones térmicas.

Oscilaciones de ondas de densidad.

Estas oscilaciones son probablemente el tipo más común de inestabilidad que puede ser encontrado en los sistemas de flujo de dos fases. Estas son causadas por la interacción dinámica entre razón de flujo, distribución de densidad y distribución de caída de presión dentro de un canal calentado. El mecanismo físico que conduce a las oscilaciones de ondas de densidad puede ser descrito de varias maneras, una de ellas es la siguiente [Hsu, 1986]. Cuando existe una restricción aguas abajo, en la salida de una sección calentada, la razón de flujo volumétrico que circula a través de la restricción es afectada por la densidad local del fluido. Cuando un lingote de líquido pasa a través de la restricción, el flujo será frenado, de esta manera el fluido permanecerá en la sección

calentada por más tiempo y se generará una mayor cantidad de vapor. La expansión de dicho vapor aumentará la presión, la cual puede forzar al flujo tanto hacia aguas arriba como aguas abajo. Después de que el lingote de líquido es empujado a través de la restricción, la razón de flujo volumétrico se incrementará súbitamente, precipitándose a través de la sección calentada, a muy alta velocidad, el fluido fresco con baja cantidad de vapor. El calentamiento de este último lingote de líquido provoca que el ciclo comience de nuevo. Durante todo el ciclo, la razón de flujo y la presión fluctúan entre valores altos y bajos. Esta inestabilidad es una oscilación de baja frecuencia, cuyo período de tiempo es aproximadamente una o dos veces, el tiempo requerido para que una partícula de fluido viaje a través del canal.

Oscilaciones de caída de presión.

Esta clase de inestabilidades son desencadenadas por un fenómeno de inestabilidad estática. Las oscilaciones de caída de presión ocurren en sistemas que tienen un volumen compresible aguas arriba o dentro de la sección calentada y se producen, únicamente, cuando la caída de presión, a través de la sección de prueba, decrece al aumentar el flujo en el sistema [Kakaç y Mayinger, 1977]. Aquí, la inercia del fluido en el canal y el volumen compresible en el flujo de dos fases, interactúan en una forma similar a un sistema masa-resorte.

Oscilaciones térmicas.

Esta inestabilidad ocurre cuando se presenta una transición entre los modos de transferencia de calor en respuesta a una fluctuación en el flujo. Estas oscilaciones producen grandes cambios en la temperatura de la superficie de calentamiento. Se piensa que en las oscilaciones térmicas el flujo podría oscilar entre la ebullición de película y la ebullición de transición en un punto dado, produciéndose, así, oscilaciones de temperatura de gran amplitud en la pared del canal sujeto a un flujo de calor constante. Al parecer, en esta inestabilidad existe una interacción con oscilaciones de ondas de densidad de frecuencia más alta, las cuales actúan como perturbaciones que desestabilizan la ebullición de película [Kakaç y Mayinger, 1977]. El período de tiempo de las oscilaciones térmicas está gobernado por la inercia térmica del calentador.

En un sistema real varias inestabilidades pueden ocurrir simultáneamente, de esta forma, al analizar un sistema, todas las inestabilidades deben ser consideradas como componentes interrelacionados.

3.4 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE GENERACIÓN DIRECTA DE VAPOR.

El proceso de generación directa de vapor, en un concentrador de canal parabólico, puede ser esquematizado como se muestra en la figura 3.3. En la figura se observa el corte longitudinal de un tubo absorbedor, en el que un flujo de agua es convertido en vapor mientras circula a través de él. Sobre la parte inferior del tubo incide un flujo concentrado de radiación solar. Debido a que el flujo incide únicamente sobre una parte del tubo, a través de la sección transversal de éste se presentan diferentes temperaturas, cuyo valor máximo se localiza en la parte inferior y el mínimo en la parte superior. Conforme la temperatura del tubo absorbedor aumenta, la energía solar absorbida es transferida al flujo de agua.

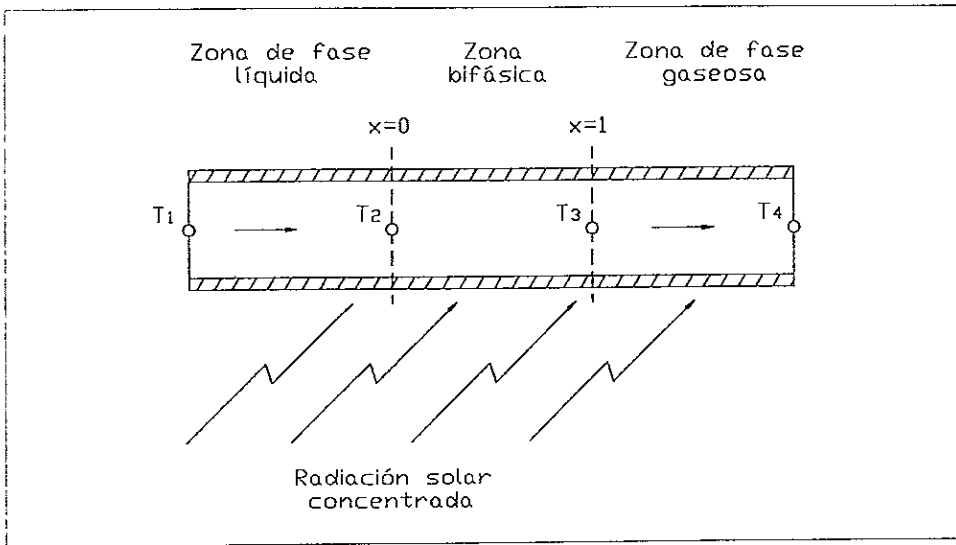


Fig. 3.3.- Proceso de generación directa de vapor en el tubo absorbedor.

Asumiendo que el flujo de radiación sobre la superficie inferior del tubo es uniforme y que en el interior de éste se tiene una presión subcrítica constante a lo largo de toda su longitud, el tubo absorbedor puede ser dividido en tres zonas para su análisis [Mandal y Mandal, 1994; Ray, 1981].

En la primer zona, el flujo de agua líquida subenfriada entra al tubo absorbedor con una temperatura inicial T_1 . Conforme el agua avanza en esta zona su temperatura se incrementa hasta alcanzar la temperatura de saturación, la cual es indicada como T_2 . En esta zona se tiene un proceso de convección forzada de una sola fase, donde el coeficiente de transferencia de calor es casi constante. En el caso de que el flujo de calor sobre el tubo absorbedor fuera alto, la nucleación de burbujas podría presentarse en esta primer zona de fase líquida. Así, debido a que la temperatura del flujo de agua todavía sería menor a la temperatura de saturación, la ebullición subenfriada del agua líquida ocurriría antes del punto marcado como de calidad termodinámica igual a cero. De esta forma, la ebullición subenfriada, junto con la convección forzada de la fase líquida, provocarían el incremento de la temperatura del flujo de agua. En este caso el coeficiente de transferencia de calor se incrementaría, debido a la ebullición subenfriada, conforme la masa del fluido se aproximara a su temperatura de saturación [Whalley, 1987].

La segunda zona en el tubo absorbedor corresponde a la del flujo bifásico originado por el cambio de fase que experimenta el agua. Aquí se tiene el proceso de ebullición saturada, donde la ebullición nucleada y los efectos de convección forzada, provocan una alta transferencia de calor. La generación de vapor en esta zona inicialmente es por nucleación en la pared del tubo, sin embargo, en caso de que el flujo de calor fuera bajo, la temperatura de la pared podría ser insuficiente para provocar la nucleación y el líquido sufriría un sobrecalentamiento considerable antes de que cualquier vapor fuera formado, de manera que la nucleación se retardaría hasta después del punto de calidad termodinámica igual a cero [Kakaç y Mayinger, 1977].

Con el inicio de la ebullición nucleada se comienza a desarrollar el régimen de flujo de burbuja en el tubo absorbedor. Conforme el flujo de agua circula por el tubo, la generación de vapor no solamente se tiene en los sitios de nucleación, sino también se presenta por evaporación directa desde las interfases, causando el aumento de la calidad de la mezcla líquido-gas. De esta forma, en el flujo de la mezcla se desarrollan diferentes patrones (flujo de burbujas asimétricas, flujo estratificado, flujo intermitente, etc.) cambiando de uno a otro, conforme la calidad de la mezcla se incrementa.

En el principio de esta segunda zona, la temperatura de la pared es suficiente para provocar la nucleación de burbujas en la pared del tubo, sin embargo, al aumentar la calidad de la mezcla, la temperatura de la pared tiende a disminuir debido a la transferencia de calor mejorada. Al suceder esto último, la transferencia de calor en la interfase aumenta en importancia con respecto a la transferencia de calor por ebullición nucleada. Así, al seguir disminuyendo la temperatura de la pared, se llega a un punto en el que ésta no es lo suficientemente alta para mantener activos los sitios de nucleación, por lo que la nucleación de burbujas se suspende y el proceso de ebullición se vuelve convectivo en carácter [Kakaç y Mayinger, 1977; Whalley, 1987].

Al presentarse esta última situación, la calidad de la mezcla es tal que el patrón de flujo ha cambiado hasta llegar al régimen de flujo anular. Aquí, aunque algunas burbujas probablemente todavía se formarían en la pared del tubo, la mayor parte del cambio de fase se presenta por evaporación en la interfase líquido-gas, como resultado de la transferencia de calor a través de la película de líquido. En este régimen de flujo anular, el coeficiente de transferencia de calor aumenta rápidamente conforme la película de líquido se vuelve más delgada debido a la evaporación. Sin embargo, al continuar incrementándose la calidad de la mezcla, se llega a un punto en el que la película de líquido desaparece, lo que provoca que el coeficiente de transferencia de calor decrezca rápidamente hacia su valor para el vapor puro. Dicha situación es conocida como crisis de ebullición. En tubos horizontales, esta crisis ocurre primero en la parte alta del tubo (al secarse la película de líquido) mientras la parte baja de la pared permanece húmeda [Kattan *et al*, 1998 a]. De esta forma, la crisis de ebullición se presenta debido a la transición del régimen del flujo anular al de flujo anular con secado parcial de la pared del tubo.

Así, en esta segunda zona del tubo absorbedor se presentan la ebullición nucleada y la ebullición convectiva del agua. En un principio, el valor del coeficiente de transferencia de calor en esta zona depende de las contribuciones de la ebullición nucleada y de la ebullición convectiva. Al volverse dominante la ebullición convectiva, el coeficiente de transferencia de calor aumenta conforme se incrementa la calidad de la mezcla. Así, el coeficiente alcanza su valor máximo a una alta calidad de la mezcla, punto en el que la pared del tubo todavía se encuentra completamente húmeda. La calidad de la mezcla a la que se tiene el coeficiente de transferencia de calor máximo dependerá del flujo local de calor y de la velocidad de la masa de agua [Kattan *et al*, 1998 c].

Al seguir aumentando la calidad de la mezcla, el coeficiente de transferencia de calor disminuye después de alcanzar su valor máximo, debido a que se inicia el secado parcial de la parte alta de la pared del tubo. De esta forma, el coeficiente de transferencia de calor decrece rápidamente al incrementarse la calidad de la mezcla. Así, en la última parte de esta segunda zona, el valor del coeficiente de transferencia de calor depende de la configuración del patrón de flujo dentro del tubo, es decir, depende de que tanto de la pared del tubo se encuentre seca [Kattan *et al*, 1998 b].

Al llegar a la tercer zona del tubo absorbedor, el flujo de agua ha sido evaporado completamente y se tiene el flujo en una sola fase del vapor. Al inicio de esta última zona, sin embargo, todavía podría tenerse un flujo de gotas de líquido dispersas en el flujo de vapor, las cuales serían evaporadas después del punto indicado como de calidad termodinámica igual a uno.

En la tercer zona del tubo, nuevamente se tiene un régimen de convección forzada de una sola fase, en donde el coeficiente de transferencia de calor es relativamente bajo y la temperatura de la pared del tubo es alta. El flujo de vapor entra a esta última zona a una temperatura T_3 igual a la temperatura de saturación ($T_2 = T_3$) y es sobrecalentado

hasta alcanzar una temperatura T_4 a la salida del tubo absorbedor [Mandal y Mandal, 1994].

Cabe señalar, que debido al cambio constante en el flujo de radiación solar durante el día, para una razón constante de flujo de agua, la longitud de cada una de las zonas anteriores, en el tubo absorbedor, podría variar con el tiempo, debido al aumento o disminución de la cantidad de calor que se transfiere al fluido.

La dificultad de la generación directa de vapor, en un concentrador de canal parabólico, es debida al hecho de que en el tubo absorbedor se tiene un flujo de dos fases, cuya complejidad se debe a que la mezcla de agua y vapor no es uniforme, ya que se producen distintos patrones de flujo. En este sentido, los regímenes que deben evitarse durante el proceso de generación son el flujo estratificado y el flujo intermitente. El flujo estratificado, que es provocado por la formación de zonas secas en la parte alta de la periferia del tubo, causadas por la disminución de la razón de flujo, o bien, por el secado parcial de la película de líquido en el régimen de flujo anular, es uno de los casos más críticos para el proceso. En los tubos absorbedores horizontales, o ligeramente inclinados, este régimen puede causar diferentes coeficientes de transferencia de calor entre las superficies que se encuentran en contacto con la fase líquida y con la fase gaseosa, provocando grandes diferencias de temperatura sobre la sección transversal del tubo absorbedor [Lippke, 1996; Müller *et al*, 1993]. Por otro lado, como se mencionó en la sección anterior, el régimen de flujo intermitente puede provocar vibraciones, las cuales pueden causar serios daños mecánicos.

Un punto importante en un sistema de generación directa de vapor es su comportamiento (respuesta transitoria) a las condiciones de insolación frecuentemente cambiantes y a las nubes pasando por el campo solar y sombreando los colectores por un tiempo limitado. Por esta razón, un sistema de generación directa requiere de algún tipo de control en el campo solar para poder mantener las condiciones del vapor que se está generando. Algunas alternativas que han sido pensadas para lograr este objetivo son el control del flujo de entrada, la recirculación de agua extra desde un separador y la inyección local de agua a lo largo de la trayectoria del flujo [Müller *et al*, 1993].

El proceso de recirculación y el sistema de inyección son dos alternativas que se han estudiado para lograr un mejor control en los sistemas de generación directa de vapor.

En el proceso de recirculación, un flujo alto de masa es alimentado al concentrador, de manera que solamente son obtenidas cantidades bajas de vapor. El vapor es separado en un tambor y sobrecalentado en los colectores siguientes. De esta manera, patrones de flujo favorables y flujos estables, a razones de flujo suficientemente altas, pueden ser logrados siempre. Sin embargo, en este proceso aún quedan preguntas acerca de la operación de circuitos paralelos y del control del sistema.

Por su parte, el sistema de inyección fue pensado como una forma para lograr el control local y facilitar que el campo solar reaccione a las perturbaciones locales de insolación, lo cual todavía no es posible en el proceso original de generación directa de vapor. En este sistema se inyecta agua en varios puntos del tubo absorbedor. De esta forma, mientras que en el proceso original la calidad de la mezcla bifásica se incrementa a lo largo del tubo absorbedor, en el proceso de inyección la razón de flujo de masa se incrementa a una muy alta calidad de la mezcla. Aunque este sistema no ha sido probado todavía a gran escala, parece proporcionar una mejor controlabilidad del flujo [Lippke, 1996].

3.5 GENERACION DIRECTA DE VAPOR EN LA PLANTA SOLAR.

En la planta solar de Ciudad Universitaria se instaló un sistema para estudiar el proceso de generación directa de vapor en un concentrador solar. Dicho sistema incluyó los siguientes elementos: un depósito para almacenar agua tratada, una bomba tipo turbina regenerativa, un medidor de gasto de agua, válvulas para el control del flujo de entrada y de salida del concentrador, un concentrador de canal parabólico y medidores de temperatura y presión.

Antes de realizar las primeras pruebas de generación de vapor, se montaron y nivelaron los espejos parabólicos del concentrador solar. Debido a que la estructura de soporte de algunos de estos espejos, se encontraba deformada en alguno de sus bordes, fue necesario ajustar su posición para que al momento de enfocar el concentrador, los espejos reflejaran correctamente la radiación solar sobre el receptor. El estado del tubo absorbedor también influyó en este punto, ya que había partes en las que el tubo se colgaba, o bien, estaba ligeramente flexionado hacia alguno de sus lados, por lo que se buscó la posición de los espejos con la que se tuviera el mejor enfoque.

El agua que se utilizó durante las pruebas y la generación de vapor, fue acondicionada en la planta de tratamiento de agua de la planta solar, localizada a un costado de ésta. Debido a que el agua natural sin tratar contiene disueltos compuestos minerales, en especial sales de calcio y magnesio (normalmente bicarbonatos y sulfatos) que causan su dureza, el agua fue sometida a un tratamiento de ablandamiento. Con este tratamiento, que consiste en eliminar las sales de calcio y de magnesio del agua, se buscó evitar el problema de la formación de incrustaciones y depósito de sedimentos en la superficie del tubo absorbedor, lo que podría provocar un aumento en la resistencia al paso del calor y, por tanto, la disminución en la eficacia de la transferencia de calor.

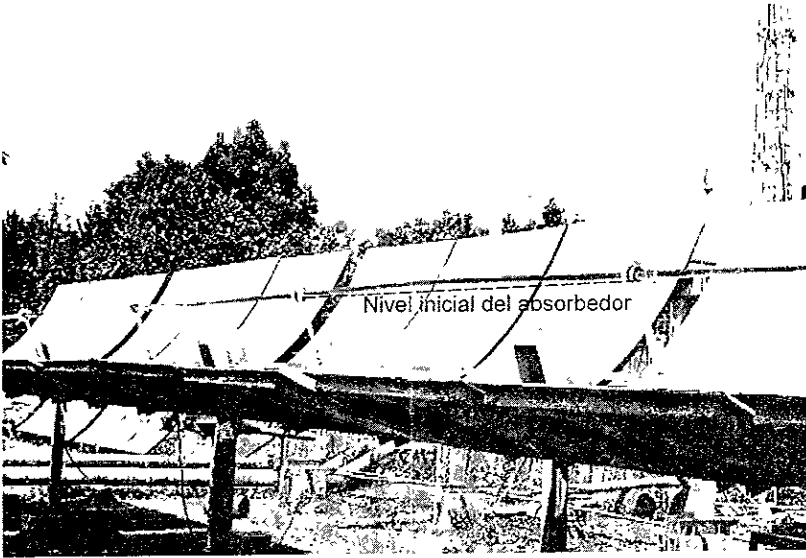
Al inicio de las primeras pruebas de generación de vapor, el gasto de agua de entrada se reguló buscando que éste fuera evaporado completamente en el concentrador, de manera que a la salida se tuviera solamente un flujo de vapor saturado.

3.5.1 Deflexión del tubo absorbedor.

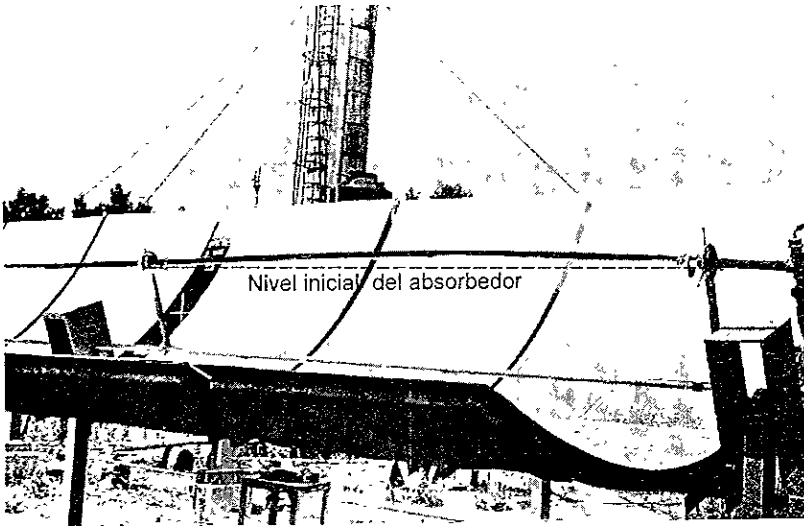
Durante las primeras pruebas de generación de vapor, se presentó un problema con el receptor del concentrador solar, que consistió en la deflexión del tubo absorbedor [Almanza *et al*, 1997]. Dicha deflexión, que provocó la ruptura de los tubos de vidrio del receptor, ocurría cuando a la salida del concentrador se tenía un flujo de vapor sin agua líquida y se presentaba, siempre, hacia la parte de arriba del concentrador, en ninguna ocasión hacia abajo o hacia los lados. Al principio, la deflexión solamente se presentaba en la parte final del tubo absorbedor, sin embargo, en pruebas posteriores, ésta tuvo lugar a lo largo de todo el tubo.

El tubo absorbedor estaba compuesto por 5 tubos de acero dulce de 3.175 cm. de diámetro exterior, 2 mm. de espesor y 3 m. de longitud, los cuales se apoyaban en 5 soportes ubicados a lo largo del concentrador y separados uno de otro por una distancia promedio de 2.95 m. En dichos soportes, el tubo absorbedor tenía libertad para moverse axialmente, por lo que su expansión térmica longitudinal no era restringida.

Debido a que la deflexión era difícil de pronosticar durante la generación de vapor, para su análisis se encontró una forma alternativa de reproducirla. El procedimiento consistió en enfocar el concentrador y permitir que el tubo absorbedor, sin tener agua en su interior, elevara su temperatura con la radiación solar. Después de un determinado tiempo, un flujo de agua fría se alimentaba al concentrador, que al circular y evaporarse en el tubo absorbedor, provocaba el pandeo. Con este procedimiento la deflexión se iniciaba en el primer tubo, alcanzaba su valor máximo y disminuía hasta desaparecer por completo, posteriormente, la deflexión se presentaba en el segundo tubo, donde seguía la misma secuencia y después pasaba, sucesivamente, a los demás tubos. De esta manera, conforme el flujo de agua circulaba a través del tubo absorbedor, el pandeo se iba presentando en cada uno de los tubos que lo formaban, hasta que dicho flujo alcanzaba la salida del concentrador. Momentos antes de que se iniciara el pandeo en cada uno de los tubos, a la salida del concentrador se tenía un flujo "brusco" de vapor (esto debido a la evaporación súbita del agua en el tubo caliente). El flujo de vapor se presentaba, generalmente, cuando la deflexión crecía y alcanzaba su valor máximo, posteriormente, cuando el pandeo comenzaba a bajar, el flujo de vapor cesaba y no se volvía a presentar hasta que la deflexión iniciaba en el siguiente tubo.



a)



b)

Fig. 3.4.- Deflexión del absorbedor de acero.
a) Tubo 4, b) Tubo 5

Para estudiar este problema se llevaron a cabo mediciones de la temperatura del tubo absorbedor antes, durante y después de presentarse la deflexión, así como de la magnitud de esta última. Las mediciones de temperatura se realizaron por medio de dos termopares tipo T (cobre-constantán). Los termopares eran tipo bayoneta con resorte, los cuales fueron colocados en el tubo absorbedor, por medio de un adaptador de abrazadera, para registrar la temperatura de la superficie exterior del tubo en su parte superior e inferior. Por su parte, la deflexión fue medida utilizando un teodolito y un flexómetro. Las mediciones, tanto de la temperatura del tubo como de la deflexión, se tomaron sin la cubierta de vidrio y en el punto medio de cada uno de los tubos, lugar donde generalmente se presentaba la deflexión máxima. Las mediciones se efectuaron solamente en un tubo a la vez, iniciando con el primer tubo, siguiendo con el segundo y así sucesivamente hasta llegar al quinto tubo.

Antes de iniciar un evento de mediciones el tubo a medir tenía, en promedio, una temperatura de 172°C en la parte inferior, 136°C en la parte superior y una diferencia de temperatura entre estas dos zonas de 36°C . El flujo de agua que se alimentó al concentrador fue de 2 lt/min, para esto, únicamente se utilizó la presión hidrostática proporcionada por el depósito de agua, el cual se encontraba aproximadamente 1.5 m. sobre el nivel del tubo absorbedor. Las temperaturas se registraron cada 15 segundos, durante el tiempo en que el pandeo se presentaba a lo largo de todo el tubo absorbedor, mientras que la magnitud de la deflexión se midió solamente cuando ésta alcanzaba su valor máximo. Sin embargo, hubo eventos en los que el valor de la deflexión pudo registrarse momentos antes de llegar a su punto máximo. En cada uno de los tubos se realizaron tres eventos de mediciones, de manera que se obtuvieron 15 grupos diferentes de valores.

Analizando el comportamiento de las temperaturas en cada uno de los tubos antes, durante y después de la deflexión se puede establecer que éstas siguen una cierta tendencia, la cual puede ser descrita utilizando los valores obtenidos en el evento 2 del tubo 1 del absorbedor, presentados en la figura 3.5. Aquí se encuentran graficadas con respecto al tiempo, la temperatura de la parte superior e inferior del tubo, así como la diferencia de temperatura entre estas dos zonas. Las líneas verticales indican el comienzo (ED) y el final (BD) del pandeo, así como el momento en que se presentó la deflexión máxima ($D_{\text{máx}}$), cuyo valor también es mostrado. Los puntos indicados con las líneas verticales únicamente son una aproximación, ya que en algunos casos la deflexión se presentaba de una manera muy rápida, por lo que era difícil ubicar el punto exacto en el que la deflexión iniciaba, finalizaba o alcanzaba su punto máximo.

TEMPERATURA DE LA SUPERFICIE DEL TUBO ABSORBEDOR
TUBO 1 - Evento 2

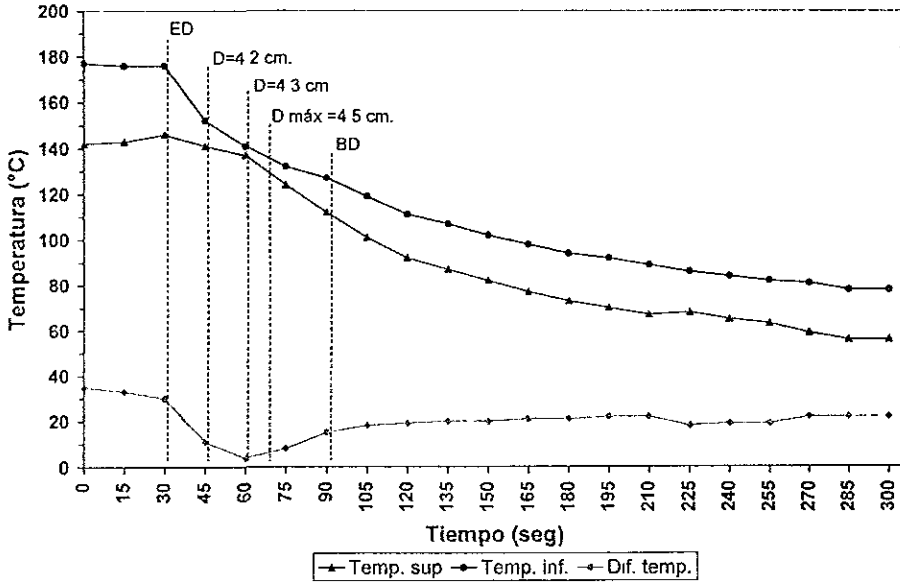


Fig. 3.5.- Curvas de las temperaturas en el tubo absorbedor, Tubo 1 – Evento 2.

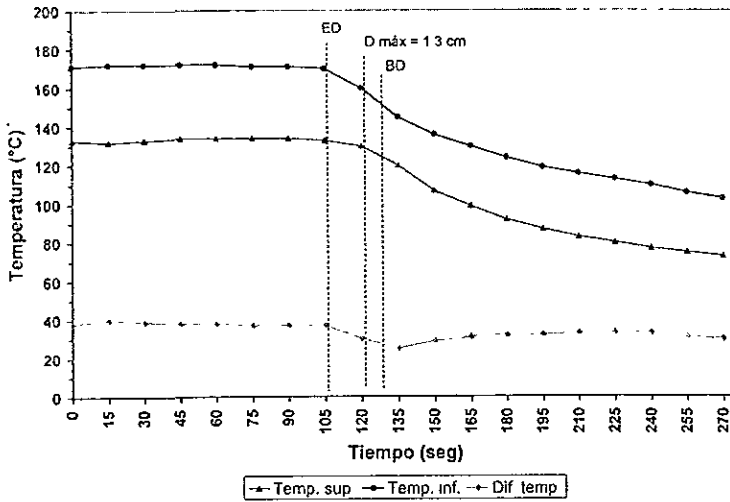
En la figura 3.5 se puede observar que inicialmente las temperaturas del tubo se encuentran estables, los valores que se tienen en la parte superior e inferior son casi constantes. En el tiempo $t = 30$ segundos, punto en el que aproximadamente se inicia el pandeo, ambas temperaturas comienzan a disminuir, sin embargo, como puede observarse, la temperatura de la parte de abajo del tubo decrece con mayor rapidez que la parte de arriba. Cabe hacer mención que es aproximadamente, en este momento, cuando se presenta el flujo "brusco" de vapor. La diferencia en la rapidez, con que la temperatura disminuye en cada una de las zonas del tubo, es muy marcada en el intervalo comprendido entre $t = 30$ y $t = 45$ segundos, donde la deflexión alcanza un valor de 4.2 cm. En el intervalo siguiente, de $t = 45$ a $t = 60$ segundos, la rapidez con la que varía la temperatura de abajo sigue siendo mayor que la de arriba, aunque la diferencia, aquí, no es tan marcada; durante este intervalo la deflexión aumenta ligeramente, llegando a 4.3 cm. La deflexión alcanza un valor máximo de 4.5 cm. en el intervalo comprendido entre $t = 60$ y $t = 75$ segundos. En este último lapso, la rapidez con que disminuyen las temperaturas se invierte, es decir, la temperatura superior decrece más rápido que la temperatura inferior,

aunque en este caso, la diferencia en la rapidez de disminución de las temperaturas no es tan grande. Este comportamiento continúa hasta $t = 105$ segundos, sin embargo, la deflexión desaparece alrededor del tiempo $t = 90$ segundos. A partir de $t = 105$ segundos ambas temperaturas decrecen aproximadamente con la misma rapidez.

En cuanto al comportamiento de la diferencia de temperatura entre las dos zonas del tubo, se puede observar que ésta disminuye abruptamente a partir del tiempo $t = 30$ segundos, esto debido a la rápida variación de la temperatura de la parte inferior. Así, la diferencia de temperatura disminuye hasta alcanzar un valor mínimo en $t = 60$ segundos. En los diferentes eventos que se realizaron, se pudo observar que es aproximadamente, al alcanzar este valor, cuando se presenta la deflexión máxima del tubo. Después de este punto, la diferencia de temperatura vuelve a incrementarse, como resultado de que ahora la temperatura de la parte superior del tubo disminuye con mayor rapidez que la temperatura de la parte inferior. Cuando las temperaturas en ambas zonas del tubo disminuyen con la misma rapidez, la diferencia de temperatura tiende a estabilizarse alrededor de un valor determinado. En la figura esto sucede aproximadamente a partir de $t = 105$ segundos.

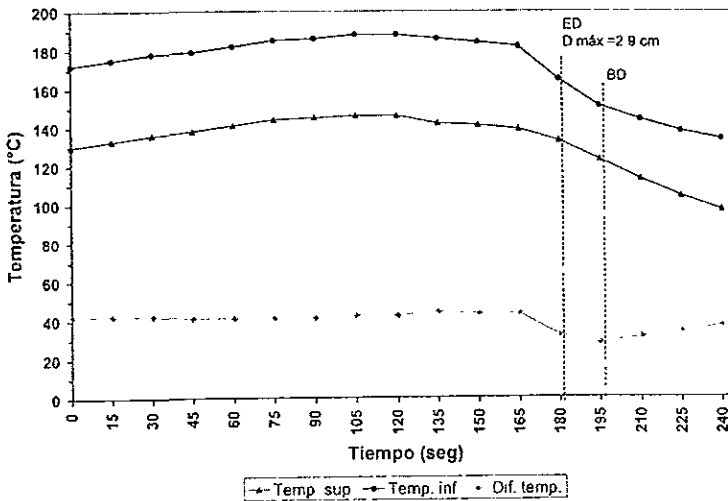
En las mediciones realizadas hubo eventos en los que la diferencia en la rapidez con la que disminuían las temperaturas no fue tan marcada, en tales casos el valor de la deflexión fue menor. Como ejemplo de esto, en la figura 3.6 se muestran las gráficas del evento 1 del tubo 3 y del evento 3 del tubo 5. En este último evento, puede observarse cómo las temperaturas aumentan gradualmente hasta el momento en que se inicia el pandeo, esto fue debido a que la temperatura del tubo todavía no se encontraba estabilizada en el momento de iniciar el evento. Las tablas con los valores de todos los eventos realizados pueden consultarse en el anexo A.1.

TEMPERATURA DE LA SUPERFICIE DEL TUBO ABSORBEDOR
Tubo 3 - Evento 1



a)

TEMPERATURA DE LA SUPERFICIE DEL TUBO ABSORBEDOR
Tubo 5 - Evento 3



b)

Fig. 3.6.- Curvas de las temperaturas en el tubo absorbedor,
a) Tubo 3 – Evento 1; b) Tubo 5 – Evento 3.

Aunque el procedimiento que se utilizó para reproducir la deflexión del tubo, en las mediciones anteriores, fue distinto a la manera en que la deflexión se presentó durante la generación de vapor, la causa de ésta puede ser referida como sigue:

Durante la generación de vapor en el concentrador, es probable que la presión interna del tubo absorbedor aumentara, esto debido a la falta de una buena regulación, provocando que la presión de la bomba no fuera suficiente para mantener un flujo constante de agua en el concentrador, reduciéndose el gasto o incluso dejando de suministrarlo. Así, es probable que el flujo dentro del concentrador se haya estratificado, de manera que el agua líquida, al fluir por la parte de abajo del tubo, aumentó rápidamente su temperatura hasta llegar a un punto en el que su evaporación se presentó de manera súbita, provocando que la temperatura de la parte inferior disminuyera abruptamente en un intervalo corto de tiempo, a diferencia de la temperatura de la parte superior. Esta disminución originó una distribución de temperaturas no uniforme en el tubo absorbedor, la cual, provocó que la parte inferior del tubo sufriera una contracción mayor que la parte superior en un mismo intervalo de tiempo, induciéndose, así, un sistema de esfuerzos que dio origen a la deflexión [Boley, 1960].

Debido a que en este caso, los esfuerzos térmicos fueron originados por una distribución de temperaturas no uniforme en el tubo absorbedor, provocada en un intervalo corto de tiempo, los tubos de acero dulce fueron cambiados por tubos de cobre, con el propósito de obtener una distribución de temperaturas más uniforme en caso de presentarse esta disminución abrupta de la temperatura de la parte inferior del tubo. Los tubos de cobre que se utilizaron cuentan con un diámetro exterior de 3.5125 cm. y una longitud de 3 m. Al reproducir la deflexión en el concentrador, con los tubos de cobre, ésta no se eliminó totalmente, pero disminuyó de manera que fue casi imperceptible.

La deflexión en el tubo absorbedor disminuyó debido a que el cobre, al tener una conductividad térmica mayor (395 W/m K) que la del acero dulce (51 W/m K.) originó una distribución de temperaturas más uniforme en el tubo absorbedor. De esta manera, al presentarse la disminución abrupta de la temperatura de la parte inferior del tubo, la alta conductividad térmica del cobre provocó que las contracciones sufridas en las diferentes partes del tubo fueran también más uniformes, lo que permitió que fueran compensadas mejor por el tubo absorbedor evitándose, así, la deflexión.

La deflexión del tubo absorbedor es un problema que requiere de un estudio más detallado, en el que se obtenga la temperatura del tubo en varios puntos, tanto circunferencial como longitudinalmente. De esta manera, al contar con la información que permita definir de una manera más completa la distribución de temperaturas en el tubo absorbedor, se podrá determinar con mayor precisión la forma en que estos esfuerzos térmicos se generan.

Finalmente, las pruebas de generación de vapor se realizaron con los tubos de cobre y durante éstas la deflexión no se volvió a presentar.

3.5.2 Generación de vapor con el tubo absorbedor de cobre.

Utilizando el tubo absorbedor de cobre, las pruebas que se realizaron consistieron en observar el comportamiento y la controlabilidad del sistema durante la generación directa de vapor.

Durante dichas pruebas se presentaron reflujos de vapor del concentrador hacia la bomba de alimentación, los que provocaron que ésta dejara de bombear agua. De esta manera, fue necesario instalar una válvula de retención para evitar tanto los reflujos de vapor como los de agua caliente, así como los golpes debidos al paro de la bomba.

Debido a que el gasto de agua proporcionado por la bomba era demasiado alto, se hizo un arreglo en la tubería para recircular parte de dicho gasto y poder alimentar al concentrador el flujo de agua adecuado con la presión requerida.

Durante la generación de vapor se buscó que en el concentrador se evaporara la mayor cantidad posible de agua. Por esta razón, se alimentó al concentrador un gasto de agua de 0.757 lt/min (0.2 gal), que era el mínimo registrado por el medidor de flujo, sin embargo, aun suministrando dicho gasto, solamente fue posible obtener una mezcla de líquido y gas saturados de baja calidad en el concentrador.

Para regular el flujo de la mezcla bifásica a la salida del concentrador, fue necesario emplear una válvula de aguja, esto debido a que durante las horas de baja radiación era más difícil mantener constante la presión interna del concentrador, por lo que fue requerida una regulación más fina del flujo.

Para medir la calidad de la mezcla, fue necesario separar las fases del flujo bifásico que se obtuvo a la salida del concentrador, por lo que se armó un separador de vapor. Este separador consistió simplemente de un ensanchamiento en la tubería, que reducía la velocidad del flujo, y de un arreglo en forma de "T", que cambiaba la dirección de la fase gaseosa de la mezcla. Así, al reducir la velocidad del flujo bifásico y cambiar la dirección de la fase gaseosa, se lograba que ésta quedara separada de la fase líquida. Para evitar que alguna parte de la fase gas saliera junto con el flujo de la fase líquida, a la salida de esta última se colocó una trampa de vapor de cubeta invertida, que además sirvió para captar y acumular la fase líquida.

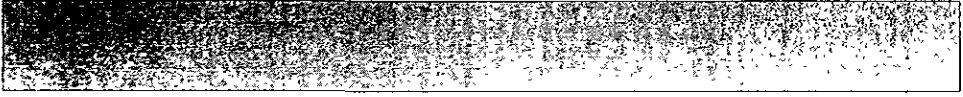
Durante la generación de vapor se presentaron fugas a través de las uniones de los tubos de cobre. Los tubos contaban con extremos roscados, los cuales fueron sellados con cinta de teflón, sin embargo, después de trabajar por algún tiempo, los tubos

se aflojaban y fugas de vapor se presentaban a través de las uniones. Este aflojamiento de los tubos era provocado por la expansión y contracción que sufría la tubería al enfocar y desenfocar el concentrador durante el día. Para solucionar este problema se utilizó un sellador para tuberías de vapor, el cual eliminó las fugas durante algunos días.

Una vez que se hicieron los cambios necesarios en la instalación, la generación directa de vapor se llevó a cabo sin problemas.

Cabe hacer mención que durante estas pruebas no se observaron inestabilidades en el flujo de dos fases que se obtuvo en el concentrador. Esto probablemente se debió a que la mezcla generada fue de baja calidad, así, al obtenerse un régimen de flujo con una cantidad baja de vapor, se evitó el surgimiento de alguna inestabilidad.

De esta forma, el sistema se preparó para llevar a cabo las mediciones necesarias para obtener la eficiencia térmica del concentrador cilíndrico parabólico.



CAPITULO IV

EFICIENCIA DEL CONCENTRADOR CILINDRICO PARABOLICO

Los sistemas de energía solar están diseñados para captar la radiación del Sol y convertirla, tanto como sea posible, en alguna forma de energía que se encuentre lista para ser utilizada. En este proceso, el desempeño del colector es una parte fundamental, ya que si su eficiencia es incrementada, el desempeño del sistema completo se mejora. De esta forma, la prueba de colectores solares es uno de los pasos más importantes en la investigación sobre el uso de la radiación solar.

La prueba térmica de un colector solar no solamente permite valorar su desempeño, sino también, después de llevar a cabo un análisis, revela los factores que lo afectan y permite establecer las formas posibles de mejorarlo. Además, dicha prueba proporciona una base racional para la comparación de diferentes colectores y facilita el pronóstico del desempeño térmico absoluto de un colector para un conjunto de condiciones dadas, diferentes a las que se tuvieron en la prueba. Si bien, algo de esta información puede ser obtenida probando los componentes del colector individualmente, el desempeño térmico global solamente puede ser determinado con certidumbre a partir de un experimento de eficiencia térmica del colector.

La eficiencia de un colector solar depende de muchos factores [Rabl, 1985], los cuales pueden clasificarse en diferentes grupos, como son: condiciones de operación (temperatura de operación, razón de flujo, etc.), propiedades de los materiales del colector (reflejancia, absortancia, etc.), tipo de receptor (perfil del absorbedor, evacuado o no evacuado) y geometría del concentrador (razón de concentración, ángulo de borde, etc.). Por esta razón, para caracterizar un colector se deben especificar cuidadosamente las condiciones bajo las cuales su eficiencia ha sido medida o calculada. Lo más conveniente es especificar dichas condiciones de manera que la eficiencia sea definida sin ambigüedad y que su medición pueda ser reproducida. Esto se logra más fácilmente si uno basa la eficiencia sobre condiciones de cielo despejado, ya que si bien, los cielos despejados no son idénticos, éstos pueden ser lo suficientemente reproducibles como para proporcionar una referencia útil en la prueba del colector.

4.1 EFICIENCIA OPTICA.

Antes de analizar térmicamente el concentrador de canal parabólico, es necesario definir un parámetro importante en el funcionamiento del colector, el cual considera las pérdidas ópticas asociadas con la transferencia de la radiación solar, incidente en el colector, hacia el receptor; dicho parámetro es la eficiencia óptica.

La eficiencia óptica del concentrador se define como la fracción de la radiación solar, incidente sobre la apertura del colector, que es absorbida en el receptor. Esta depende de las propiedades ópticas de los materiales utilizados en el concentrador, como son la reflejancia del espejo parabólico, la transmitancia de la cubierta de vidrio y la absortancia del tubo absorbedor. Así mismo, depende del factor de intercepción, que incluye todos los errores asociados con el sistema óptico del concentrador, provocados por las irregularidades en la superficie del reflector y su estructura de soporte, por la ubicación del receptor con respecto al plano focal del concentrador y por la desalineación de éste con respecto al Sol, causada por los errores en el seguimiento de su movimiento aparente.

Para muchos colectores es fácil derivar fórmulas aproximadas para obtener su eficiencia óptica. En el caso de un concentrador cilíndrico parabólico, que cuenta con un reflector cuya superficie tiene una reflejancia especular ρ , una cubierta con transmitancia τ_{cub} , un absorbedor con absortancia α_{abs} y un factor de intercepción γ , su eficiencia óptica, relativa a la radiación directa, puede obtenerse a partir de [De Winter, 1990; Rabl, 1985]:

$$\eta_o = \gamma \rho \tau_{\text{cub}} \alpha_{\text{abs}} \quad (4.1)$$

sin embargo, éste únicamente es un valor aproximado, ya que la eficiencia óptica varía con el ángulo de incidencia de la radiación solar. Esta variación se debe a diversos factores, los cuales provocan la disminución de la eficiencia óptica del colector conforme se incrementa el ángulo de incidencia de la radiación directa. Dichos factores incluyen, por ejemplo, la dependencia con respecto a este ángulo de la transmitancia de la cubierta y la absorptancia del absorbedor, así como la disminución del factor de intercepción, esta última provocada por la expansión del rayo solar, debida a la inclinación longitudinal del reflector y los errores de especularidad, y por el aumento del ancho de la imagen aparente del Sol, provocado por el alargamiento de la trayectoria del rayo reflejado cuando aumenta el ángulo de incidencia.

Para considerar estos efectos, en el cálculo de la eficiencia óptica se utiliza un modificador, el cual describe la forma en que ésta disminuye, con respecto a la eficiencia óptica a incidencia normal, al cambiar el ángulo de incidencia. Así, para un ángulo de incidencia dado, la eficiencia óptica del concentrador puede ser expresada como [Güven y Bannerot, 1986]:

$$\eta_o(\theta_i) = \gamma [\rho (\tau_{\text{cub}}\alpha_{\text{abs}})_n] K(\theta_i) \quad (4.2)$$

donde θ_i es el ángulo de incidencia de la radiación directa sobre la apertura del colector, ρ es la reflejancia especular promedio de la superficie del reflector, $(\tau_{\text{cub}}\alpha_{\text{abs}})_n$ es el factor transmitancia-absortancia efectivo a incidencia normal, γ es el factor de intercepción a incidencia normal y $K(\theta_i)$ es el modificador del ángulo de incidencia.

De esta forma, en la ecuación (4.2) se pueden distinguir claramente los factores que influyen en la eficiencia óptica del concentrador, que son: el factor de intercepción, que engloba los efectos de todos los errores ópticos; las propiedades de los materiales del concentrador, que son los términos agrupados dentro de los corchetes y los efectos del ángulo de incidencia, representados por el modificador $K(\theta_i)$.

La eficiencia óptica es un parámetro importante, ya que nos indica la energía que está disponible en el concentrador antes de considerar las pérdidas térmicas.

4.1.1 Eficiencia óptica del concentrador de la planta solar.

La complejidad en el cálculo de la eficiencia óptica de un concentrador solar depende tanto del tipo de colector como de la exactitud deseada. Para el caso del concentrador de la planta solar de la U.N.A.M., podemos obtener un valor aproximado de su eficiencia óptica utilizando la ecuación (4.1). Si el concentrador de canal parabólico cuenta con un factor de intercepción $\gamma = 0.8$, una reflejancia especular $\rho = 0.92$, una transmitancia $\tau_{\text{cub}} = 0.85$ y una absorptancia $\alpha_{\text{abs}} = 0.92$, entonces su eficiencia óptica es:

$$\eta_o = 0.5755$$

El valor anterior ha sido calculado únicamente como una estimación del porcentaje de energía que realmente es absorbida en el receptor del concentrador.

4.2 ANALISIS TERMICO.

Un concentrador de canal parabólico, que se encuentra generando vapor, puede ser analizado aplicando el principio de conservación de la energía para un sistema abierto. Definiendo un volumen de control, como se muestra en la figura 4.1, y considerando que el concentrador se encuentra operando en estado estacionario, podemos establecer un balance de energía en él como:

$$Q_s + Q_a = Q_v + Q_p \quad (4.3)$$

donde Q_s es la razón de energía del Sol captada por el concentrador, Q_a es la energía del flujo de agua de alimentación, Q_v es la energía del flujo de vapor generado y Q_p es la razón de pérdida de energía del concentrador.

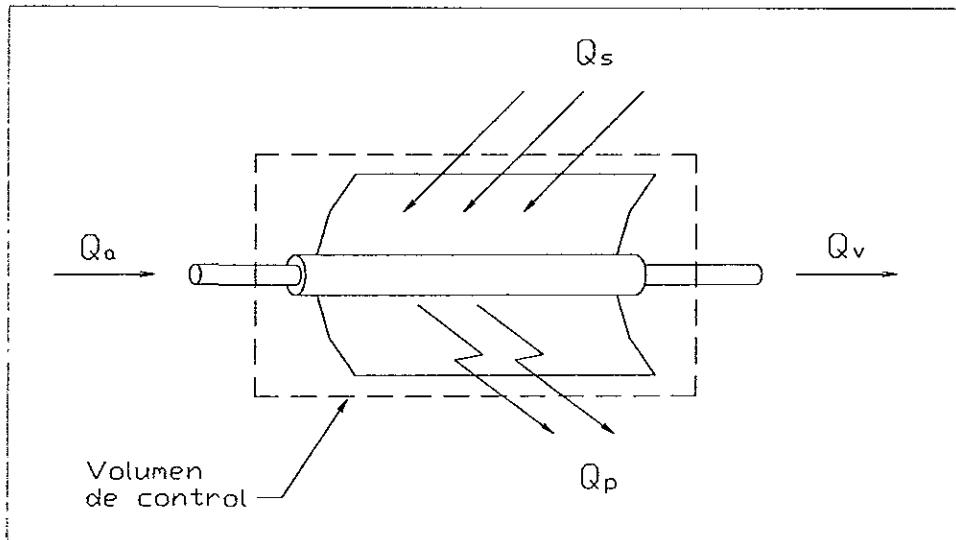


Fig 4 1.- Balance de energía en el concentrador solar.

Si tomamos en cuenta que la razón de energía proporcionada al fluido de trabajo, es igual a:

$$Q_u = Q_v - Q_a \quad (4.4)$$

entonces, podemos escribir la ecuación (4.3) como:

$$Q_s = Q_u + Q_p \quad (4.5)$$

así, la ecuación (4.5) simplemente establece que la energía del Sol, captada por el concentrador, es igual a la energía entregada al fluido de trabajo (la energía útil) más las pérdidas de energía hacia el ambiente.

Las pérdidas de energía pueden ser divididas en pérdidas ópticas y en pérdidas térmicas. Debido a que las pérdidas ópticas fueron consideradas en la sección anterior, a partir de la eficiencia óptica del concentrador, en esta sección nos enfocaremos a la determinación de las pérdidas térmicas.

Cuando el receptor recibe la radiación solar concentrada por el reflector, la temperatura de su superficie de absorción se incrementa considerablemente. Al aumentar su temperatura la superficie de absorción no solamente transferirá calor al fluido de trabajo, sino también, debido a la diferencia de temperatura entre ésta y el ambiente, una parte de la energía colectada será regresada a los alrededores.

De esta forma, diferentes procesos de transferencia de calor se presentarán en el receptor del concentrador cilíndrico parabólico [Thomas y Güven, 1993]. Dichos procesos, los cuales son esquematizados en la figura 4.2, son la transferencia de calor del tubo absorbedor al fluido de trabajo, del tubo absorbedor a la cubierta de vidrio y de la cubierta de vidrio al medio ambiente.

En el primer proceso de transferencia de calor, la energía solar es absorbida y transportada, por conducción en la dirección radial, de la superficie de absorción a la superficie interna del tubo absorbedor, donde posteriormente es removida por el fluido de trabajo. En el caso de la generación directa de vapor, esta remoción se lleva a cabo por medio de los procesos de ebullición y de convección forzada, según como se explicó en el capítulo anterior.

El segundo proceso consiste en la transferencia de calor del tubo absorbedor a la cubierta de vidrio, la que se lleva a cabo por medio de radiación, conducción y convección natural entre ambos componentes. En este proceso, la razón de transferencia de calor dependerá tanto de la diferencia de temperatura entre ambos componentes como de la relación geométrica de sus diámetros. El intercambio de calor por radiación, además, estará en función de las emitancias de la cubierta y del tubo absorbedor, mientras que la transferencia por convección natural dependerá del valor del número de Rayleigh para las

condiciones del aire en el espacio anular. En los receptores que operan a altas temperaturas la radiación puede ser el modo dominante de transferencia de calor entre ambos componentes, o bien, cuando el espacio anular del receptor se encuentra evacuado, ya que en dicho caso las pérdidas por convección y conducción son disminuidas considerablemente [De Winter, 1990].

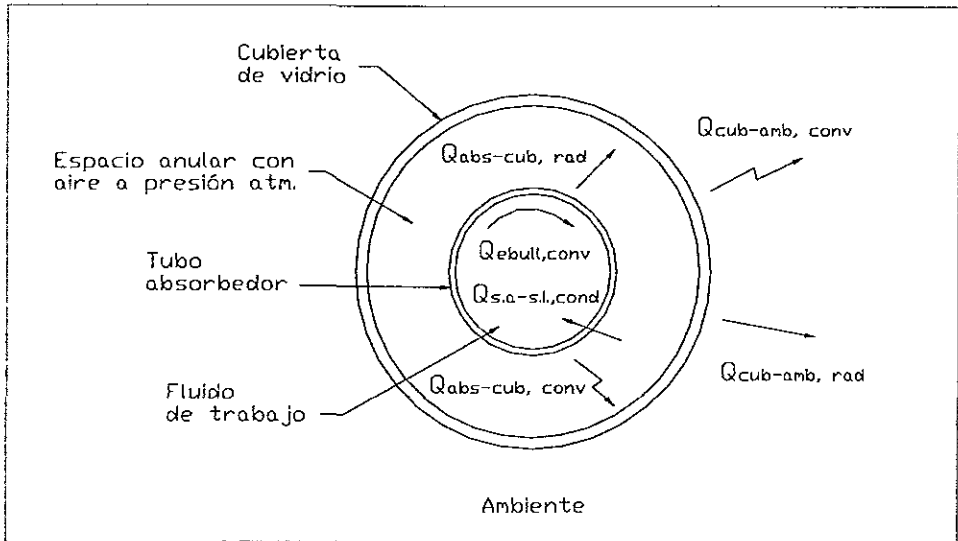


Fig. 4.2.- Transferencia de calor en el receptor del concentrador solar.

Por último, el tercer proceso de transferencia de calor es el que se lleva a cabo entre la cubierta del receptor y el medio ambiente. En este proceso la radiación y la convección son las formas dominantes de transferencia de calor hacia el exterior. Si se consideran condiciones de estado estacionario, las pérdidas térmicas del receptor pueden ser calculadas a partir de este último proceso, ya que el calor transferido del tubo absorbedor a la cubierta de vidrio será igual al calor que la cubierta de vidrio transfiere al ambiente. Así, las pérdidas térmicas del concentrador estarán dadas por:

$$Q_p = Q_{cub-amb, rad} + Q_{cub-amb, conv} \quad (4.6)$$

en la expresión anterior las pérdidas de calor por radiación pueden ser calculadas, si se considera que el aire, el cielo y la tierra tienen la misma temperatura, a partir de [Rabl, 1985]:

$$Q_{cub-amb, rad} = A_{cub} \epsilon_{cub} \sigma (T_{cub}^4 - T_{amb}^4) \quad (4.7)$$

donde A_{cub} y ϵ_{cub} son el área de la superficie y la emisividad de la cubierta, respectivamente, σ es la constante de Stefan-Boltzmann, T_{cub} es la temperatura de la cubierta y T_{amb} la temperatura ambiente.

Por otra parte, las pérdidas de calor por convección serán debidas tanto a la convección natural como a la convección forzada del aire y dependerán de la geometría de la cubierta y de la diferencia de temperatura entre ésta y el aire. Las pérdidas por convección forzada, además, dependerán de otros factores, como son la magnitud y dirección del viento sobre la cubierta, la localización del colector, etc. [Anderson, 1983; Rabl, 1985] Cuando la velocidad del viento es alta, las pérdidas de calor por convección forzada son dominantes en comparación con las pérdidas por convección natural y viceversa.

Cuando la pérdida de calor por convección forzada o convección libre es despreciable, el coeficiente promedio de transferencia de calor, para el tipo de convección dominante, puede ser obtenido a partir de la expresión:

$$h = Nu_d \cdot k_{aire} / d \quad (4.8)$$

donde Nu_d es el número de Nusselt promedio para convección libre o forzada, k_{aire} es la conductividad térmica de aire y d es el diámetro de la cubierta. Para el caso de la convección forzada el número de Nusselt puede obtenerse de distintas correlaciones, en las que su valor depende del número de Reynolds y del número de Prandtl para la geometría de la cubierta y las condiciones del aire. En el caso de la convección libre el número de Nusselt se puede obtener de correlaciones que se encuentran en función del número de Rayleigh para las condiciones del aire [Incropera y DeWitt, 1996].

Cuando las pérdidas por convección libre y forzada son del mismo orden de magnitud, la pérdida total por convección puede ser aproximada por medio de la expresión:

$$Q_{cub-amb, conv} = h_{cc} A_{cub} (T_{cub} - T_{amb}) \quad (4.9)$$

donde h_{cc} es el coeficiente promedio de transferencia de calor por convección combinada (libre y forzada) del aire. Este último coeficiente puede ser obtenido por medio del número de Nusselt para convección combinada, el que a su vez puede ser calculado a partir de los números de Nusselt para convección forzada y convección libre mencionados anteriormente.

De esta forma, la pérdida total de calor del receptor al ambiente estará dada por:

$$Q_p = A_{cub} \epsilon_{cub} \sigma (T_{cub}^4 - T_{amb}^4) + h_{cc} A_{cub} (T_{cub} - T_{amb}) \quad (4.10)$$

Una forma alternativa de calcular las pérdidas térmicas del concentrador, es considerando la temperatura del tubo absorbedor y un coeficiente global de pérdida de calor, el cual incluye los coeficientes de pérdida por convección, radiación y algunas veces conducción. Sin embargo, debido a que generalmente el flujo de radiación sobre el tubo absorbedor no es uniforme, su temperatura varía a lo largo de toda su superficie. Para solucionar este problema, se puede considerar una temperatura promedio del tubo absorbedor ($T_{abs} = cte.$) y a partir de ésta determinar los coeficientes de pérdida de calor para los diferentes modos de transferencia [Thomas y Güven, 1993]. Con este procedimiento, sin embargo, solamente un valor promedio de las pérdidas de calor será obtenido. De esta forma, la pérdida total de calor desde el tubo absorbedor al ambiente estará dada por:

$$Q_p = A_{abs} U_p (T_{abs} - T_{amb}) \quad (4.11)$$

donde A_{abs} y T_{abs} son el área y la temperatura promedio de la superficie del absorbedor, respectivamente, T_{amb} es la temperatura del ambiente y U_p es el coeficiente global de pérdida de calor, cuyo valor dependerá, entre otros factores, de la temperatura del absorbedor, la temperatura ambiente y la velocidad del viento.

El conocimiento de las pérdidas de calor del receptor es un punto importante, ya que proporciona información para el pronóstico del desempeño y el diseño del concentrador de canal parabólico.

4.3 EFICIENCIA TERMICA.

Una forma de medir el desempeño de un concentrador de canal parabólico es obteniendo su eficiencia térmica instantánea. La eficiencia térmica es definida como la razón de energía útil entregada al fluido de trabajo entre la razón de radiación solar directa incidente sobre la apertura del concentrador, esto es [Anderson, 1983; Rabl, 1985]:

$$\eta_t = Q_u / A_{ap} I_{d,c} \quad (4.12)$$

donde Q_u es la razón de energía útil proporcionada al fluido de trabajo, A_{ap} es el área de apertura del concentrador e $I_{d,c}$ es la irradiancia solar directa sobre la apertura.

La razón de energía proporcionada al fluido de trabajo, en el absorbedor, puede ser calculada por medio de la expresión [Anderson, 1983; Duffie, 1974]:

$$Q_u = A_{ap} I_{d,c} \eta_o - A_{abs} U_p (T_{abs} - T_{amb}) \quad (4.13)$$

donde η_o es la eficiencia óptica, definida por la ecuación (4.2), A_{abs} y T_{abs} son el área y la temperatura del tubo absorbedor, respectivamente, U_p es el coeficiente global de pérdida de calor del concentrador y T_{amb} es la temperatura ambiente. La ecuación (4.13) nos indica que el calor útil es igual a la radiación solar directa absorbida en el receptor menos las pérdidas térmicas hacia el ambiente. Sustituyendo la ecuación (4.13) en la ecuación (4.12) obtenemos que la eficiencia térmica del concentrador es igual a [Anderson, 1983]:

$$\eta_t = \eta_o - [A_{abs} U_p (T_{abs} - T_{amb}) / A_{ap} I_{d,c}] \quad (4.14)$$

en esta última ecuación, se puede observar que la eficiencia térmica depende tanto de la eficiencia óptica como de las pérdidas de calor del concentrador.

La razón de energía útil entregada al fluido de trabajo puede ser obtenida por medio de la ecuación (4.13), o bien, si consideramos el balance de energía efectuado en la sección anterior, puede ser calculada a partir de la ecuación (4.4). Si en esta última ecuación consideramos el cambio de entalpía del fluido de trabajo, debido a su paso a través del colector, obtenemos:

$$Q_u = m (h_2 - h_1) \quad (4.15)$$

donde m es la razón de flujo de masa a través del colector, mientras que h_1 y h_2 son la entalpía del fluido a la entrada y salida del concentrador, respectivamente. De esta forma, la eficiencia térmica instantánea puede ser calculada alternativamente por medio de la expresión:

$$\eta_t = m (h_2 - h_1) / A_{ap} I_{d,c} \quad (4.16)$$

En las pruebas de desempeño térmico de un concentrador de canal parabólico, la eficiencia instantánea generalmente es obtenida para distintas condiciones de operación, es decir, se calcula su valor para diferentes combinaciones de radiación solar incidente, temperatura ambiente y temperatura de entrada del fluido [Kalogirou, 1996]. Cuando se realiza la medición directa de la eficiencia instantánea, la medición de la razón de radiación solar incidente sobre el concentrador, así como de la razón de energía proporcionada al fluido de trabajo, conforme éste pasa a través del colector, deben realizarse bajo condiciones de estado estacionario o cuasiestacionario, por lo que tanto la insolación como la razón de flujo deben permanecer constantes.

Las ecuaciones (4.14) y (4.16) permiten obtener la eficiencia del concentrador cuando éste se encuentra operando bajo condiciones de estado estacionario. Cuando existen condiciones transitorias, dichas ecuaciones no gobiernan el desempeño térmico del colector, ya que en ese caso parte de la energía solar absorbida es usada para calentar los diferentes componentes del colector.

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

4.4 MEDICION DE LA EFICIENCIA TERMICA DEL CONCENTRADOR DE LA PLANTA SOLAR.

Para obtener la eficiencia térmica instantánea del concentrador de canal parabólico, se realizaron pruebas continuas durante varias horas en el día, de esta manera se observó el comportamiento de la eficiencia al variar la insolación y cambiar el ángulo de incidencia del Sol.

La instalación que se utilizó para realizar la prueba de eficiencia estuvo compuesta por los siguientes elementos:

- 1 Concentrador de canal parabólico, cuyas características resumidas son:

Area de apertura:	34.5 m ²
Longitud del receptor:	14.78 m
Distancia focal:	0.625 m
Razón de concentración:	22.11:1
Superficie reflectora:	ECP-305
Orientación:	Horizontal este-oeste
- 1 Depósito para agua tratada con capacidad de 1100 litros.
- 1 Bomba tipo turbina regenerativa de 25.4 x 25.4 mm. con motor de 1.118 kW (1 ½ hp) y 3450 rpm.
- 1 Válvula de compensación de circuito de 12.7 mm. de diámetro.
- 1 Medidor de flujo de agua en línea con rango de medición de 1 a 6 lt/min (ó 0.2 a 1.6 gal/min), resolución de 0.25 lt/min (ó 0.1 gal/min) y entrada de 19.05 mm. de diámetro.
- 1 Válvula de retención de 6.89 bar y 25.4 mm. de diámetro.
- 1 Termómetro bimetálico con rango de 0 a 200 °C y resolución de 2 °C.
- 1 Termómetro bimetálico con rango de 0 a 300 °C y resolución de 2 °C.
- 3 Manómetros diferenciales con rango de 0 a 14 kg/cm² (0 a 200 lb/pulg²) y resolución de 0.2 kg/cm² (5 lb/pulg²).
- 1 Válvula de aguja de 6.89 bar y 25.4 mm. de diámetro.
- 1 Trampa de vapor de cubeta invertida de 8.61 bar y entrada de 19.05 mm de diámetro.

En la figura 4.3 se muestra el diagrama con la distribución de los diferentes elementos del sistema.

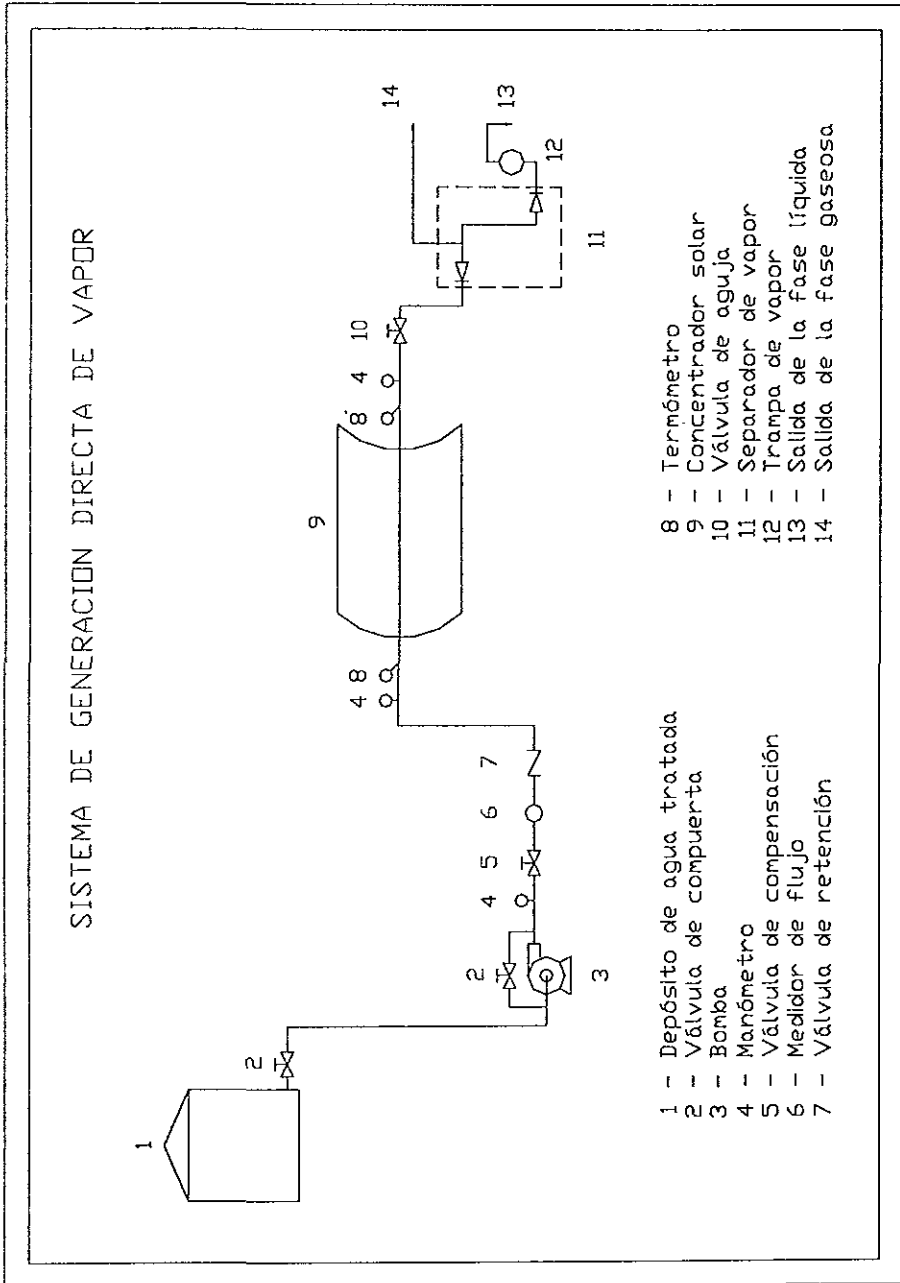


Fig. 4.3.- Diagrama de la instalación utilizada para la generación directa de vapor

4.4.1 Desarrollo de la prueba de eficiencia.

La prueba de eficiencia del concentrador de canal parabólico se llevó a cabo en la semana del 20 al 24 de mayo de 1996. La prueba consistió en generar vapor directamente en el concentrador solar bajo condiciones de estado estacionario. Se conservó constante el gasto de agua a la entrada con un valor de 0.757 lt/min y la presión en el interior del concentrador en 2.067 bar (presión a la salida). La prueba se llevó a cabo durante 5 días, cada día se generó una mezcla de agua y vapor saturados durante 6 horas, iniciando 2 ½ horas antes del mediodía solar y finalizando 3 ½ horas después, esto debido a que fuera de dichas horas la cantidad de vapor que se generaba era muy pequeña. Durante la prueba, cada 10 minutos se midieron la temperatura, la presión y el gasto de agua a la entrada del concentrador, así como la temperatura, la presión y los gastos de cada una de las fases de la mezcla a la salida. Las mediciones se realizaron manteniendo lo más estable posible dichas variables al momento de registrar sus valores.

Durante la prueba, el concentrador solar fue enfocado operando manualmente el sistema de seguimiento de Sol. Para situar al concentrador en su posición correcta éste fue direccionado hacia el Sol hasta que el flujo de radiación sobre la parte baja del tubo absorbedor fuera intenso. Para seguir al Sol en su movimiento aparente, el concentrador fue enfocado aproximadamente cada 5 minutos durante las primeras y las últimas horas del día y cada 10 minutos en las horas cercanas al mediodía solar, aproximadamente 1 hora antes y 1 hora después.

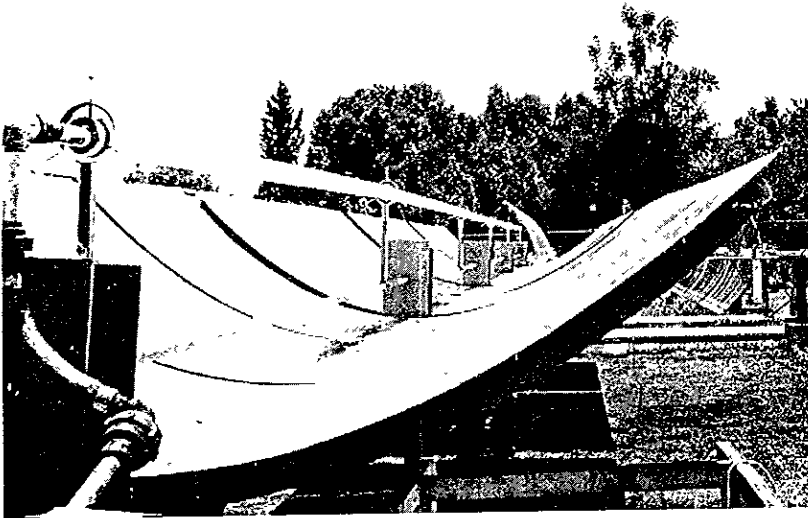


Fig. 4.4.- Radiación solar enfocada sobre el receptor del concentrador.

Los gastos de las fases líquida y gaseosa de la mezcla, fueron medidos por medio de una probeta de 1000 ml. Una vez separadas las dos fases, el gasto de la fase líquida se obtenía midiendo los mililitros que se acumulaban en la probeta, durante un minuto, a la salida de la trampa de vapor. Por otra parte, para medir el flujo de la fase gas, ésta era conducida hacia un recipiente con agua fría para ser condensada. El gasto de dicha fase se obtuvo restando los mililitros de agua que originalmente contenía el recipiente con agua a los mililitros que durante un minuto se habían acumulado al condensarse la fase.

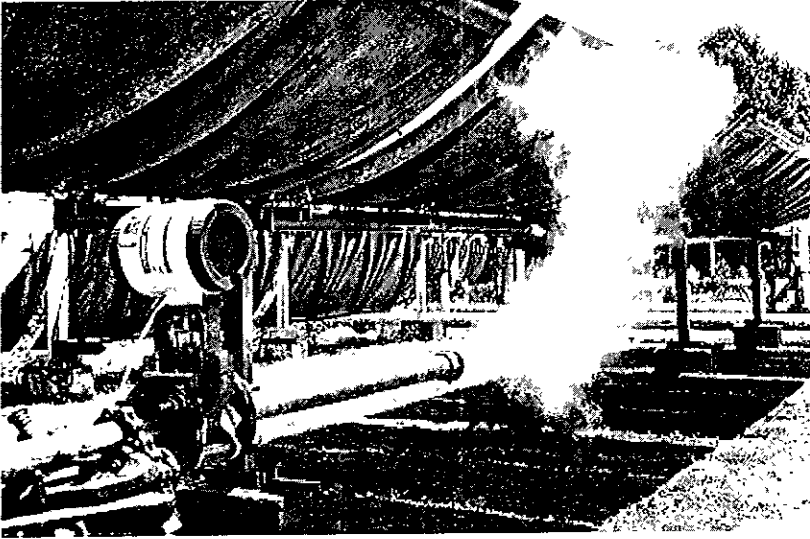


Fig. 4.5.- Fase gaseosa de la mezcla a la salida del concentrador solar.

La presión en el interior del concentrador fue controlada regulando el gasto de la mezcla bifásica a la salida. Esta regulación del gasto se realizó abriendo y cerrando manualmente la válvula de aguja ubicada a la salida del colector. En la regulación de la presión interna influyó la cantidad de radiación que era captada por el concentrador, la cual, considerando un enfoque correcto del colector, está determinada por el tiempo solar. Durante las primeras y las últimas horas del día, la presión en el interior del concentrador era más difícil de mantener constante, debido a que el gasto de la mezcla a la salida del colector era regulado con mayor dificultad. En dichas horas, al tenerse una radiación solar baja, una abertura mayor de la necesaria de la válvula de regulación, provocaba que la presión cayera rápidamente, y posteriormente, para recuperar su valor, se requería de un tiempo relativamente largo. La situación contraria ocurría durante las horas cercanas al mediodía solar, ya que la presión en el concentrador se podía mantener casi constante

variando muy poco la abertura de la válvula, y cuando la presión disminuía, su recuperación era más rápida, de manera que la regulación era mucho más sencilla.

Otro punto que influyó en la regulación de la presión interna fue el enfoque del concentrador. En este sentido, fue más difícil mantener constante la presión cuando los rayos solares, debido a una posición inadecuada del concentrador, no fueron enfocados correctamente. Así, el flujo de radiación sobre el tubo absorbedor influyó de manera notoria (especialmente al ser un solo colector) en la regulación de la presión en el interior del concentrador.

La regulación manual del gasto de la mezcla, a la salida del concentrador, provocó que la presión interna fluctuara durante las horas de prueba. Debido a que el gasto de agua de alimentación era muy pequeño, la variación de la presión interna influyó en algunos valores de los gastos medidos. Durante la regulación del flujo de la mezcla, la abertura excesiva de la válvula de aguja provocaba que la presión en el interior del concentrador bajara, lo que a su vez ocasionaba que la bomba de agua proporcionara un gasto mayor al concentrador. Al aumentar el gasto de agua alimentado, los valores de los flujos de las fases de la mezcla a la salida variaban. En dicho caso, el gasto de la fase líquida aumentaba y el de la fase gaseosa disminuía. Lo contrario ocurría cuando la válvula de regulación era cerrada más de lo necesario, ya que entonces la presión subía y provocaba que el gasto de agua a la entrada fuera menor, ocasionando que se evaporara una cantidad mayor del flujo de agua en el concentrador.

Así mismo, la variación de la presión interna provocó que la temperatura de la mezcla generada (temperatura de saturación) tuviera fluctuaciones. Esto probablemente también influyó, aunque en mucho menor grado, en la variación de los gastos de las fases de la mezcla. La fluctuación en la temperatura de saturación pudo haber provocado que cambiara el punto en el que se iniciaba el cambio de fase en el tubo absorbedor, ocasionando que la longitud de la zona bifásica variara, lo que a su vez pudo haber provocado una mayor o menor evaporación del flujo de agua alimentado, según fuera el caso.

Durante el primer día de prueba se presentaron algunos transitorios debido al paso de las nubes por la planta solar. Al cubrir al Sol, dichas nubes provocaron que el concentrador no recibiera radiación, lo que originó que la presión en su interior bajara rápidamente, ocasionando que la temperatura en el colector disminuyera y que la generación de vapor se detuviera. Para tratar de evitar la caída de la presión y el enfriamiento del tubo absorbedor, el gasto de agua de alimentación era interrumpido durante los transitorios, sin embargo, aun cuando el concentrador era sombreado durante un tiempo corto, éste tenía que volverse a poner en operación prácticamente desde cero una vez que pasaba el transitorio. Esta situación, que se presentó durante las últimas horas del día, provocó que en varios casos no se pudiera medir ninguna de las variables, o bien, influyó notablemente en los valores de éstas.

Además de las variables medidas en el concentrador, durante la prueba también se registró el valor de la radiación solar directa. Las mediciones de radiación solar fueron proporcionadas por el Observatorio de Radiación Solar del Instituto de Geofísica. Los datos consistieron en los valores de la radiación global y la radiación difusa de los días en que se realizó la prueba. Ambas radiaciones fueron medidas por medio de un piranómetro termoelectrico Kipp and Zonen CM2-672986, con una superficie receptora (sensor) horizontal. Este instrumento midió valores instantáneos de radiación cada minuto, los cuales fueron promediados en intervalos de 5 minutos. Con dichos datos el valor de la radiación solar directa se obtuvo restando la radiación difusa a la radiación global.

A continuación se muestran los datos obtenidos durante los 5 días de prueba. Como se podrá observar, en algunos casos no se proporciona el valor de una o más variables. En dichos casos, la razón por la que no se cuenta con el valor de alguna variable, se indica al pie de cada tabla. Las variables que se presentan son:

$I_{d,h}$	-	Irradiancia solar directa horizontal.
m_a	-	Gasto másico del agua de alimentación.
P_e	-	Presión a la entrada del concentrador.
T_a	-	Temperatura del agua de alimentación.
P_s	-	Presión a la salida del concentrador.
T_m	-	Temperatura de la mezcla líquido-gas.
m_l	-	Gasto másico de la fase líquida de la mezcla.
m_g	-	Gasto másico de la fase gaseosa de la mezcla.

La hora mostrada corresponde al tiempo local de la Ciudad de México.

LUNES 20 DE MAYO

Tiempo local Cd de México	I_{dh} (W/m^2)	m_a (kg/min)	P_e^* (bar)	T_a (°C)	P_s^* (bar)	T_m (°C)	m_l (kg/min)	m_g (kg/min)	
10:00	654.80	0.697	3.535	33	3.191	130	0.590	0.107	
10:10	684.72	0.890	3.122	34	2.846	127	0.760	0.130	
10:20	722.44	0.866	3.191	33	2.915	127	0.750	0.116	
10:30	721.91	0.800	3.259	33	2.915	128	0.650	0.150	
10:40	758.54	0.750	3.122	34	2.846	127	0.590	0.160	
10:50	772.05	0.790	3.191	34	2.846	128	0.600	0.190	
11:00	803.01	0.755	3.122	35	2.777	127	0.550	0.205	
11:10	843.53	1.080	3.328	36	2.984	129	0.890	0.190	
11:20	890.09	0.685	3.259	36	2.915	128	0.440	0.245	
11:30	851.84	0.837	3.122	36	2.846	127	0.660	0.177	
11:40	866.09	0.795	3.259	35	2.984	129	0.580	0.215	
11:50	886.64	0.835	3.122	36	2.846	127	0.630	0.205	
12:00	879.90	0.920	3.122	36	2.846	127	0.660	0.260	
12:10	934.28	0.927	3.259	36	2.846	127	0.670	0.257	
12:20	992.46	0.845	2.984	35	2.570	124	0.610	0.235	
12:30	970.84	0.895	3.259	35	2.915	128	0.680	0.215	
12:40	960.31	0.890	3.053	34	2.708	126	0.660	0.230	
12:50	943.69	0.915	3.053	36	2.639	126	0.670	0.245	
13:00	936.40	0.935	2.984	36	2.570	124	0.740	0.195	
13:10	911.37	0.820	3.053	36	2.639	125	0.600	0.220	
13:20	891.64	0.635	3.122	36	2.639	126	0.480	0.155	
13:30	900.83	0.840	3.328	36	2.984	129	0.660	0.180	
13:40	868.82	0.785	2.984	36	2.708	125	0.660	0.125	
13:50	870.78	0.490	2.846	37	2.433	121	0.400	0.090	
14:00	885.89	0.345	3.673	36	3.535	135	0.200	0.145	
14:10	201.14								1)
14:20	692.00								1)
14:30	820.81	---	3.259	36	2.915	132	0.000	0.165	2)
14:40	802.78	0.880	2.846	37	2.570	123	0.840	0.040	
14:50	365.74								1)
15:00	708.76	0.815	3.397	36	3.122	130	0.630	0.185	
15:10	562.85	0.655	3.122	36	2.846	127	0.540	0.115	
15:20	526.90	0.670	2.984	36	2.570	125	0.590	0.080	
15:30	574.48								3)
15:40	632.76	0.472	2.708	36	2.433	120	0.400	0.072	
15:50	276.73	---	2.364	35	1.813	113	0.000	0.000	4)
16:00	562.98	0.933	2.984	35	2.502	124	0.860	0.073	

1) Nublado.

2) No se tuvo flujo de la fase líquida a la salida de la trampa de vapor.

3) Bajó mucho la presión interna del absorbedor.

4) Se nubló durante la medición de los gastos de salida

* Presión absoluta

MARTES 21 DE MAYO

Tiempo local Cd. de México	$I_{d,h}$ (W/m^2)	m_a (kg/min)	P_e^* (bar)	T_a (°C)	P_s^* (bar)	T_m (°C)	m_i (kg/min)	m_g (kg/min)
10:00	682.14	0.812	3.259	33	2.915	128	0.730	0.082
10.10	741.40	1.020	3.191	34	2.846	127	0.880	0.140
10.20	744.62	0.970	3.122	34	2.777	126	0.810	0.160
10:30	723.94	0.990	2.984	33	2.639	125	0.820	0.170
10:40	816.57	0.985	3.259	33	2.915	128	0.840	0.145
10:50	786.88	0.865	3.122	34	2.846	127	0.660	0.205
11:00	835.34	0.875	3.259	36	2.915	128	0.660	0.215
11:10	833.18	0.880	3.191	36	2.846	127	0.640	0.240
11.20	879.89	0.867	3.397	36	3.122	130	0.620	0.247
11:30	938.31	0.470	3.191	37	2.846	128	0.230	0.240
11:40	990.92	0.950	3.259	38	2.915	128	0.680	0.270
11:50	995.97	1.040	3.259	37	2.915	128	0.710	0.330
12.00	995.34	0.940	3.328	36	2.984	129	0.680	0.260
12:10	995.60	0.965	3.122	36	2.777	126	0.720	0.245
12:20	992.37	0.915	3.328	36	2.984	129	0.620	0.295
12:30	982.26	0.945	3.328	36	2.984	129	0.660	0.285
12:40	1002.33	0.900	3.259	36	2.915	128	0.620	0.280
12:50	1019.42	0.935	3.122	36	2.777	126	0.680	0.255
13.00	1001.83	1.010	3.122	36	2.846	127	0.760	0.250
13:10	979.10	0.970	3.053	34	2.777	126	0.740	0.230
13:20	956.64	0.855	3.259	35	2.915	128	0.630	0.225
13:30	959.58	0.815	3.328	36	2.984	129	0.650	0.165
13:40	932.72	0.805	3.191	36	2.846	127	0.580	0.225
13:50	894.66	0.812	3.259	37	2.846	128	0.630	0.182
14:00	888.23	0.907	3.122	36	2.846	126	0.750	0.157
14:10	867.98	1.035	3.122	36	2.846	127	0.900	0.135
14.20	839.81	0.796	3.122	36	2.846	127	0.650	0.146
14.30	819.29	0.845	3.053	36	2.777	126	0.740	0.105
14:40	797.54	0.915	3.259	35	2.915	128	0.770	0.145
14:50	783.58	0.905	3.122	35	2.846	127	0.820	0.085
15:00	753.01	0.800	3.259	35	2.915	129	0.700	0.100
15:10	723.90	0.650	3.122	35	2.846	123	0.610	0.040
15.20	696.92	0.760	3.122	35	2.846	126	0.750	0.010
15:30	666.94	0.855	3.122	35	2.846	127	0.810	0.045
15:40	641.70	0.970	3.122	34	2.846	126	0.950	0.020
15:50	599.96	0.420	2.226	34	1.950	114	0.420	0.000
16:00	565.13	0.720	3.122	32	2.846	111	0.700	0.020

1) No se tuvo flujo de la fase gaseosa.

MIÉRCOLES 22 DE MAYO

Tiempo local Cd de México	$I_{d,h}$ (W/m^2)	m_a (kg/min)	P_e^* (bar)	T_a (°C)	P_s^* (bar)	T_m (°C)	m_l (kg/min)	m_g (kg/min)
10:00	662.37	0.845	3.191	33	2.846	127	0.800	0.045
10:10	684.61	0.676	3.122	34	2.846	127	0.600	0.076
10:20	652.01	1.120	3.122	34	2.777	126	0.970	0.150
10:30	657.54	0.860	3.053	35	2.708	126	0.730	0.130
10:40	678.53	0.870	3.259	34	2.915	129	0.700	0.170
10:50	809.80	0.915	3.053	34	2.708	126	0.790	0.125
11:00	751.66	0.861	3.259	35	2.915	128	0.730	0.131
11:10	921.30	0.860	3.259	35	2.915	128	0.660	0.200
11:20	764.07	0.855	3.122	36	2.846	126	0.680	0.175
11:30	875.22	0.915	3.328	36	3.122	130	0.680	0.235
11:40	936.76	0.910	3.259	38	2.984	129	0.620	0.290
11:50	923.03	0.880	3.259	38	2.846	128	0.680	0.200
12:00	922.76	0.917	3.053	38	2.708	126	0.700	0.217
12:10	937.48	0.745	3.122	36	2.846	127	0.580	0.165
12:20	983.54	0.830	3.328	36	2.984	129	0.680	0.150
12:30	1013.36	1.045	3.053	37	2.639	125	0.855	0.190
12:40	1021.07	0.950	3.259	37	2.915	128	0.780	0.170
12:50	1009.70	0.980	3.191	36	2.846	127	0.800	0.180
13:00	995.98	1.162	3.191	37	2.846	127	0.980	0.182
13:10	1001.38	0.900	3.328	36	2.984	129	0.620	0.280
13:20	991.32	0.885	3.122	38	2.846	127	0.620	0.265
13:30	983.55	0.870	3.397	37	3.053	130	0.620	0.250
13:40	962.65	0.955	3.122	37	2.777	126	0.740	0.215
13:50	968.93	0.855	3.191	36	2.846	127	0.630	0.225
14:00	970.76	0.745	3.053	36	2.777	127	0.580	0.165
14:10	915.53	0.775	2.984	37	2.570	124	0.620	0.155
14:20	863.07	0.910	2.846	37	2.502	123	0.780	0.130
14:30	838.91	0.890	3.328	37	2.984	129	0.750	0.140
14:40	813.28	1.302	2.984	36	2.570	125	1.155	0.147
14:50	796.08	0.782	3.259	36	2.915	128	0.640	0.142
15:00	770.26	0.962	3.053	36	2.777	126	0.870	0.092
15:10	737.28	0.917	2.846	36	2.502	123	0.820	0.097
15:20	705.40	0.792	3.191	36	2.846	127	0.700	0.092
15:30	656.86	0.850	3.122	36	2.846	126	0.760	0.090
15:40	612.53	1.230	2.295	34	1.881	114	1.170	0.060
15:50	577.21	0.835	1.606	34	1.261	101	0.795	0.040
16:00	546.25	0.912	1.881	34	1.468	106	0.870	0.042

JUEVES 23 DE MAYO

Tiempo local Cd de México	$I_{d,h}$ (W/m ²)	m_a (kg/min)	P_s^* (bar)	T_a (°C)	P_s^* (bar)	T_m (°C)	m_l (kg/min)	m_g (kg/min)
10:00	604.52	0.865	3.259	35	2.915	129	0.800	0.065
10:10	652.36	0.945	2.984	35	2.570	124	0.880	0.065
10:20	679.04	0.920	3.328	36	2.915	128	0.870	0.050
10:30	696.66	0.872	3.191	35	2.846	128	0.760	0.112
10:40	633.86	0.942	2.984	36	2.570	125	0.790	0.152
10:50	688.58	0.830	3.328	37	2.915	129	0.700	0.130
11:00	720.87	0.975	3.328	36	2.915	129	0.820	0.155
11:10	776.00	0.925	3.259	38	2.846	128	0.740	0.185
11:20	733.80	0.740	2.915	38	2.502	124	0.620	0.120
11:30	785.87	0.885	3.259	38	2.846	128	0.700	0.185
11:40	791.04	0.675	2.984	38	2.777	126	0.500	0.175
11:50	801.95	0.855	3.259	39	2.984	130	0.670	0.185
12:00	813.94	0.740	3.053	38	2.777	126	0.540	0.200
12:10	768.87	0.880	3.259	40	2.915	129	0.660	0.220
12:20	820.26	0.765	3.328	39	2.984	130	0.560	0.205
12:30	801.59	0.785	3.259	39	2.846	127	0.580	0.205
12:40	814.03	0.960	2.984	40	2.570	125	0.770	0.190
12:50	709.62	0.952	2.984	38	2.570	125	0.780	0.172
13:00	720.22	1.085	2.915	36	2.570	124	0.900	0.185
13:10	723.67	0.922	3.053	36	2.777	126	0.760	0.162
13:20	704.18	0.895	3.122	37	2.846	127	0.765	0.130
13:30	711.76	0.867	3.259	37	2.846	128	0.730	0.137
13:40	706.75	0.800	2.984	36	2.639	125	0.760	0.040
13:50	747.59	0.650	3.122	36	2.846	127	0.550	0.100
14:00	782.68	0.810	3.122	36	2.846	127	0.710	0.100
14:10	762.82	0.935	3.259	36	2.846	128	0.820	0.115
14:20	755.62	0.780	3.259	36	2.915	129	0.640	0.140
14:30	729.12	0.637	3.259	37	2.915	129	0.560	0.077
14:40	672.55	0.775	3.191	37	2.846	127	0.660	0.115
14:50	231.40	1.085	2.846	38	2.502	123	1.000	0.085
15:00	590.71	0.820	3.122	37	2.777	127	0.730	0.090
15:10	569.43	0.895	3.053	37	2.708	126	0.780	0.115
15:20	540.73	0.730	2.915	38	2.502	123	0.700	0.030
15:30	522.86	0.510	2.984	36	2.570	122	0.490	0.020
15:40	506.62	0.870	3.259	35	2.846	127	0.820	0.050
15:50	482.21	0.390	2.915	36	2.502	123	0.380	0.010
16:00	448.98	0.410	2.570	36	1.606	108	0.410	0.000

1) Se nubló durante la medición de los gastos de las fases de la mezcla.

2) El gasto de la fase gaseosa fue muy bajo, no se pudo medir.

VIERNES 24 DE MAYO

Tiempo local Cd. de México	$I_{d,h}$ (W/m ²)	m_a (kg/min)	P_e^* (bar)	T_a (°C)	P_s^* (bar)	T_m (°C)	m_l (kg/min)	m_g (kg/min)
10:00	609.37	0.905	3.053	35	2.777	126	0.810	0.095
10:10	615.30	0.920	3.122	35	2.846	128	0.820	0.100
10:20	638.15	0.830	3.259	36	2.846	128	0.720	0.110
10:30	673.63	0.840	3.328	36	2.915	129	0.700	0.140
10:40	734.97	0.715	3.259	36	2.915	129	0.560	0.155
10:50	802.25	0.970	3.328	38	2.984	129	0.790	0.180
11:00	771.95	0.880	2.984	38	2.708	126	0.660	0.220
11:10	786.87	0.805	3.259	39	2.846	128	0.600	0.205
11:20	747.28	0.940	3.122	38	2.777	126	0.680	0.260
11:30	826.67	0.865	2.984	38	2.639	125	0.660	0.205
11:40	763.23	0.930	3.259	36	2.915	128	0.730	0.200
11:50	708.03	0.885	3.397	37	3.122	130	0.610	0.275
12:00	725.07	0.860	2.846	40	2.433	123	0.680	0.180
12:10	724.98	0.925	3.259	36	2.915	129	0.820	0.105
12:20	821.81	0.810	3.259	35	2.984	129	0.660	0.150
12:30	735.69	0.860	3.328	38	2.915	129	0.660	0.200
12:40	719.06	0.930	3.191	39	2.846	127	0.710	0.220
12:50	711.31	0.900	3.191	39	2.915	128	0.720	0.180
13:00	713.27	0.825	2.984	38	2.639	125	0.690	0.135
13:10	690.59	0.970	3.191	38	2.846	128	0.820	0.150
13:20	671.08	0.910	2.846	36	2.502	123	0.780	0.130
13:30	596.42	1.020	3.191	37	2.846	127	0.920	0.100
13:40	658.85	0.905	2.984	38	2.639	125	0.800	0.105
13:50	674.13	0.780	3.259	36	2.984	129	0.700	0.080
14:00	663.45	0.880	3.259	37	2.915	128	0.740	0.140
14:10	659.79	0.790	3.191	38	2.846	127	0.640	0.150
14:20	693.69	0.715	3.259	38	2.984	130	0.660	0.055
14:30	686.18	0.905	3.122	36	2.846	127	0.830	0.075
14:40	650.73	0.790	3.053	38	2.708	126	0.700	0.090
14:50	643.74	0.800	2.915	39	2.570	124	0.720	0.080
15:00	637.67	0.640	3.259	37	2.915	128	0.580	0.060
15:10	598.97	0.600	3.259	35	2.846	128	0.560	0.040
15:20	554.64	0.840	2.433	36	2.088	117	0.820	0.020
15:30	533.35	0.970	2.708	34	2.502	99	0.970	0.000
15:40	512.26	0.440	2.019	34	1.744	105	0.440	0.000
15:50	473.44	0.895	2.019	36	1.744	105	0.855	0.040
16:00	410.61	0.800	1.744	36	1.468	101	0.800	0.000

1) El concentrador no estaba bien enfocado y no se tuvo flujo de la fase gaseosa a la salida.

2) El gasto de la fase gaseosa fue muy bajo, no se pudo medir.

De los datos anteriores es conveniente aclarar algunos puntos. Debido a que en la trampa de vapor se acumulaba la fase líquida, era necesario que ésta estuviera llena para tener un flujo constante de líquido a su salida. En ocasiones la trampa no estaba completamente llena y el flujo de la fase líquida era captado dentro de la trampa hasta que ésta se llenaba por completo. En dichos casos, a la salida de la trampa no se tenía ningún flujo de líquido, por lo que éste no pudo registrarse, o bien, su valor fue menor al de horas anteriores.

Debido a la resolución del medidor de flujo de agua, durante la prueba no se pudieron registrar con exactitud las variaciones que se presentaron en el flujo de agua alimentado al concentrador. Por esta razón, y con objeto de tener un cálculo más exacto de la energía proporcionada al fluido de trabajo, se consideró como gasto de entrada el valor del gasto total de la mezcla a la salida del concentrador, es decir, la suma de los gastos de las fases líquida y gaseosa, tomando en cuenta que el sistema se encontraba trabajando en estado estacionario al momento de realizar las mediciones.

Por otra parte, es conveniente observar el comportamiento de las diferentes variables que fueron medidas durante la prueba. Como se mencionó anteriormente, la presión en el interior del concentrador se mantuvo constante regulando el flujo de la mezcla a la salida del sistema. Debido a que esta regulación fue realizada manualmente, los valores de los gastos de las fases de la mezcla tuvieron fluctuaciones. Como ejemplo de esto último, el comportamiento del gasto de agua a la entrada, así como del gasto de la fase líquida y de la fase gaseosa de la mezcla a la salida, durante el día Miércoles 22, se muestra en la figura 4.6.

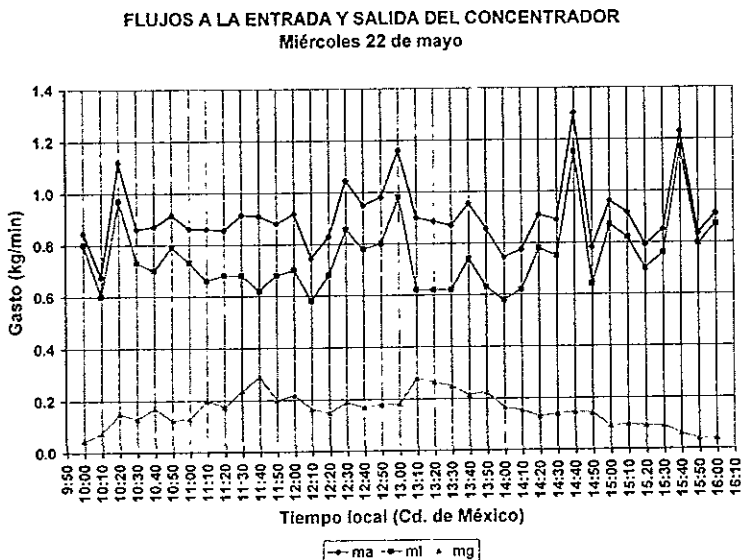


Fig. 4.6.- Flujos de masa en el concentrador solar.

La variación en el gasto de la mezcla a la salida influyó directamente en la presión interna del concentrador, la que a su vez provocó que la temperatura de la mezcla fluctuara durante el día. La presión en el concentrador, así como la temperatura de la mezcla generada, para el mismo Miércoles 22, se presentan en la figura 4.7.

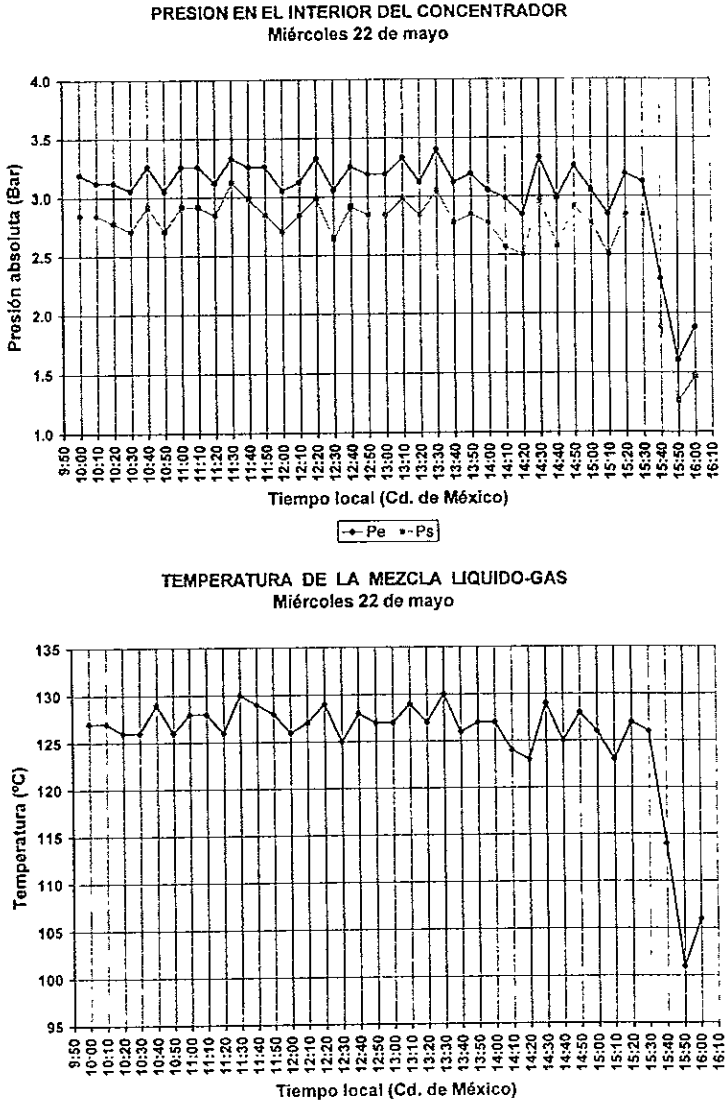


Fig. 4.7.- Presión y temperatura en el concentrador solar durante la generación directa de vapor.

Observando la manera en que fluctuaron las variables medidas durante la prueba, podemos establecer que el control de la presión en el interior del concentrador es un factor importante para conseguir la operación en estado estacionario del concentrador, ya que al tener una presión constante, se puede conservar la razón de flujo a través del colector en un valor fijo, y así, conservar las condiciones de la mezcla generada, evitándose las variaciones que no son debidas al propio cambio de la radiación directa durante el día.

Cabe hacer mención, que un caso crítico en el control del sistema de generación es cuando se presentan transitorios provocados por el paso de las nubes. En este sentido, debido a que la instalación utilizada en la prueba no contaba con ningún sistema para controlar la operación del concentrador durante la presencia de transitorios, éstos ocasionaron que la presión y la temperatura en el concentrador cayeran completamente, interrumpiéndose la generación de vapor. El efecto de dichos transitorios puede ser observado en la figura 4.8, donde se muestra la curva de presión del día Lunes 20.

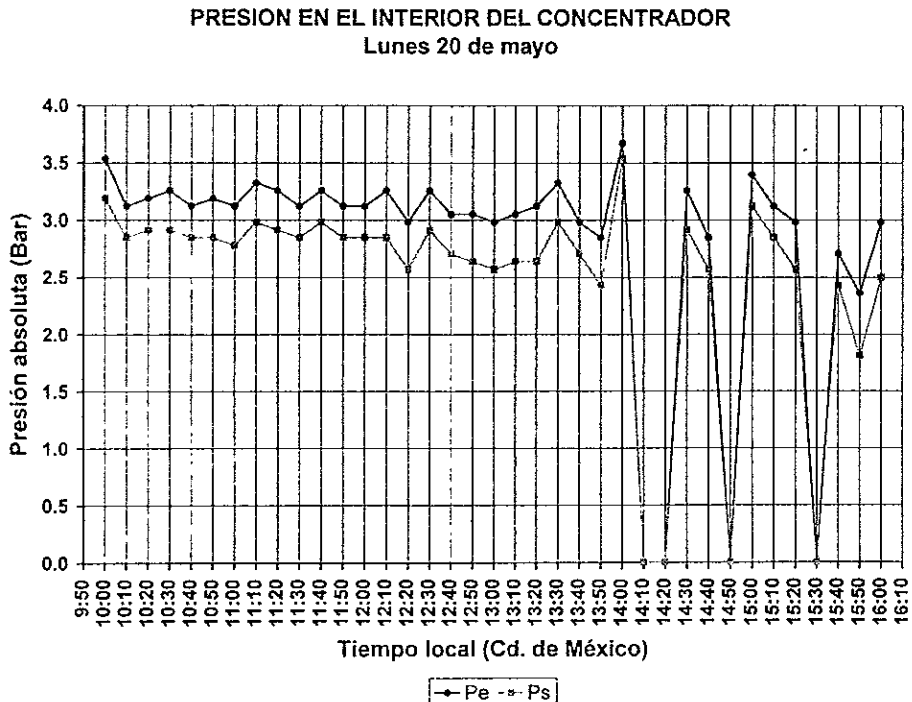


Fig. 4.8.- Presión en el concentrador, Lunes 20 de Mayo.

De esta manera, es evidente que se debe contar con un sistema de control que permita responder a los transitorios que se presentan durante el día, ya que estos pueden provocar cambios muy grandes en las condiciones de operación de un sistema de generación directa de vapor.

4.4.2 Obtención de la eficiencia térmica del concentrador cilíndrico parabólico.

Con los datos presentados anteriormente, se obtuvo la eficiencia térmica del concentrador de la planta solar. Como primer paso se calculó el tiempo solar verdadero para los días en que se llevó a cabo la prueba del colector. Para esto se utilizaron las ecuaciones (1.8) y (1.9) que se establecieron en el capítulo I, las cuales son:

$$T.S.M. = T.L.E. + 4 [\text{Grados este (+) u oeste (-) del meridiano estándar}] \quad (1.8)$$

$$T.S.V. = T.S.M. + \text{Ecuación del tiempo} \quad (1.9)$$

donde T.S.M. es el tiempo solar medio, T.L.E. es el tiempo local estándar y T.S.V. es el tiempo solar verdadero. En el caso de la Ciudad de México, se tiene como hora oficial el tiempo local del meridiano 90° W, por lo que a partir de dicha hora se obtuvo el tiempo solar verdadero. Para realizar el cálculo, la ecuación del tiempo fue obtenida del Anuario del Observatorio Astronómico Nacional, del Instituto de Astronomía [Flores, 1995], para los días 20, 21, 22, 23 y 24 de mayo de 1996. Además, se consideraron los datos geográficos de la Ciudad Universitaria, los cuales son latitud 19° 20' 01' N, longitud 99° 11' 54' W y altitud 2268 m.s.n.m.

Posteriormente, se calculó la declinación solar para cada uno de los días de prueba por medio de la ecuación (1.3) y se corrigieron los datos de la radiación solar para obtener el valor de la radiación directa sobre el área de apertura del concentrador. Para esto último, se calculó el ángulo horario del Sol a partir del tiempo solar verdadero y se obtuvieron sus ángulos cenital y azimutal, para cada hora de medición, por medio de las ecuaciones (1.5), (1.6) y (1.7). Así mismo, para cada hora se obtuvo el ángulo de inclinación del concentrador por medio de la expresión:

$$I = 90^\circ - \text{Atan} (1 / \text{Tan } \theta_c \cdot \text{Cos } \phi_s) \quad (4.17)$$

cuya obtención puede consultarse en el anexo A.2. Con los valores obtenidos anteriormente y por medio de la ecuación (1.11) se calcularon los ángulos de incidencia de la radiación directa sobre una superficie horizontal y sobre el área de apertura del concentrador. Con dichos ángulos se obtuvo el valor de la irradiancia directa normal y de la irradiancia directa sobre la apertura del concentrador solar.

Además, con el ángulo de incidencia de la radiación directa se calculó el área "efectiva" de apertura del concentrador, para cada hora de medición, a partir de:

$$A_{ap} = A_{total} - f \cdot w_b \cdot \tan \theta_{i,c} \quad (4.18)$$

donde A_{total} es el área total de apertura, f es la distancia focal del concentrador, w_b es la distancia entre bordes y $\theta_{i,c}$ es el ángulo de incidencia de la radiación directa sobre el concentrador. La obtención de la ecuación (4.18) puede consultarse en el anexo A.3.

Por otra parte, para obtener la energía proporcionada al fluido de trabajo, se calculó la entalpía del agua a la entrada del concentrador por medio de la expresión:

$$h_a = C_p (T_a - T_0) \quad (4.19)$$

donde C_p es el calor específico del agua a presión constante, T_a es la temperatura del agua a la entrada del concentrador y T_0 es la temperatura de referencia. Así mismo, para obtener la entalpía de la mezcla líquido-gas generada, se calculó la entalpía de la mezcla a la salida del sistema. Para esto se consideró la calidad de la mezcla a la salida, la cual se obtuvo a partir de [Whalley, 1987]:

$$x = m_g / (m_l + m_g) \quad (4.20)$$

donde m_l y m_g son el gasto másico de la fase líquida y de la fase gas de la mezcla, respectivamente. Cabe hacer mención, que las condiciones y la calidad de la mezcla generada en el concentrador son distintas a las de la mezcla a la salida del sistema. Esto se debe a que durante el paso de la mezcla generada, a través de la válvula de regulación, se presenta una caída de presión que provoca no sólo el cambio de las condiciones, sino también, la evaporación de una cantidad adicional de la fase líquida de la mezcla. Sin embargo, considerando que la entalpía de la mezcla antes y después de su paso por la válvula de regulación, es la misma, se tomó el valor de la entalpía de la mezcla, después del estrangulamiento, como la entalpía de la mezcla líquido-gas generada en el concentrador. De esta forma, con la calidad de la mezcla calculada por medio de la ecuación (4.20), se obtuvo la entalpía de la mezcla a la salida del sistema, a partir de la expresión:

$$h_v = h_f + x h_{fg} \quad (4.21)$$

donde h_f y h_{fg} son la entalpía del líquido saturado y la entalpía de vaporización del agua a presión atmosférica, respectivamente, y x es la calidad de la mezcla a la salida del sistema. En el cálculo anterior se consideró la presión atmosférica en Ciudad Universitaria, la cual tiene un valor aproximado de 0.779 bar.

Así, una vez realizados los cálculos anteriores, la eficiencia térmica instantánea del concentrador cilíndrico parabólico se obtuvo utilizando la ecuación (4.16):

$$\eta_i = m_a (h_m - h_a) / A_{ap} I_{d,c} \quad (4.16')$$

donde m_a es el gasto másico de agua de alimentación, h_a es la entalpía del agua a la entrada, h_m es la entalpía de la mezcla líquido-gas, A_{ap} es el área efectiva de apertura e $I_{d,c}$ es la irradiancia directa sobre la apertura.

En esta prueba de desempeño únicamente se obtuvo la eficiencia térmica instantánea del concentrador solar. Las pérdidas térmicas, a pesar de ser importantes, no pudieron ser evaluadas debido a que no se contaba con instrumentos apropiados para efectuar la medición de la temperatura del tubo absorbedor durante la generación directa de vapor, así mismo, no se contó con datos detallados de la temperatura ambiente y de la velocidad del viento de los días en que se realizó la prueba.

A continuación se muestran los resultados obtenidos en la prueba de eficiencia del concentrador. En estos resultados se presentan los valores de Q_a y Q_m , que representan la energía del flujo de agua a la entrada y del flujo de la mezcla generada, respectivamente, cuyos valores se obtuvieron multiplicando el flujo másico total por la entalpía correspondiente. Así mismo, se muestra el valor de Q_u , la energía útil proporcionada por el concentrador, obtenida a partir de la ecuación (4.4). En esta última ecuación, se consideró la energía del flujo de la mezcla, Q_m , en lugar de Q_v , ya que el gasto de agua alimentado no fue evaporado completamente en el concentrador.

LUNES 20 DE MAYO

Tiempo solar verdadero	$I_{d,c}$ (kW/m ²)	A_{ap} (m ²)	Q_a (kW)	x	Q_m (kW)	Q_u (kW)	η_t
9:26	0.6581	33.38	1.605	0.1535	8.573	6.968	0.3172
9:36	0.6873	33.47	2.111	0.1461	10.696	8.585	0.3731
9:46	0.7245	33.56	1.994	0.1339	10.009	8.015	0.3296
9:56	0.7235	33.64	1.842	0.1875	10.871	9.030	0.3710
10:06	0.7598	33.72	1.779	0.2133	10.927	9.148	0.3570
10:16	0.7730	33.80	1.874	0.2405	12.324	10.450	0.4000
10:26	0.8037	33.87	1.844	0.2715	12.666	10.823	0.3975
10:36	0.8441	33.95	2.713	0.1759	14.202	11.490	0.4010
10:46	0.8905	34.02	1.720	0.3577	13.730	12.010	0.3965
10:56	0.8521	34.09	2.102	0.2115	12.135	10.033	0.3454
11:06	0.8663	34.15	1.941	0.2704	13.305	11.363	0.3841
11:16	0.8868	34.22	2.097	0.2455	13.184	11.087	0.3653
11:26	0.8800	34.29	2.311	0.2826	15.821	13.511	0.4478
11:36	0.9344	34.35	2.328	0.2772	15.753	13.425	0.4183
11:46	0.9926	34.41	2.063	0.2781	14.387	12.324	0.3608
11:56	0.9709	34.48	2.185	0.2402	13.952	11.767	0.3515
12:06	0.9604	34.46	2.111	0.2584	14.489	12.378	0.3740
12:16	0.9438	34.39	2.298	0.2678	15.220	12.922	0.3981
12:26	0.9365	34.33	2.348	0.2086	13.453	11.104	0.3454
12:36	0.9115	34.26	2.060	0.2683	13.656	11.597	0.3713
12:46	0.8918	34.20	1.595	0.2441	9.992	8.398	0.2753
12:56	0.9011	34.13	2.110	0.2143	12.268	10.159	0.3303
13:06	0.8692	34.06	1.972	0.1592	9.826	7.854	0.2653
13:16	0.8713	33.99	1.265	0.1837	6.588	5.323	0.1797
13:26	0.8865	33.92	0.867	0.4203	7.735	6.868	0.2284
13:36	0.2013	33.85					
13:46	0.6929	33.77					
13:56	0.8223	33.70	-----	-----	-----	-----	-----
14:06	0.8047	33.61	2.272	0.0455	7.217	4.945	0.1828
14:16	0.3669	33.53					
14:26	0.7117	33.44	2.047	0.2270	12.296	10.249	0.4306
14:36	0.5659	33.35	1.645	0.1756	8.605	6.960	0.3687
14:46	0.5306	33.25	1.683	0.1194	7.374	5.691	0.3226
14:56	0.5798	33.15					
15:06	0.6403	33.04	1.185	0.1525	5.788	4.603	0.2176
15:16	0.2810	32.92	-----	-----	-----	-----	-----
15:26	0.5740	32.80	2.278	0.0782	8.812	6.534	0.3470

MARTES 21 DE MAYO

Tiempo solar verdadero	$I_{d,c}$ (kW/m ²)	A_{ap} (m ²)	Q_a (kW)	x	Q_m (kW)	Q_u (kW)	η_t
9:26	0.6859	33.38	1.869	0.1010	8.370	6.500	0.2839
9:36	0.7445	33.47	2.420	0.1373	11.917	9.497	0.3811
9:46	0.7470	33.56	2.301	0.1649	12.352	10.051	0.4009
9:56	0.7257	33.64	2.279	0.1717	12.861	10.581	0.4334
10:06	0.8181	33.72	2.268	0.1472	11.880	9.612	0.3484
10:16	0.7880	33.80	2.052	0.2370	13.379	11.327	0.4253
10:26	0.8362	33.87	2.198	0.2457	13.823	11.625	0.4104
10:36	0.8339	33.95	2.210	0.2727	14.804	12.593	0.4449
10:46	0.8804	34.02	2.178	0.2849	14.985	12.807	0.4276
10:56	0.9387	34.09	1.213	0.5106	12.148	10.935	0.3417
11:06	0.9913	34.15	2.519	0.2842	16.395	13.876	0.4099
11:16	0.9962	34.22	2.685	0.3173	19.254	16.569	0.4860
11:26	0.9956	34.29	2.361	0.2766	15.951	13.590	0.3981
11:36	0.9958	34.35	2.424	0.2539	15.544	13.120	0.3836
11:46	0.9925	34.41	2.298	0.3224	17.117	14.818	0.4338
11:56	0.9824	34.48	2.373	0.3016	16.932	14.558	0.4298
12:06	1.0025	34.46	2.260	0.3111	16.450	14.190	0.4108
12:16	1.0196	34.39	2.348	0.2727	15.729	13.380	0.3816
12:26	1.0020	34.33	2.537	0.2475	16.025	13.488	0.3921
12:36	0.9793	34.26	2.301	0.2371	15.007	12.706	0.3787
12:46	0.9569	34.20	2.088	0.2632	14.073	11.985	0.3662
12:56	0.9600	34.13	2.047	0.2025	11.538	9.491	0.2897
13:06	0.9332	34.06	2.022	0.2795	13.749	11.727	0.3689
13:16	0.8953	33.99	2.096	0.2241	12.163	10.067	0.3308
13:26	0.8890	33.92	2.278	0.1731	11.830	9.552	0.3167
13:36	0.8690	33.85	2.600	0.1304	11.824	9.225	0.3136
13:46	0.8411	33.78	1.999	0.1834	10.694	8.695	0.3060
13:56	0.8210	33.70	2.122	0.1243	9.456	7.334	0.2651
14:06	0.7997	33.62	2.234	0.1585	11.427	9.192	0.3419
14:16	0.7863	33.53	2.210	0.0939	9.086	6.876	0.2608
14:26	0.7565	33.44	1.953	0.1250	8.975	7.021	0.2775
14:36	0.7282	33.35	1.587	0.0615	5.727	4.140	0.1705
14:46	0.7022	33.26	1.856	0.0132	5.302	3.446	0.1476
14:56	0.6735	33.15	2.088	0.0526	7.245	5.157	0.2310
15:06	0.6498	33.04	2.301	0.0206	7.041	4.740	0.2208
15:16	0.6096	32.93	0.996	0.0000	2.720	1.724	0.0859
15:26	0.5768	32.80	1.607	0.0278	5.422	3.815	0.2016

MIÉRCOLES 22 DE MAYO

Tiempo solar verdadero	$I_{d,c}$ (kW/m ²)	A_{ap} (m ²)	Q_a (kW)	x	Q_m (kW)	Q_u (kW)	η_t
9:26	0.6663	33.38	1.945	0.0533	7.180	5.234	0.2353
9:36	0.6878	33.47	1.604	0.1124	7.261	5.658	0.2457
9:46	0.6543	33.56	2.657	0.1339	12.944	10.287	0.4685
9:56	0.6593	33.64	2.100	0.1512	10.501	8.401	0.3787
10:06	0.6800	33.72	2.064	0.1954	12.083	10.020	0.4369
10:16	0.8111	33.80	2.170	0.1366	10.668	8.497	0.3099
10:26	0.7526	33.87	2.102	0.1521	10.546	8.443	0.3312
10:36	0.9222	33.95	2.100	0.2326	13.157	11.057	0.3532
10:46	0.7646	34.02	2.147	0.2047	12.176	10.029	0.3856
10:56	0.8757	34.09	2.298	0.2568	14.841	12.542	0.4202
11:06	0.9372	34.15	2.413	0.3187	16.894	14.482	0.4524
11:16	0.9234	34.22	2.333	0.2273	13.286	10.953	0.3466
11:26	0.9230	34.29	2.431	0.2366	14.171	11.740	0.3710
11:36	0.9377	34.35	1.871	0.2215	11.084	9.213	0.2860
11:46	0.9838	34.41	2.085	0.1807	11.066	8.981	0.2653
11:56	1.0136	34.48	2.698	0.1818	13.976	11.278	0.3227
12:06	1.0213	34.46	2.452	0.1789	12.602	10.149	0.2884
12:16	1.0099	34.39	2.461	0.1837	13.175	10.714	0.3084
12:26	0.9963	34.33	3.000	0.1566	14.430	11.430	0.3342
12:36	1.0017	34.27	2.260	0.3111	16.450	14.190	0.4134
12:46	0.9917	34.20	2.346	0.2994	15.784	13.438	0.3962
12:56	0.9840	34.13	2.246	0.2874	15.118	12.872	0.3832
13:06	0.9632	34.07	2.465	0.2251	14.341	11.876	0.3619
13:16	0.9697	34.00	2.147	0.2632	14.073	11.925	0.3617
13:26	0.9718	33.93	1.871	0.2215	11.084	9.213	0.2795
13:36	0.9168	33.85	2.001	0.2000	10.899	8.899	0.2867
13:46	0.8646	33.78	2.349	0.1429	10.825	8.476	0.2902
13:56	0.8408	33.70	2.297	0.1573	11.075	8.778	0.3098
14:06	0.8157	33.62	3.270	0.1129	14.009	10.739	0.3916
14:16	0.7991	33.54	1.964	0.1816	10.451	8.487	0.3167
14:26	0.7741	33.45	2.416	0.0956	9.721	7.304	0.2821
14:36	0.7420	33.36	2.303	0.1058	9.619	7.316	0.2956
14:46	0.7111	33.26	1.989	0.1162	8.619	6.630	0.2803
14:56	0.6637	33.16	2.135	0.1059	8.919	6.784	0.3083
15:06	0.6207	33.05	2.918	0.0488	10.242	7.325	0.3571
15:16	0.5870	32.93	1.981	0.0479	6.925	4.945	0.2558
15:26	0.5580	32.81	2.163	0.0461	7.500	5.337	0.2915

JUEVES 23 DE MAYO

Tiempo solar verdadero	$I_{d,c}$ (kW/m ²)	A_{ap} (m ²)	Q_a (kW)	x	Q_m (kW)	Q_u (kW)	η_t
9:26	0.6084	33.39	2.112	0.0751	8.068	5.956	0.2932
9:36	0.6556	33.48	2.308	0.0688	8.586	6.279	0.2861
9:46	0.6817	33.56	2.311	0.0543	7.855	5.545	0.2423
9:56	0.6988	33.64	2.129	0.1284	9.896	7.767	0.3304
10:06	0.6354	33.72	2.366	0.1614	11.867	9.501	0.4434
10:16	0.6899	33.80	2.143	0.1566	10.307	8.165	0.3501
10:26	0.7219	33.88	2.449	0.1590	12.194	9.746	0.3985
10:36	0.7769	33.95	2.452	0.2000	13.009	10.556	0.4003
10:46	0.7345	34.02	1.962	0.1622	9.345	7.383	0.2955
10:56	0.7864	34.09	2.346	0.2090	12.750	10.403	0.3881
11:06	0.7915	34.15	1.790	0.2593	11.010	9.221	0.3411
11:16	0.8023	34.22	2.326	0.2164	12.555	10.229	0.3726
11:26	0.8143	34.28	1.962	0.2703	12.379	10.418	0.3732
11:36	0.7691	34.35	2.456	0.2500	14.045	11.589	0.4387
11:46	0.8205	34.41	2.081	0.2680	12.731	10.650	0.3772
11:56	0.8018	34.48	2.136	0.2611	12.861	10.725	0.3879
12:06	0.8143	34.46	2.679	0.1979	13.425	10.746	0.3830
12:16	0.7099	34.40	2.524	0.1807	12.690	10.167	0.4164
12:26	0.7205	34.33	2.725	0.1705	14.045	11.320	0.4577
12:36	0.7240	34.27	2.316	0.1757	12.117	9.801	0.3951
12:46	0.7045	34.20	2.310	0.1453	10.728	8.418	0.3494
12:56	0.7122	34.13	2.238	0.1580	10.812	8.574	0.3527
13:06	0.7073	34.07	2.009	0.0500	6.699	4.689	0.1946
13:16	0.7483	34.00	1.633	0.1538	8.003	6.371	0.2504
13:26	0.7836	33.93	2.034	0.1235	9.040	7.005	0.2635
13:36	0.7640	33.85	2.348	0.1230	10.418	8.070	0.3120
13:46	0.7571	33.78	1.959	0.1795	10.363	8.403	0.3286
13:56	0.7310	33.70	1.644	0.1209	7.047	5.402	0.2193
14:06	0.6748	33.62	2.001	0.1484	9.382	7.381	0.3254
14:16	0.2324	33.54	2.876	0.0783	10.252	7.375	0.9464*
14:26	0.5939	33.45	2.117	0.1098	8.725	6.608	0.3327
14:36	0.5733	33.36	2.310	0.1285	10.159	7.849	0.4104
14:46	0.5454	33.26	1.935	0.0411	5.866	3.931	0.2167
14:56	0.5286	33.16	1.281	0.0392	4.062	2.781	0.1586
15:06	0.5137	33.05	2.124	0.0575	7.531	5.407	0.3185
15:16	0.4908	32.94	0.980	0.0256	2.905	1.926	0.1191
15:26	0.4591	32.82	1.030	0.0000	2.655	1.626	0.1079

* Este valor de eficiencia fue eliminado (ver sección 4.4.3)

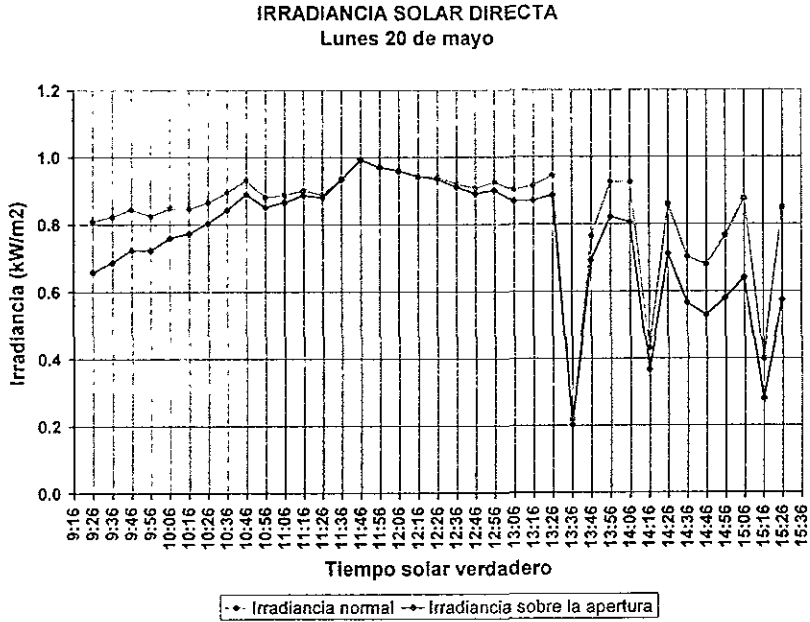
VIERNES 24 DE MAYO

Tiempo solar verdadero	$I_{d,c}$ (kW/m ²)	A_{ap} (m ²)	Q_a (kW)	x	Q_m (kW)	Q_u (kW)	η_t
9:26	0.6135	33.39	2.210	0.1050	9.465	7.255	0.3542
9:36	0.6186	33.48	2.246	0.1087	9.752	7.505	0.3624
9:46	0.6409	33.56	2.085	0.1325	9.548	7.464	0.3470
9:56	0.6759	33.65	2.110	0.1667	10.751	8.641	0.3800
10:06	0.7369	33.72	1.796	0.2168	10.511	8.715	0.3507
10:16	0.8039	33.80	2.572	0.1856	13.110	10.539	0.3878
10:26	0.7732	33.88	2.333	0.2500	14.045	11.712	0.4471
10:36	0.7879	33.95	2.190	0.2547	12.990	10.800	0.4038
10:46	0.7481	34.02	2.492	0.2766	15.951	13.459	0.5289
10:56	0.8274	34.09	2.293	0.2370	13.379	11.085	0.3931
11:06	0.7638	34.15	2.336	0.2151	13.610	11.274	0.4322
11:16	0.7084	34.22	2.285	0.3107	16.164	13.879	0.5725
11:26	0.7254	34.28	2.400	0.2093	12.398	9.998	0.4020
11:36	0.7253	34.35	2.323	0.1135	9.974	7.651	0.3071
11:46	0.8221	34.41	1.978	0.1852	10.936	8.958	0.3166
11:56	0.7360	34.48	2.280	0.2326	13.157	10.877	0.4287
12:06	0.7193	34.46	2.530	0.2366	14.369	11.838	0.4776
12:16	0.7116	34.40	2.449	0.2000	12.657	10.208	0.4171
12:26	0.7136	34.33	2.187	0.1636	10.464	8.277	0.3379
12:36	0.6909	34.27	2.572	0.1546	11.972	9.401	0.3971
12:46	0.6715	34.20	2.286	0.1429	10.825	8.540	0.3718
12:56	0.5968	34.14	2.633	0.0980	10.400	7.767	0.3812
13:06	0.6594	34.07	2.399	0.1160	9.844	7.445	0.3314
13:16	0.6749	34.00	1.959	0.1026	8.087	6.127	0.2671
13:26	0.6644	33.93	2.272	0.1591	11.010	8.739	0.3877
13:36	0.6609	33.86	2.094	0.1899	10.807	8.712	0.3893
13:46	0.6952	33.78	1.896	0.0769	6.717	4.822	0.2053
13:56	0.6881	33.70	2.273	0.0829	8.706	6.433	0.2774
14:06	0.6531	33.62	2.094	0.1139	8.531	6.436	0.2931
14:16	0.6466	33.54	2.177	0.1000	8.216	6.039	0.2785
14:26	0.6413	33.45	1.652	0.0938	6.421	4.769	0.2223
14:36	0.6033	33.36	1.465	0.0667	5.403	3.938	0.1957
14:46	0.5597	33.27	2.110	0.0238	6.199	4.089	0.2196
14:56	0.5395	33.16	2.301	0.0000	6.282	3.982	0.2225
15:06	0.5198	33.06	1.044	0.0000	2.850	1.806	0.1051
15:16	0.4822	32.94	2.248	0.0447	7.314	5.066	0.3189
15:26	0.4202	32.82	2.009	0.0000	5.181	3.172	0.2300

4.4.3 Análisis de resultados.

Para analizar el desempeño del concentrador de canal parabólico, es conveniente considerar la variación de la irradiancia solar durante el día. Como se mencionó en el capítulo I, la radiación sufre una atenuación debido a su paso a través de la atmósfera. Un factor que influye en dicha atenuación es la distancia que deben recorrer los rayos solares en la atmósfera, la que depende, a su vez, de la posición del Sol en el cielo. Así, la irradiancia solar cambia constantemente durante el día, aumentando gradualmente durante las horas de la mañana, alcanzado su valor máximo en el mediodía solar y posteriormente disminuyendo durante las horas de la tarde. De esta forma, la irradiancia solar presenta, en general, un comportamiento simétrico con respecto al mediodía solar.

En los resultados obtenidos, se puede observar que la variación de la irradiancia directa determina el nivel de energía que es captada por el concentrador solar. El comportamiento que durante el día presentan la energía del flujo de la mezcla, así como la energía útil, es semejante al de la irradiancia. Esto puede ser apreciado más fácilmente en la figura 4.9, donde se encuentran graficadas, con respecto al tiempo solar, la irradiancia directa normal, la irradiancia directa sobre la apertura del concentrador, la energía del agua a la entrada, la energía de la mezcla generada y la energía útil para cada uno de los días de prueba del colector.



ENERGIA DE LOS FLUJOS A LA ENTRADA Y SALIDA DEL
CONCENTRADOR
Lunes 20 de mayo

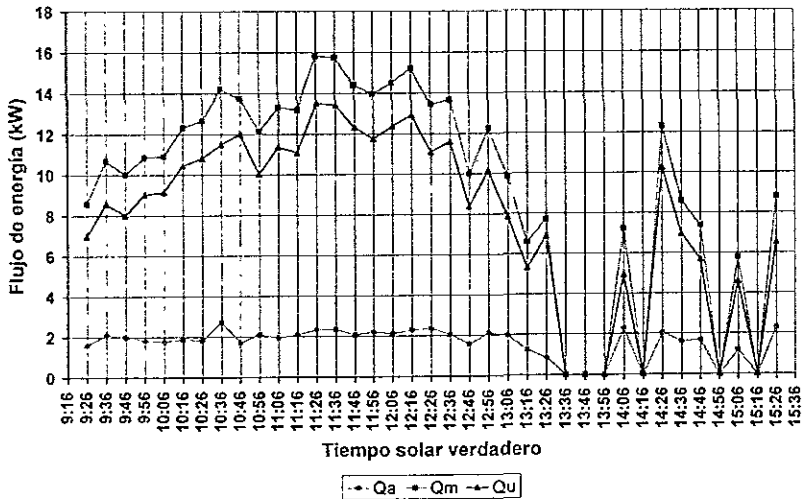
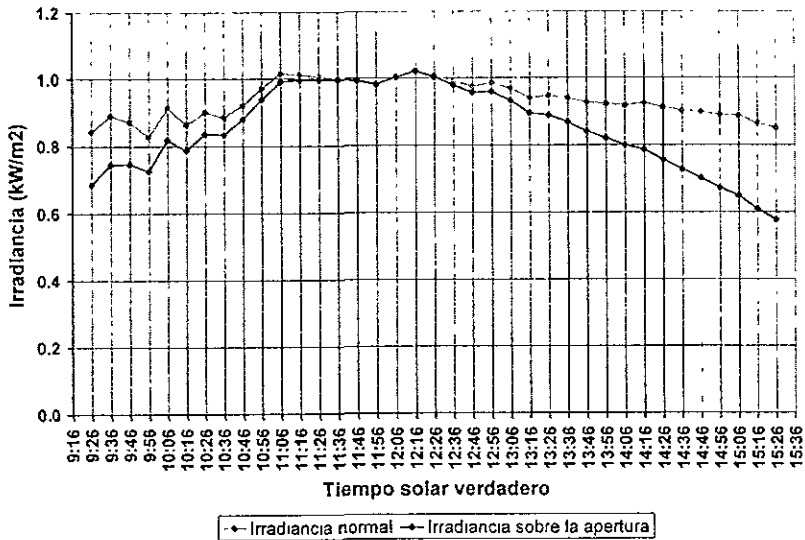


Fig. 4.9.- Irradiancia solar y energía de los flujos en el concentrador.

IRRADIANCIA SOLAR DIRECTA
Martes 21 de mayo



ENERGIA DE LOS FLUJOS A LA ENTRADA Y SALIDA DEL CONCENTRADOR
Martes 21 de mayo

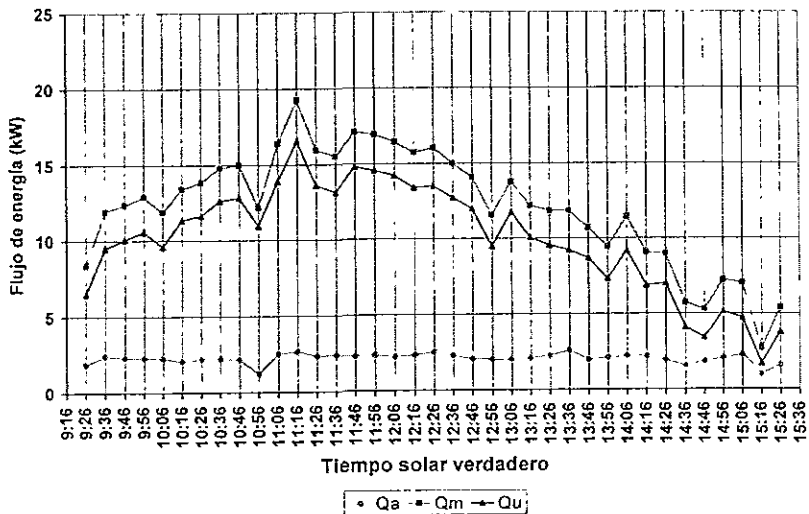
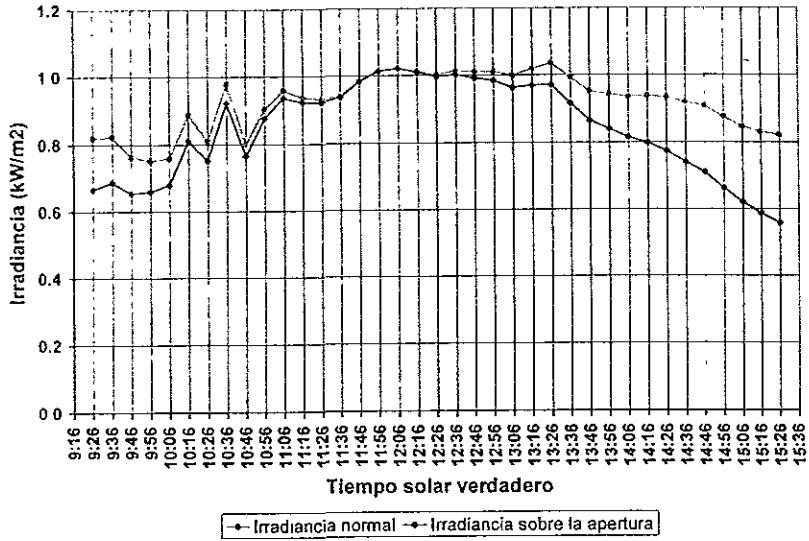


Fig. 4.9 - Continuación.

IRRADIANCIA SOLAR DIRECTA
Miércoles 22 de mayo



ENERGIA DE LOS FLUJOS A LA ENTRADA Y SALIDA DEL
CONCENTRADOR
Miércoles 22 de mayo

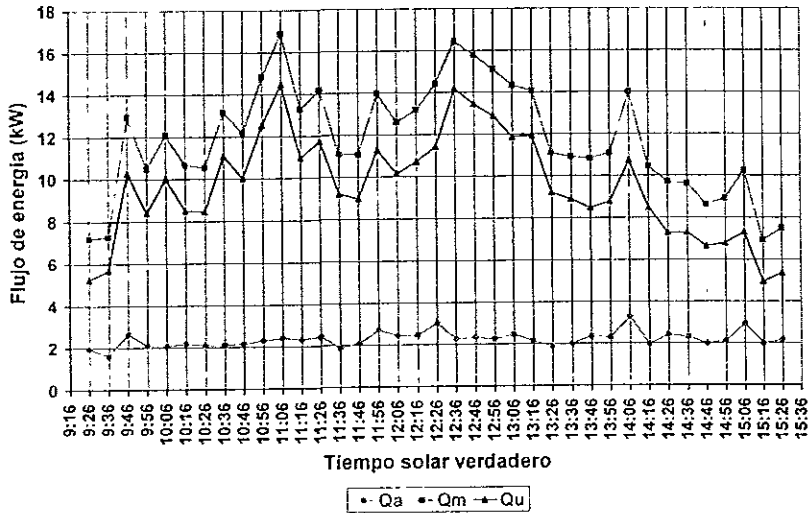
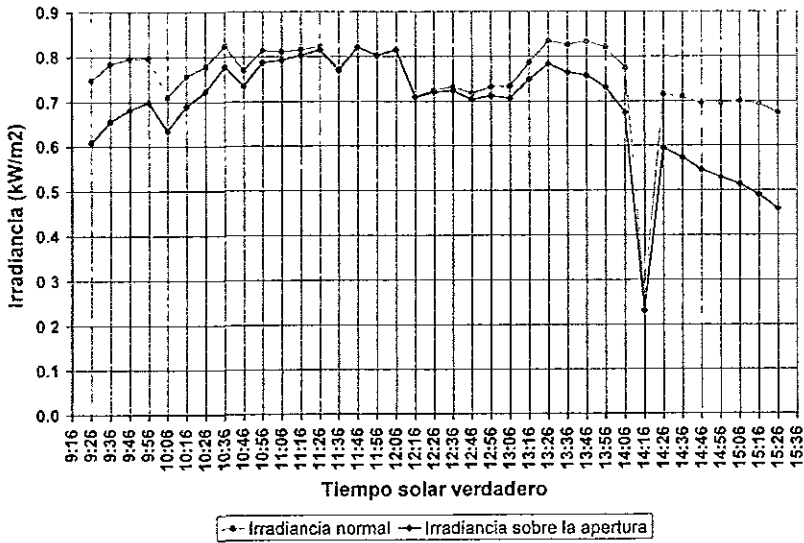


Fig. 4.9.- Continuación.

IRRADIANCIA SOLAR DIRECTA
Jueves 23 de mayo



ENERGIA DE LOS FLUJOS A LA ENTRADA Y SALIDA DEL CONCENTRADOR
Jueves 23 de mayo

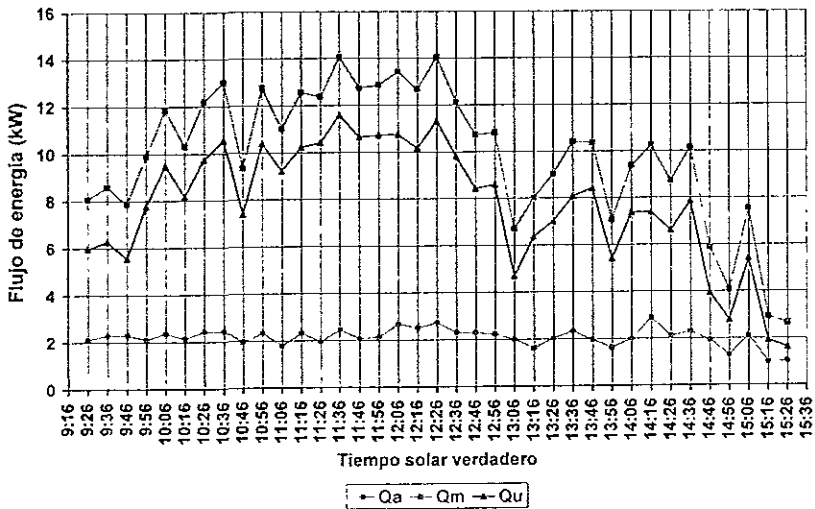
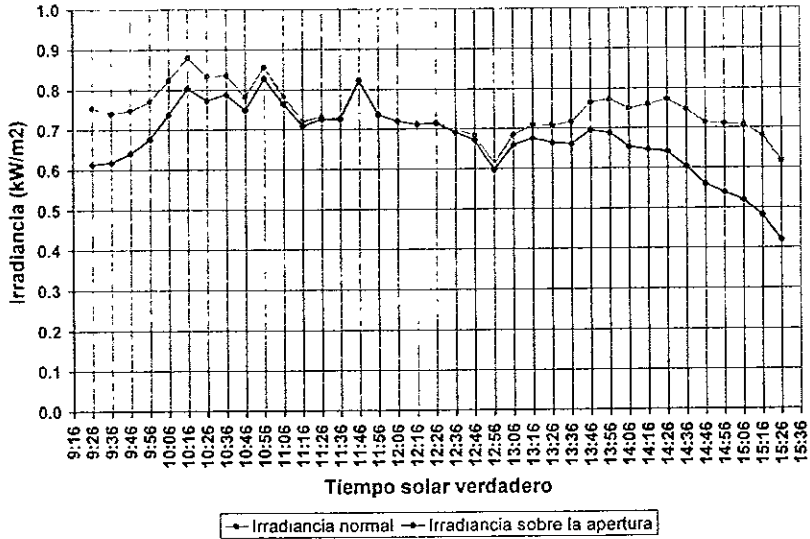


Fig. 4.9.- Continuación.

IRRADIANCIA SOLAR DIRECTA
Viernes 24 de mayo



ENERGIA DE LOS FLUJOS A LA ENTRADA Y SALIDA DEL CONCENTRADOR
Viernes 24 de mayo

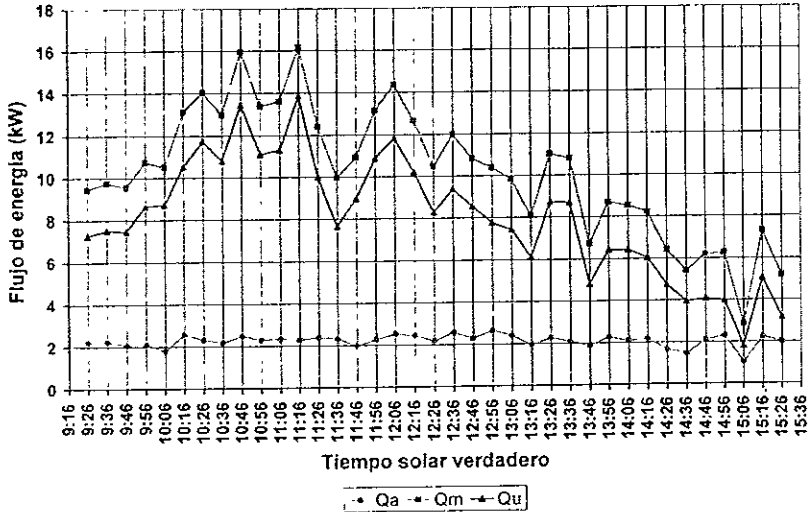


Fig. 4.9.- Continuación.

Como se puede observar en las gráficas anteriores, la irradiancia directa sobre la apertura del concentrador disminuye considerablemente, en comparación con la irradiancia directa normal, antes y después del mediodía solar, siendo más marcada esta situación en las horas alejadas del mediodía. Esto se debe a que el concentrador cilíndrico parabólico sigue el movimiento del Sol sobre un solo eje, en este caso en la dirección norte-sur. De esta forma, la irradiancia solar disminuye debido a las pérdidas originadas por el aumento del ángulo con el que la radiación directa incide sobre el colector, especialmente en las primeras y últimas horas del día. Cabe hacer mención, que la curva de irradiancia sobre la apertura del colector representa la irradiancia directa máxima que podría tenerse sobre el concentrador solar si éste contara con un sistema de seguimiento de Sol perfecto, mas no la irradiancia que realmente se tuvo sobre la apertura del colector durante la prueba de eficiencia.

Por otra parte, en las gráficas podemos observar que la energía del flujo de agua de alimentación se mantiene relativamente constante, mientras que la energía del flujo de la mezcla bifásica y, por consiguiente, la energía útil, varían con el tiempo solar. Considerando la curva de irradiancia directa sobre la apertura del concentrador, podemos decir que esto se debe a que durante el día la calidad de la mezcla cambia con dicha irradiancia. La calidad de la mezcla generada aumenta durante la mañana hasta alcanzar su máximo valor en el mediodía solar, después del cual disminuye gradualmente conforme disminuye la irradiancia sobre la apertura.

En las gráficas se puede observar que el perfil de la curva de energía útil sigue aproximadamente el perfil de la curva de irradiancia directa sobre la apertura. Sin embargo, en los días Lunes 20, Martes 21 y Viernes 24, este seguimiento no es muy exacto, ya que si bien, la energía útil aumenta gradualmente desde el inicio del día al igual que la irradiancia, alcanzando su valor máximo aproximadamente en el mediodía solar, posteriormente disminuye de manera más marcada, alejándose del perfil de la curva mencionada. En las gráficas correspondientes, podemos observar que solamente el Viernes 24 se tiene una disminución un poco más acentuada de la irradiancia normal después del mediodía solar, lo que en parte contribuyó a que la energía captada por el concentrador disminuyera. En el caso del Lunes 20 y del Martes 21 la irradiancia directa sobre la apertura del concentrador disminuye gradualmente después del mediodía, sin embargo, la disminución de la energía útil es más precipitada. Si consideramos que las pérdidas térmicas se mantuvieron en un nivel relativamente constante durante los días de prueba, el comportamiento de la energía útil después del mediodía solar, durante los días mencionados, pudo deberse a que el colector no estuvo bien direccionado hacia el Sol en dichas horas, lo que provocó que los rayos solares no fueran bien enfocados y que parte de la energía incidente sobre la apertura del colector fuera perdida. Este comportamiento fue menos marcado el Jueves 23 donde, después del mediodía solar, la disminución de la energía útil no es tan acentuada como en los otros días. En el caso del Miércoles 22, dicha situación no se presenta, ya que como puede observarse la energía útil disminuye en la misma proporción que la irradiancia directa sobre la apertura después del mediodía solar. De esta forma, es probable que el Jueves 23 y en especial el Miércoles 22 se haya logrado

un seguimiento más preciso del Sol, lo que se reflejó en el perfil de la curva de energía útil, al ser más simétrica con respecto al mediodía solar.

En las gráficas del Jueves 23 se tiene un punto que llama la atención. En la curva de irradiancia directa normal se observa que ésta sufre una disminución a las 14:16 horas, sin embargo, en la curva de energía útil no se presenta ninguna alteración a esa misma hora. Aquí se debe recordar que los valores de irradiancia solar son un promedio de los valores instantáneos medidos cada minuto, por lo que es muy probable que el transitorio, que se presentó al momento de medir la irradiancia, se haya presentado después de medir las diferentes variables en el colector, de manera que el transitorio tuvo efecto únicamente en el promedio de la irradiancia, pero no en el valor de la energía útil.

Una vez que se ha observado el comportamiento de la irradiancia directa y de los diferentes flujos de energía en el concentrador, podemos analizar el comportamiento de la eficiencia térmica. Graficando los valores de la eficiencia, con respecto al tiempo solar verdadero, obtenemos las curvas de eficiencia del concentrador solar, para cada uno de los días de prueba, que se muestran en la figura 4.10.

EFICIENCIA TÉRMICA
Lunes 20 de mayo

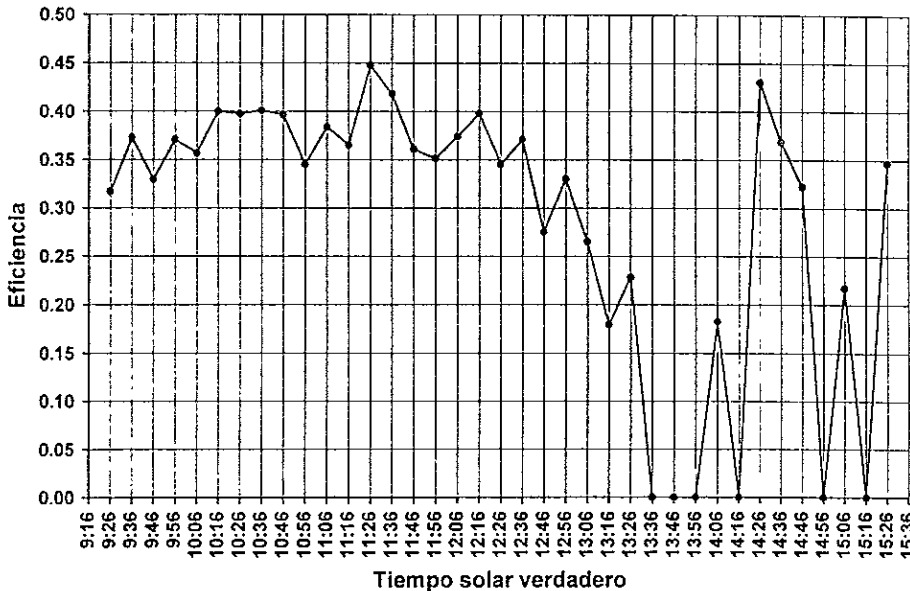
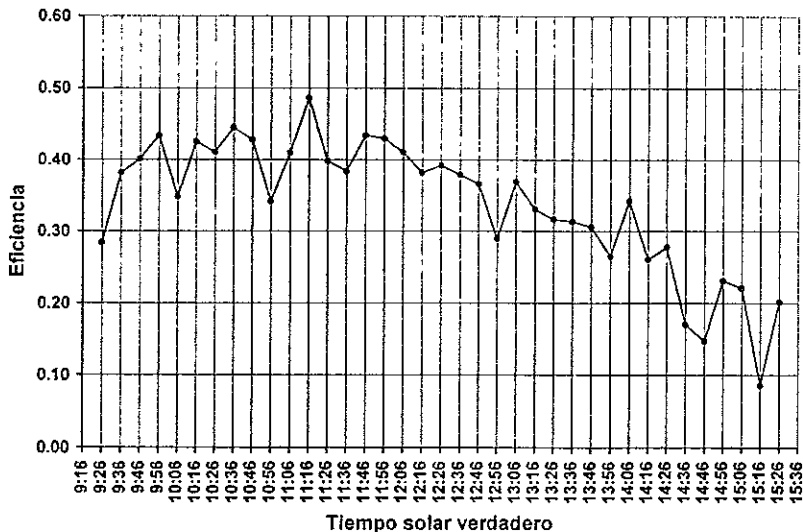


Fig. 4.10.- Eficiencia térmica del concentrador de canal parabólico.

EFICIENCIA TERMICA

Martes 21 de mayo



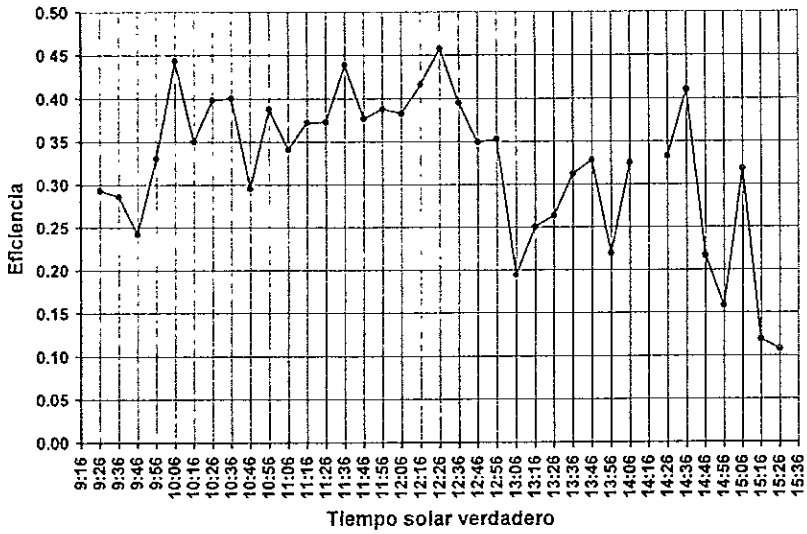
EFICIENCIA TERMICA

Miércoles 22 de mayo



Fig. 4.10.- Continuación.

EFICIENCIA TERMICA
Jueves 23 de mayo



EFICIENCIA TERMICA
Viernes 24 de mayo

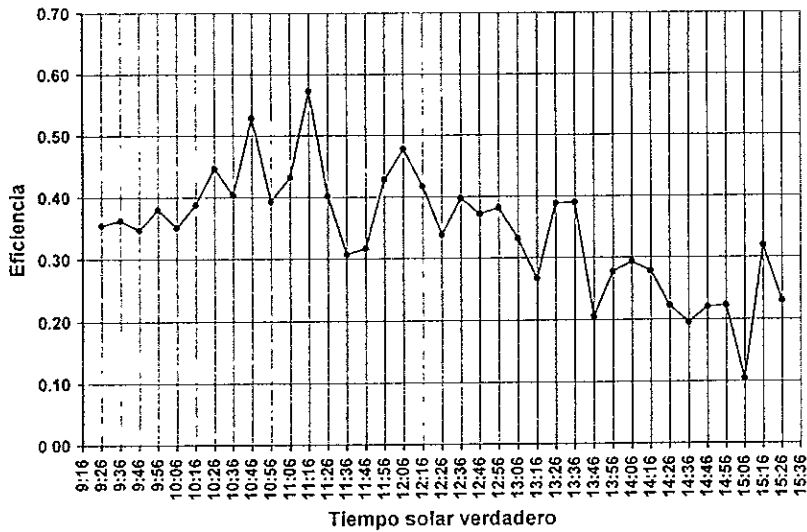


Fig. 4.10.- Continuación.

En las curvas de los días Lunes 20, Martes 21 y Viernes 24, podemos observar que antes del mediodía solar el valor de la eficiencia se mantiene en un nivel determinado, es decir, no se aprecia ninguna tendencia a disminuir o aumentar con respecto al tiempo solar. Después del mediodía, la eficiencia del concentrador cae conforme avanzan las horas de la tarde, teniendo un valor mínimo, el Martes 21 y el Viernes 24, de aproximadamente el 10%. Esta caída en el valor de la eficiencia se debe a la disminución de la energía útil después del mediodía solar, la que se considera fue ocasionada por el error en el seguimiento del movimiento aparente del Sol.

En el caso del Lunes 20 la eficiencia disminuye gradualmente después del mediodía solar hasta aproximadamente las 13:26 horas. Después de dicha hora se tiene la caída completa de la eficiencia por el paro del sistema, debido a los primeros transitorios que se presentaron durante el día. Una vez transcurridos dichos transitorios, el sistema se puso nuevamente en operación y la eficiencia vuelve a tener un determinado valor a las 14:06 horas. Posteriormente, otro transitorio se vuelve a presentar a las 14:16, después del cual la eficiencia alcanza, entre las 14:26 y las 14:46 horas, un valor similar al que tuvo antes del mediodía solar. Este incremento en la eficiencia pudo deberse a que, después del transitorio, el concentrador fue mejor direccionado hacia el Sol, aumentando así, la cantidad de energía que captaba. Esta misma situación pudo haberse presentado después de los transitorios ocurridos a las 14:56 y 15:16 horas.

En cuanto a las curvas del Miércoles 22 y Jueves 23, podemos observar que el valor de la eficiencia, a pesar de no ser muy estable, se mantiene, en general, arriba del 25%. Aquí, a diferencia de los otros días, su valor no disminuye gradualmente después del mediodía solar. El Miércoles 22 la eficiencia tiende a permanecer alrededor de un cierto valor durante todo el día. Este comportamiento probablemente se debe a que el colector fue mejor direccionado hacia el Sol, lo que le permitió captar mejor la radiación solar durante el día.

En el caso del Jueves 23, si bien la eficiencia disminuye después de las 12:56 horas, su valor se mantiene dentro de un rango que es ligeramente más bajo al que tuvo en las horas anteriores. La eficiencia no disminuye progresivamente con el tiempo solar. Así, en este día, al igual que el Miércoles 22, la eficiencia tiende a permanecer alrededor de un valor determinado. Cabe hacer mención, que en la curva de eficiencia de este día, el valor correspondiente a las 14:16 horas se eliminó por estar totalmente fuera del rango de valores obtenidos.

Dentro del análisis de la eficiencia del concentrador, es conveniente determinar si los valores obtenidos tienen alguna relación con el nivel de irradiancia. Para esto, los valores de eficiencia de los cinco días de prueba se graficaron con respecto a la irradiancia solar directa sobre la apertura del colector. La gráfica obtenida se muestra en la figura 4.11.

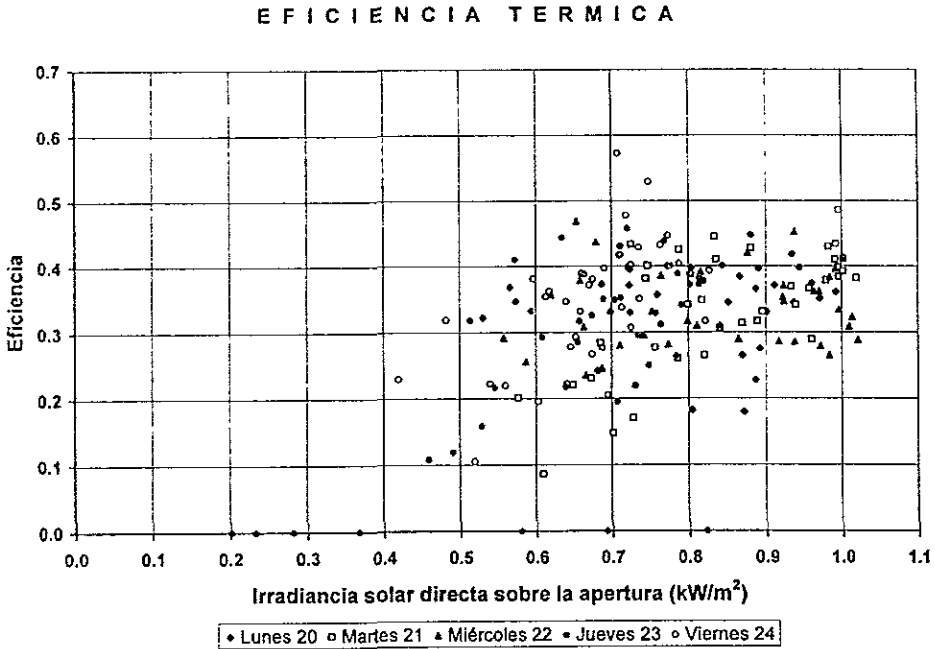


Fig. 4.11.- Eficiencia térmica del concentrador durante los días de prueba.

En el diagrama de dispersión anterior, podemos observar que algunos valores bajos de eficiencia tienden a asociarse con valores bajos de irradiancia. Sin embargo, es muy probable que estos valores bajos de eficiencia hayan sido provocados, como se mencionó anteriormente, por el error que se tuvo en el seguimiento del Sol después del mediodía solar, en especial durante las últimas horas del día. De esta forma, si consideramos únicamente los valores de eficiencia comprendidos en el intervalo que va desde 2 ½ horas antes hasta 1 hora después del mediodía solar, período en el que se estima el seguimiento del Sol fue más preciso, obtenemos el diagrama que se presenta en la figura 4.12.

Como puede observarse, en este nuevo diagrama la eficiencia no muestra ninguna tendencia a disminuir o aumentar con respecto a la irradiancia, la eficiencia se mantiene dentro de un cierto rango de valores. Así, observando este comportamiento, podemos establecer que la eficiencia térmica del concentrador tenderá a un valor constante durante las horas cercanas al mediodía solar, que cambiará, recordando la ecuación (4.13), dependiendo de la variación de la eficiencia óptica con el ángulo de incidencia y cuya

estabilidad dependerá de las pérdidas térmicas, las que a su vez estarán determinadas por los cambios que se presenten en las condiciones ambientales durante el día.

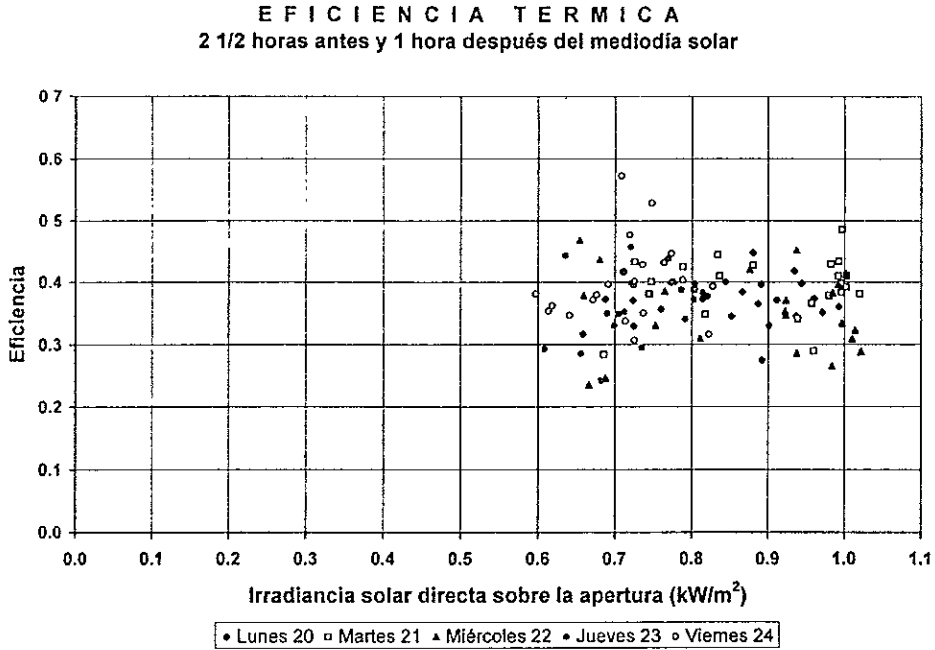


Fig. 4.12.- Eficiencia térmica 2 1/2 horas antes y 1 hora después del mediodía solar.

De esta forma, se puede obtener un valor promedio de la eficiencia del concentrador solar considerando los valores de eficiencia del último diagrama. Calculando la media aritmética y la desviación de cada uno de los valores anteriores, obtenemos que la eficiencia térmica instantánea del concentrador solar tiene un valor promedio de 37.61%, mientras que la desviación estándar de dichos valores, respecto a la media, es de ± 5.676 %.

Con los resultados anteriores podemos establecer que el comportamiento del concentrador de canal parabólico, durante la prueba de eficiencia, fue de la siguiente manera:

El concentrador de canal parabólico se utilizó para generar vapor, mediante el proceso directo, en la planta solar de Ciudad Universitaria. Operando en estado estacionario y bajo condiciones de cielo despejado, la calidad de la mezcla líquido-gas generada varió durante el día siguiendo el cambio de la irradiancia directa sobre la apertura del concentrador, es decir, aumentó gradualmente durante las horas de la mañana hasta alcanzar su valor máximo en el mediodía solar y posteriormente disminuyó, en las horas de la tarde, hasta que el nivel de irradiancia no fue suficiente para generar vapor. La variación de la calidad provocó que la energía de la mezcla generada cambiara siguiendo el mismo comportamiento que ésta durante el día. Así, al tenerse un nivel constante de energía en el flujo de agua alimentada, la energía útil proporcionada por el concentrador cambió del mismo modo que la energía de la mezcla, teniendo su valor pico en el mediodía solar. Durante los cinco días de prueba el concentrador solar trabajó con una eficiencia promedio de 37.61%, que probablemente hubiera sido mayor si el sistema de seguimiento de Sol hubiera funcionado de manera automática. Suponiendo que la variación de la eficiencia óptica del concentrador, con respecto al ángulo de incidencia, no es muy grande, se considera que la eficiencia térmica del concentrador cilíndrico parabólico tendrá un mismo valor durante el período de tiempo comprendido entre 2 1/2 horas antes y después del mediodía solar, siempre y cuando las pérdidas térmicas se mantengan en un nivel relativamente constante.

Así mismo, cabe mencionar que para lograr este valor constante de la eficiencia, será necesario mantener las condiciones de estado estacionario durante la operación del colector, lo cual significa que se deberá contar con un sistema que permita mantener constante la presión en el interior del concentrador, el gasto y las condiciones del agua de alimentación, así como contar con un sistema preciso para seguir el movimiento aparente del Sol.



CAPITULO V

APLICACION DEL VAPOR GENERADO EN EL CONCENTRADOR CILINDRICO PARABOLICO

El vapor generado directamente en un concentrador de canal parabólico puede ser utilizado, básicamente, de dos formas. Una consiste en emplear el vapor para accionar un motor térmico, o una turbina, y obtener energía mecánica. En este caso, la potencia mecánica obtenida del vapor podría ser utilizada, por ejemplo, para impulsar un generador convencional y producir electricidad. Así mismo, la otra forma de emplear el vapor generado, es utilizarlo directamente para suministrar el calor requerido en algún proceso industrial. Esta segunda aplicación sería posible debido a que la mayor parte del calor de proceso, a temperaturas menores de 300° C, es proporcionado por vapor [Rabl, 1985; SERI, 1985]. Dicho vapor generalmente es entregado en estado saturado y típicamente se usa para calentar un recipiente en el que se lleva a cabo una reacción química, una evaporación, una cristalización, etc.

Antes de utilizar el vapor generado en un concentrador solar, ya sea en un motor térmico o en algún proceso industrial, será necesario conocer con detalle la forma en que el vapor va a ser suministrado y usado en la aplicación proyectada. Se deberá conocer por ejemplo, la presión y la temperatura del vapor en los puntos de uso, así como las variaciones permitidas de temperatura; el flujo de vapor (o la razón de entrega de calor) a

los puntos de uso final, sus variaciones (mínima, promedio y máxima) y los requerimientos futuros pronosticados; además, se deberá conocer si la demanda es estacionaria o si tiene fluctuaciones [Babcock, 1978]. Así, el sistema a emplear deberá ser diseñado para ajustar los requerimientos específicos de la aplicación.

En este proceso, también será necesario considerar la naturaleza de la radiación solar, es decir, su variación con respecto al tiempo, que provoca que la cantidad de vapor producido cambie durante el día, así como su intermitencia debida al paso de nubes en patrones más o menos irregulares, lo que puede ocasionar grandes caídas en la presión y temperatura del vapor, o incluso, la interrupción del proceso de generación. De cualquier forma, el sistema ha diseñar deberá garantizar que el vapor estará disponible para operar continuamente el motor térmico, o para el proceso industrial, en el momento en que se requiera [Kreith y West, 1997].

Como un ejemplo de la aplicación del vapor generado en un concentrador de canal parabólico, consideraremos su uso en un motor de vapor.

5.1 USO DEL VAPOR EN UN MOTOR TERMICO.

En el Instituto de Ingeniería se cuenta con un motor de vapor vertical de dos cilindros de doble efecto y expansión simple. Los cilindros del motor cuentan con un diámetro de 5.715 cm. y un desplazamiento de 5.08 cm. El motor desarrolla una potencia máxima al freno de 2.237 kW (3 hp) a 800 r.p.m., con un consumo de vapor de 90.72 kg/hr a una presión de 6.89 bar.

Consideraremos que el motor de vapor trabajará a su máxima potencia durante 5 horas al día, 2 ½ horas antes y después del mediodía solar, utilizando el vapor generado en el campo de colectores de la planta solar. Conociendo el comportamiento de la radiación solar durante el día, calcularemos el número de concentradores necesarios para producir, en el mediodía solar, el flujo de vapor requerido para que el motor trabaje a su máxima potencia.

Como el vapor a utilizar deberá ser vapor saturado, la energía necesaria para evaporar el flujo de agua que será alimentado al campo solar, estará dada por:

$$Q_r = m_a (h_g - h_a) \quad (5.1)$$

donde m_a es el flujo de agua alimentado, h_a es la entalpía del agua a la entrada del campo de colectores y h_g la entalpía de vapor saturado. Si consideramos que los concentradores trabajarán a una presión absoluta de 8 bar y que se alimentará un gasto de agua de 90.72 kg/hr. a una temperatura de 35° C, entonces, la energía requerida será de:

$$Q_r = 66.094 \text{ kW}$$

el número de colectores necesario para captar dicha energía puede ser obtenido a partir de:

$$N_c = Q_r / I_{d,c} A_{ap} \eta_t \quad (5.2)$$

donde N_c es el número de colectores requeridos, $I_{d,c}$ es la irradiancia directa sobre la apertura, A_{ap} es el área efectiva de apertura de un solo colector y η_t es la eficiencia térmica del concentrador. Sabemos que la eficiencia térmica promedio del concentrador cilíndrico parabólico es de 37.61% y su área total de apertura de 34.5 m², ahora bien, si consideramos que la irradiancia directa normal en el mediodía solar, en la Cd. de México, es de aproximadamente 900 W/m² en el verano, el número de concentradores necesarios será:

$$N_c = 5.65 \approx 6 \text{ concentradores}$$

así, un campo de 6 concentradores solares podría generar el flujo de vapor requerido para hacer que el motor de vapor trabaje a su máxima potencia en el mediodía solar.

Como el motor comenzará a trabajar 2 ½ horas antes del mediodía, debemos tomar en cuenta la calidad que tendrá la mezcla líquido-gas generada a dicha hora. Suponiendo, que 2 ½ horas antes del mediodía solar, la irradiancia directa sobre la apertura del colector tendría un valor de aproximadamente 640 W/m² y que el área efectiva de apertura de un solo concentrador sería de 33.38 m², entonces, el calor útil proporcionado por el campo de colectores, obtenido a partir de la ecuación (5.2), será de:

$$Q_u = 48.208 \text{ kW}$$

si el gasto y las condiciones del agua a la entrada del campo solar son las mismas, con la energía anterior se obtendrá un flujo de la mezcla, a una presión de 8 bar, con una calidad del 65.34%.

Para que el motor trabaje a su máxima potencia durante 5 horas, será necesario mantener una alimentación constante de vapor saturado de 90.72 kg/hr con una presión de 6.89 bar. Para proporcionar dicho flujo al motor, el vapor generado en el campo de colectores puede ser utilizado de dos formas.

Una forma consistiría en separar las fases líquida y gaseosa de la mezcla, obteniéndose un flujo de vapor saturado y otro de agua saturada, el que posteriormente podría ser recirculado a través del campo de colectores. En este caso, debido a que el flujo de vapor saturado no sería constante durante el día, el vapor generado en el campo solar sería utilizado para cubrir solamente una parte del flujo total requerido. El gasto de vapor faltante sería cubierto por medio de un sistema de generación de vapor convencional

(caldera), el cual tendría la capacidad suficiente para cubrir la demanda completa, en caso de que la radiación directa no fuera suficiente para generar vapor (día nublado), o bien, para alimentar el vapor necesario en caso de presentarse algún transitorio debido al paso de las nubes por el campo solar. De esta forma, al incrementarse la irradiancia directa durante el día, la cantidad de vapor proporcionado por el sistema solar, aumentaría al incrementarse la calidad de la mezcla producida en los concentradores. hasta llegar al punto en el que el motor trabajaría con un flujo de vapor totalmente generado en el campo solar. En este sistema, sería necesario un sistema de control para regular el flujo de vapor, suministrado por el sistema de generación convencional, dependiendo de la cantidad de vapor obtenido del campo de concentradores.

La otra forma de utilizar el vapor generado, consistiría en regular el flujo de agua alimentado al campo de colectores, de manera que éste fuera evaporado en su totalidad por medio de la energía captada en el campo y se obtuviera solamente un flujo de vapor saturado. En esta segunda opción, debido a que el vapor generado en los concentradores solamente cubriría una parte del flujo de vapor requerido, nuevamente se emplearía un sistema convencional para suministrar el vapor faltante, o bien, para cubrir la demanda completa de vapor, en caso de ser necesario. Aquí el flujo de vapor generado en los concentradores se incrementaría poco a poco, al aumentar la irradiancia, hasta que el flujo total de vapor fuera obtenido del campo de colectores. Este sistema necesitaría un sistema de control no sólo para regular el flujo de vapor proporcionado por el sistema convencional, en función del flujo obtenido de los concentradores, sino también, para regular el gasto de agua alimentado al campo de colectores dependiendo del nivel de irradiancia solar.

En los dos sistemas mencionados, el vapor utilizado en el motor sería condensado y separado, por decantación, del aceite del motor, para posteriormente ser conducido a un depósito y alimentado nuevamente al campo de colectores y/o al sistema convencional. Así mismo, en las dos alternativas se requeriría de un sistema de regulación para mantener constante, tanto la presión en el campo de concentradores, como el gasto y la presión del vapor a la entrada del motor, así como un sistema para controlar el funcionamiento de todo el sistema de generación, en especial durante los transitorios.

Como puede observarse en este ejemplo, la dependencia de la radiación solar con respecto al tiempo es un factor determinante para el diseño de cualquier sistema en el que se desee utilizar la energía del Sol.

Así mismo, debido a dicha dependencia, la ventaja inmediata de un sistema solar no consistiría en que éste pudiera desplazar a un sistema convencional, o bien, que este último fuera de menor capacidad al usado normalmente, sino en que el consumo de combustible convencional sería disminuido, obteniéndose beneficios tanto económicos como ambientales, al existir un ahorro de combustible y reducirse la generación de contaminantes, respectivamente.



CONCLUSIONES

Con el trabajo desarrollado en la presente tesis, ha sido posible observar que la generación directa de vapor, en un concentrador solar de canal parabólico, es factible.

Al llevar a cabo este proceso de generación, en el concentrador de la planta solar de la U.N.A.M., el principal problema que se tuvo consistió en la deflexión del tubo absorbedor, que se considera, se presentó después de existir una estratificación del flujo bifásico que se generó dentro de éste. Esta deflexión fue causada por los esfuerzos térmicos que se originaron cuando, al presentarse el cambio de fase de líquido a gas del agua, las temperaturas de las partes inferior y superior del tubo absorbedor disminuyeron con diferente rapidez. Este problema fue solucionado utilizando un tubo absorbedor de cobre, sin embargo, es necesario realizar un estudio más detallado de dicho problema para poder prevenirlo en cualesquiera que sean las condiciones de operación del concentrador.

En el desarrollo de esta tesis, se obtuvo la eficiencia térmica instantánea del concentrador cilíndrico parabólico durante su operación en la generación directa de vapor. Dicha eficiencia tuvo un valor promedio de 37.61% para las condiciones de operación en las que se llevó a cabo la prueba de eficiencia. Se observó que este valor de la eficiencia tiende a ser constante durante un período de tiempo que abarca 2 ½ horas antes y después del mediodía solar, y que su variación es debida, en parte, al control que se realiza del sistema, es decir, de que tan bien se mantengan las condiciones de estado estacionario durante la operación del concentrador. Así mismo, se piensa que las pérdidas térmicas también provocan la variación de la eficiencia del concentrador, sin embargo, debido a que éstas no pudieron ser evaluadas, no fue posible determinar con certidumbre la manera en que éstas influyen en dicha variación. Por otro lado, debido a que la eficiencia térmica del

concentrador solar no mostró ningún comportamiento tendiente a incrementar o disminuir con respecto a la irradiancia, se considera que la eficiencia no depende del nivel de irradiancia directa cuando el funcionamiento del concentrador, orientado en la dirección este-oeste, se lleva a cabo en las horas cercanas al mediodía solar.

Debido a que la prueba de eficiencia del concentrador cilíndrico parabólico se realizó sobre un conjunto determinado de condiciones de operación, los resultados obtenidos solamente nos permiten contar con una referencia para estimar el desempeño del concentrador en otras condiciones distintas.

El estudio del proceso de generación directa de vapor bajo diferentes condiciones de operación, en el concentrador de canal parabólico, es indispensable para contar con un conocimiento más amplio del proceso que permita prevenir los problemas que se pueden originar en éste, así como para determinar las condiciones bajo las cuales el concentrador alcanza su máxima eficiencia, su desempeño cuando opera en un conjunto determinado de condiciones y el pronóstico de su funcionamiento en una aplicación específica.

Así, se ha podido observar que la generación directa de vapor es un proceso que permite aprovechar la energía del Sol de una manera más eficiente y que puede contribuir a disminuir la dependencia que actualmente se tiene de las fuentes convencionales de energía.

Finalmente, cabe hacer mención que la investigación en el uso de la energía solar es un punto fundamental para conocer y dominar esta fuente de energía. La continuidad en los trabajos de investigación, no sólo en éste sino en todos los demás campos de la ciencia y la tecnología, es uno de los caminos que permitirá a nuestro país mantener su independencia en uno de los aspectos más importantes de un pueblo, la mente de su gente.

N O M E N C L A T U R A

A_{abs}	-	Area del absorbedor (m^2)
A_{ap}	-	Area efectiva de apertura (m^2)
A_{cub}	-	Area de la superficie de la cubierta (m^2)
A_{total}	-	Area total de apertura del concentrador (m^2)
C	-	Razón de concentración geométrica (adimensional)
C_{flujo}	-	Razón de concentración de brillantez (adimensional)
C_{ideal}	-	Límite termodinámico de concentración (adimensional)
C_p	-	Calor específico del agua a presión constante ($kJ/kg^{\circ}C$)
d	-	Diámetro de la cubierta (m)
D	-	Deflexión del tubo absorbedor (cm)
f	-	Distancia focal del concentrador (m)
h	-	Coefficiente promedio de transferencia de calor por convección (W/m^2K)
h_a	-	Entalpía del agua a la entrada del concentrador (kJ/kg)
h_{cc}	-	Coefficiente promedio de transferencia de calor por convección combinada (W/m^2K)
h_m	-	Entalpía de la mezcla líquido-gas a la salida del colector (kJ/kg)
I	-	Irradiancia solar directa normal (W/m^2)
$I_{d,c}$	-	Irradiancia solar directa sobre la apertura del concentrador (kW/m^2)
$I_{d,h}$	-	Irradiancia solar directa horizontal (W/m^2)
$I_{d,i}$	-	Irradiancia solar directa sobre una superficie inclinada (W/m^2)
K_{aire}	-	Conductividad térmica del aire (W/mK)
$K(\theta_i)$	-	Modificador del ángulo de incidencia (adimensional)
l	-	Ángulo de inclinación del plano de apertura del concentrador ($^{\circ}$)
m	-	Masa de aire (adimensional)
m_a	-	Gasto másico del agua de alimentación (kg/min)
m_g	-	Gasto másico de la fase gaseosa de la mezcla (kg/min)
m_l	-	Gasto másico de la fase líquida de la mezcla (kg/min)
N_u	-	Número de Nusselt (adimensional)
P_c	-	Presión a la entrada del concentrador (bar)
P_s	-	Presión a la salida del concentrador (bar)
Q_a	-	Energía del flujo de agua a la entrada del concentrador (kW)
Q_m	-	Energía del flujo de la mezcla líquido-gas generada (kW)
Q_p	-	Razón de pérdida de energía del concentrador (kW)
Q_u	-	Energía útil (kW)
T_a	-	Temperatura del agua de alimentación ($^{\circ}C$)
T_{abs}	-	Temperatura promedio del absorbedor (K)
T_{amb}	-	Temperatura ambiente (K)
T_{cub}	-	Temperatura de la cubierta (K)
T_{sup}	-	Temperatura de la superficie de la parte superior del tubo absorbedor ($^{\circ}C$)
T_{inf}	-	Temperatura de la superficie de la parte inferior del tubo absorbedor ($^{\circ}C$)
T_m	-	Temperatura de la mezcla generada ($^{\circ}C$)
T_s	-	Temperatura del Sol (K)
T_{sup}	-	Temperatura de la superficie de la parte superior del tubo absorbedor ($^{\circ}C$)
T_0	-	Temperatura de referencia ($^{\circ}C$)
U_p	-	Coefficiente global de pérdida de calor (W/m^2K)

w	-	Angulo horario ($^{\circ}$)
w_b	-	Distancia entre bordes del concentrador (m)
x	-	Calidad de la mezcla a la salida del sistema de generación (adimensional)
α_{abs}	-	Absortancia del absorbedor (adimensional)
β_s	-	Altitud solar ($^{\circ}$)
δ	-	Declinación solar ($^{\circ}$)
ϵ_{abs}	-	Emitancia del absorbedor (adimensional)
ϵ_{cub}	-	Emisividad de la cubierta (adimensional)
ϕ	-	Latitud ($^{\circ}$)
ϕ_B	-	Angulo de borde del concentrador ($^{\circ}$)
γ	-	Factor de intercepción del concentrador solar (adimensional)
η_o	-	Eficiencia óptica (adimensional)
η_i	-	Eficiencia térmica del concentrador (adimensional)
φ	-	Azimut ($^{\circ}$)
φ_s	-	Angulo azimutal del Sol ($^{\circ}$)
θ_a	-	Mitad del ángulo de aceptación del concentrador solar ($^{\circ}$)
θ_c	-	Angulo cenital del Sol ($^{\circ}$)
θ_i	-	Angulo de incidencia de la radiación solar directa ($^{\circ}$)
$\theta_{i,c}$	-	Angulo de incidencia de la radiación directa sobre el concentrador ($^{\circ}$)
θ_s	-	Anchura angular del Sol ($^{\circ}$)
ρ	-	Reflejancia especular del reflector del concentrador (adimensional)
σ	-	Constante de Stefan-Boltzmann (W/m^2K^4)
τ_{cub}	-	Transmitancia de la cubierta de vidrio (adimensional)

A N E X O S

A.1 DEFLEXION DEL TUBO ABSORBEDOR.

A continuación, se presentan las mediciones realizadas para analizar la deflexión, que sufrió el tubo absorbedor del concentrador cilíndrico parabólico, durante la generación directa de vapor. Dichas mediciones se tomaron cada 15 segundos durante el tiempo en el que la deflexión se presentaba a lo largo de todo el tubo absorbedor, es decir, desde que se iniciaba en el primer tubo y hasta que desaparecía por completo en el quinto tubo.

Las tablas muestran los valores de la temperatura de la superficie exterior del tubo absorbedor en su parte superior e inferior, la diferencia de temperaturas entre estas dos zonas y la deflexión máxima.

La diferencia de temperaturas fue obtenida por medio de la expresión:

$$\Delta T = (T_{\text{inf}} - T_{\text{sup}})$$

donde T_{inf} y T_{sup} son las temperaturas de la parte inferior y superior del tubo, respectivamente. Por otro lado, el valor de la deflexión se obtuvo de la diferencia entre la altura inicial a la que se encontraba el tubo absorbedor y la altura máxima que éste alcanzó durante la deflexión, es decir:

$$\text{Deflexión} = a_{\text{max}} - a_{\text{inicial}}$$

Como podrá observarse, en algunos eventos no solamente se muestra el valor de la deflexión máxima, sino también, el valor de la deflexión momentos antes de alcanzar dicho punto. Las letras que se muestran indican el momento aproximado en el que la deflexión se presenta en los demás tubos del absorbedor. Dichas letras tienen el siguiente significado:

- ED# - Empieza la deflexión en el tubo número #.
- BD# - Baja la deflexión en el tubo número #.

El gasto de agua alimentado en cada evento fue de 2 lt/min.

Las mediciones que se presentan fueron realizadas durante la segunda quincena del mes de abril de 1996.

TUBO 1

Evento 1

Tiempo (seg)	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240	255	270	285	300	315
Tsup. (°C)	160	158	151	128	114	103	95	88	82	78	74	70	68	65	63	61	60	58	56	54	51	49
Tinf. (°C)	165	149	134	121	115	108	101	96	91	87	84	82	80	78	77	76	75	74	73	70	66	63
ΔT (°C)	5	-9	-17	-7	1	5	6	8	9	9	10	12	12	13	14	15	15	16	17	16	15	14
Deflexión (cm)		3.5	5.6		ED2				BD2	ED3		ED4					BD4	ED5				BD5

Evento 2

Tiempo (seg)	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240	255	270	285	300	
Tsup. (°C)	142	143	146	141	137	124	112	101	92	87	82	77	73	70	67	68	65	63	59	56	56	
Tinf. (°C)	177	176	176	152	141	132	127	119	111	107	102	98	94	92	89	86	84	82	81	78	78	
ΔT (°C)	35	33	30	11	4	8	15	18	19	20	20	21	21	22	22	18	19	19	22	22	22	
Deflexión (cm)			ED1	4.2	4.3	-4.5	BD1	ED2	BD2	ED3			BD3	ED4			BD4	ED5				BD5

Evento 3

Tiempo (seg)	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240	255				
Tsup. (°C)	173	162	137	122	111	102	96	87	83	80	78	74	70	67	64	63	61	60				
Tinf. (°C)	170	160	148	140	129	120	114	108	103	99	96	93	90	87	84	83	82	81				
ΔT (°C)	-3	-2	-11	-18	-18	-18	-18	-21	-20	-19	-18	-19	-20	-20	-20	-20	-21	-21				
Deflexión (cm)		2	-1	BD1	ED2		BD2		ED3			BD3	BD4	ED5		BD5						

TUBO 2

Evento 1

Tiempo (seg)	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240	255	270
Tsup. (°C)	152	153	155	155	156	154	149	136	128	118	108	106	101	97	94	89	84	81	79
Tinf. (°C)	172	173	174	173	172	168	147	138	133	128	122	119	116	111	107	103	99	95	93
ΔT (°C)	20	20	19	18	16	14	-2	2	5	10	14	13	15	14	13	14	15	14	14
Deflexión (cm)		ED1		BD1	ED2		2.1	BD2			BD3				BD4	ED5	BD5		
								ED3			ED4								

Evento 2

Tiempo (seg)	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225
Tsup. (°C)	138	140	141	145	143	139	131	118	110	103	97	94	90	87	85	82
Tinf. (°C)	177	180	180	179	173	160	147	139	132	128	124	120	117	114	113	111
ΔT (°C)	39	40	39	34	30	21	16	21	22	25	27	26	27	27	28	29
Deflexión (cm)		ED1	-0.5	BD1	-1							ED3				BD5
				ED2												

Nota: En este evento casi no se pandearon los tubos

Evento 3

Tiempo (seg)	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225
Tsup. (°C)	135	142	143	144	146	141	134	119	111	104	99	96	92	90	86	85
Tinf. (°C)	172	174	174	175	173	160	143	134	130	125	121	118	113	111	108	107
ΔT (°C)	37	32	31	31	27	19	9	15	19	21	22	22	21	21	22	22
Deflexión (cm)			BD1			1.8	BD2	--ED3	BD3--	ED4		BD4	ED5		BD5	
			ED2													

TUBO 3

Evento 1

Tiempo (seg)	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240	255	270
Tsup. (°C)	133	132	133	134	134	134	133	133	130	120	107	99	92	87	83	80	77	75	73
Tinf. (°C)	171	172	172	172	172	171	171	170	160	145	136	130	124	119	116	113	110	106	103
ΔT (°C)	38	40	39	38	38	37	37	37	30	25	29	31	32	32	33	33	33	31	30
Deflexión (cm)		ED1		BD1	ED2	BD2		ED3	1.3	-BD3	ED4	BD4	ED5				BD5		

Evento 2

Tiempo (seg)	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240	255
Tsup. (°C)	140	146	142	144	145	145	142	132	124	114	106	99	96	92	89	86	83	82
Tinf. (°C)	174	177	179	180	181	180	162	149	143	136	130	125	124	121	118	115	111	108
ΔT (°C)	34	31	37	36	36	35	20	17	19	22	24	26	28	29	29	29	28	26
Deflexión (cm)		ED1	BD1	ED2		BD2		ED3			ED4	BD4	ED5			--BD5		

Nota: Prácticamente no hubo deflexión del 3er. tubo.

Evento 3

Tiempo (seg)	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240	255
Tsup. (°C)	128	129	129	129	125	117	110	105	99	95	92	88	86	84	82	80	79	78
Tinf. (°C)	168	169	170	171	149	139	134	130	125	122	120	118	116	114	112	109	107	105
ΔT (°C)	40	40	41	42	24	22	24	25	26	27	28	30	30	30	30	29	28	27
Deflexión (cm)		ED1	BD1	-0.2			0.1	--BD2	--1	-0.9		BD4	ED5		BD5			
			ED2					--ED3	BD3	ED4								

TUBO 4

Evento 1

Tiempo (seg)	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240	255	270	285
Tsup. (°C)	133	134	134	134	135	136	136	135	134	133	132	132	129	126	106	93	84	82	78	74
Tinf. (°C)	170	170	170	171	172	172	172	171	170	169	168	164	165	159	143	130	125	120	116	113
ΔT (°C)	37	36	36	37	37	36	36	36	36	36	36	32	36	33	37	37	41	38	38	39
Deflexión (cm)			ED1			BD1					ED3		BD3	1.4	BD4	-1.1	ED5			BD5

Evento 2

Tiempo (seg)	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240	255	270
Tsup. (°C)	107	105	107	108	110	112	113	114	114	114	114	112	99	90	82	75	72	70	68
Tinf. (°C)	170	171	173	175	176	178	179	182	183	181	181	170	156	147	140	134	131	127	124
ΔT (°C)	63	66	66	67	66	66	66	68	69	67	67	58	57	57	58	59	59	57	56
Deflexión (cm)					ED1		BD1	BD2		ED3	BD3	ED4	-1.5	-0.7			BD5		
							ED2						BD4	ED5					

Evento 3

Tiempo (seg)	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210
Tsup. (°C)	121	123	124	124	127	126	126	125	123	122	115	104	97	90	85
Tinf. (°C)	183	186	186	186	188	189	189	186	186	186	168	155	148	142	138
ΔT (°C)	62	63	62	62	61	63	63	61	63	64	53	51	51	52	53
Deflexión (cm)		ED1	BD1	BD2	ED3	BD3				ED4	-1.6	-0.2		BD5	
			ED2								BD4	ED5			

TUBO 5

Evento 1

Tiempo (seg)	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240
Tsup. (°C)	116	116	117	118	120	122	124	126	125	124	125	122	115	106	98	92	88
Tinf. (°C)	164	163	164	165	165	167	168	169	170	169	165	148	139	133	129	126	124
ΔT (°C)	48	47	47	47	45	45	44	43	45	45	40	26	24	27	31	34	36
Deflexión (cm)		ED1	BD1		BD2			ED3		BD3		BD4	-ED5	0.6			
			ED2							ED4			-1.8	BD5			

Evento 2

Tiempo (seg)	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240	255	270	285
Tsup. (°C)	134	133	132	132	132	132	132	133	134	136	138	136	135	134	130	120	113	104	99	96
Tinf. (°C)	172	173	172	170	169	168	167	168	169	171	173	172	170	168	148	138	134	130	127	124
ΔT (°C)	38	40	40	38	37	36	35	35	35	35	35	36	35	34	18	21	26	28	28	28
Deflexión (cm)		ED1	-BD1	ED2			BD2		ED3			BD3	ED4		BD4	ED5	-3.6	BD5		

Nota: En este evento se alimentó un gasto de 1.6 lit/min.

Evento 3

Tiempo (seg)	0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180	195	210	225	240
Tsup. (°C)	130	133	136	138	141	144	145	146	146	142	141	139	133	123	113	104	97
Tinf. (°C)	172	175	178	179	182	185	186	188	188	186	184	182	165	151	144	138	134
ΔT (°C)	42	42	42	41	41	41	41	42	42	44	43	43	32	28	31	34	37
Deflexión (cm)		-ED1	BD1	ED2		BD2		ED3		BD3	ED4		ED5	BD5			
													2.9				

A.2 ANGULO DE INCLINACION DEL CONCENTRADOR CILINDRICO PARABOLICO.

En esta sección, obtendremos el ángulo formado por el plano de apertura del concentrador solar y la horizontal, en función de los ángulos cenital y azimutal del Sol.

Para iniciar, tomaremos como referencia el sistema coordenado horizontal XYZ que se muestra en la figura A.1. El centro de dicho sistema coincide con la posición del observador, mientras que sus ejes X, Y y Z tienen las direcciones sur, vertical y este, respectivamente.

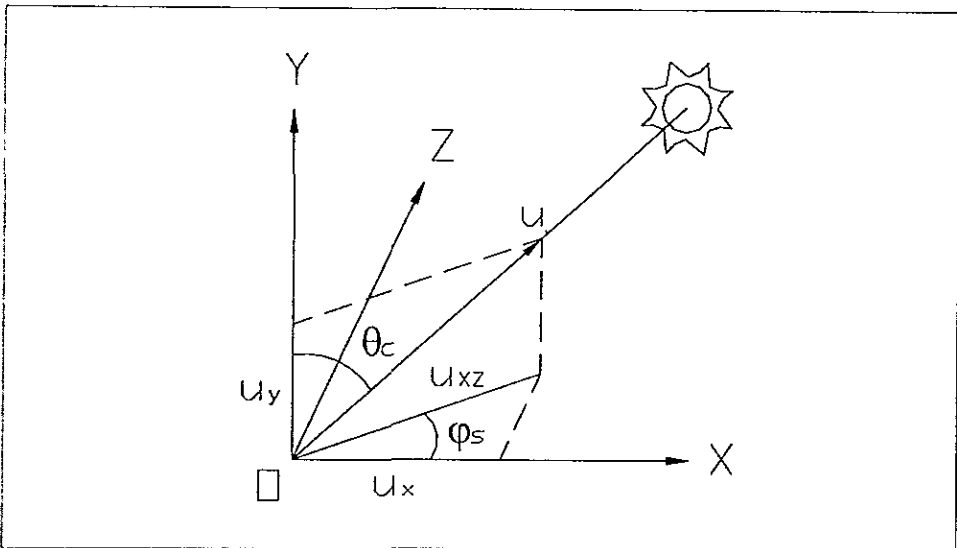


Fig. A.1.- Componentes del vector u sobre los ejes X, Y y Z.

Consideraremos ahora el vector u , el cual es un vector unitario que nos indica la dirección hacia la que se encuentra el Sol. Como se puede ver en la figura A.1, la componente del vector u , sobre el eje coordenado Y, está dada por:

$$u_y = \cos \theta_c$$

por otro lado, para obtener la componente sobre el eje X, consideraremos la proyección del mismo vector u sobre el plano XZ, la cual es igual a:

$$u_{xz} = \text{Sen } \theta_c$$

en la figura podemos observar que el coseno del ángulo azimutal del Sol está dado por:

$$\text{Cos } \varphi_s = u_x / u_{xz}$$

por lo que, la componente sobre el eje X del vector u, será igual a:

$$u_x = u_{xz} \cdot \text{Cos } \varphi_s$$

o bien,

$$u_x = \text{Sen } \theta_c \cdot \text{Cos } \varphi_s$$

si recordamos que el concentrador cilíndrico parabólico tiene una orientación horizontal este-oeste, entonces, podemos decir que su eje longitudinal es paralelo al eje Z. Además, si consideramos que el plano de apertura del concentrador es perpendicular al plano que forman su eje focal, la línea del vértice de su reflector y el Sol, entonces, el ángulo θ_p que forman dicho plano y el eje X, puede ser obtenido, como se muestra en la figura A.2, a partir de:

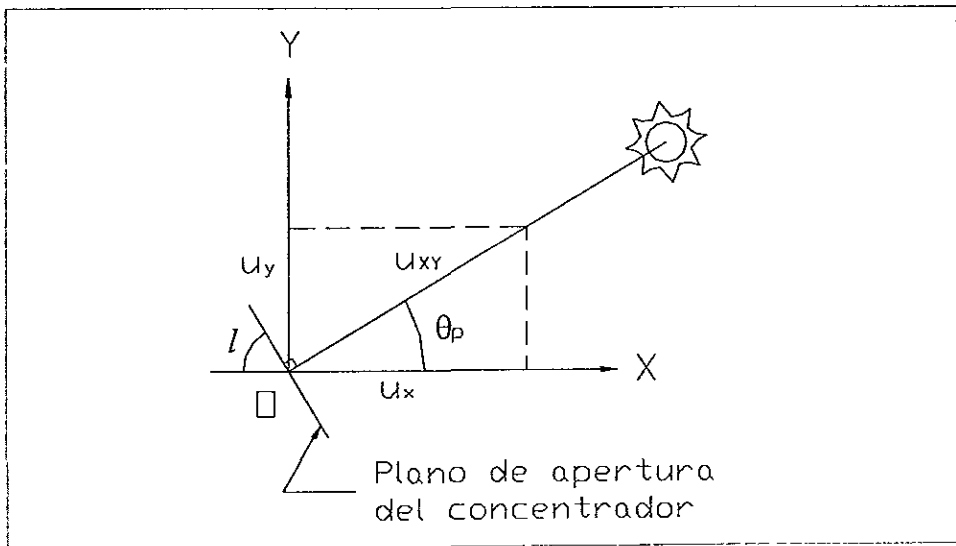


Fig. A.2.- Proyección sobre el plano XY del plano de apertura del concentrador y del vector u.

$$\text{Tan } \theta_p = u_y / u_x$$

que es igual a

$$\text{Tan } \theta_p = \text{Cos } \theta_c / \text{Sen } \theta_c \cdot \text{Cos } \varphi_s$$

de donde,

$$\theta_p = \text{Atan} (1 / \text{Tan } \theta_c \cdot \text{Cos } \varphi_s)$$

finalmente, de la figura A.2 obtenemos el ángulo de inclinación l del plano de apertura del concentrador cilíndrico parabólico con respecto a la horizontal, a partir de:

$$180^\circ = l + 90^\circ + \theta_p$$

$$l = 90^\circ - \theta_p$$

o bien,

$$l = 90^\circ - \text{Atan} (1 / \text{Tan } \theta_c \cdot \text{Cos } \varphi_s)$$

A.3 AREA EFECTIVA DE APERTURA DEL CONCENTRADOR DE CANAL PARABOLICO

A continuación, obtendremos la expresión para calcular el área efectiva de apertura del concentrador cilíndrico parabólico, en función del ángulo de incidencia de la radiación solar directa.

Para esto, consideremos un rayo solar que incide sobre el extremo del reflector del concentrador, según como se puede observar en la figura A.3, en donde se muestra un corte longitudinal del colector solar.

Si tomamos en cuenta que el rayo solar es reflejado especularmente por el reflector, entonces, el ángulo de reflexión θ_r es igual al ángulo de incidencia $\theta_{i,c}$ (caso ideal). Así, si consideramos este último ángulo, podemos obtener la distancia d , que es la longitud del receptor que no recibe radiación, a partir de:

$$\text{Tan } \theta_{i,c} = d / f$$

de donde

$$d = f \cdot \text{Tan } \theta_{i,c}$$

en donde f es la distancia focal del colector y $\theta_{i,c}$ el ángulo de incidencia de la radiación directa.

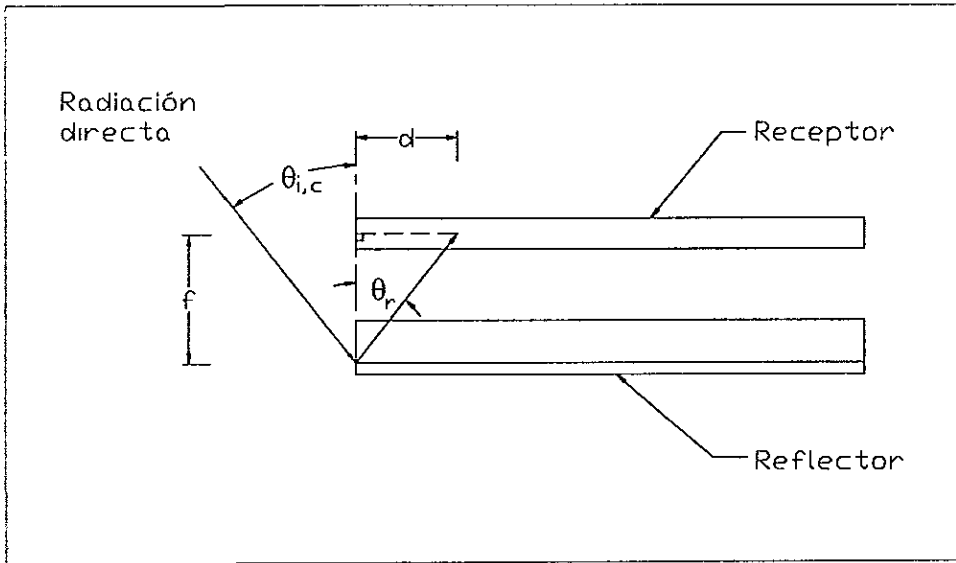


Fig. A.3.- Reflexión de la radiación directa incidente sobre el concentrador solar.

Ahora bien, en la figura A.4 podemos observar el área A_d , que es la parte del área total de apertura que no es aprovechada en el concentrador, y la cual es igual a:

$$A_d = w_b \cdot d$$

o bien,

$$A_d = w_b \cdot f \cdot \text{Tan } \theta_{i,c}$$

en donde w_b es la distancia entre bordes del concentrador. Así, podemos establecer que el área efectiva de apertura del concentrador está dada por:

$$A_{cf} = A_{total} - A_d$$

en donde A_{total} y A_d son el área total de apertura y el área no aprovechada del concentrador, respectivamente. Finalmente, si en la última expresión sustituimos el valor de A_d , obtenemos:

$$A_{ef} = A_{total} - w_b \cdot f \cdot \text{Tan } \theta_{i,c}$$

en donde A_{total} es el área total de apertura, w_b la distancia entre bordes, f la distancia focal del concentrador y $\theta_{i,c}$ el ángulo de incidencia de la radiación solar directa sobre el concentrador.

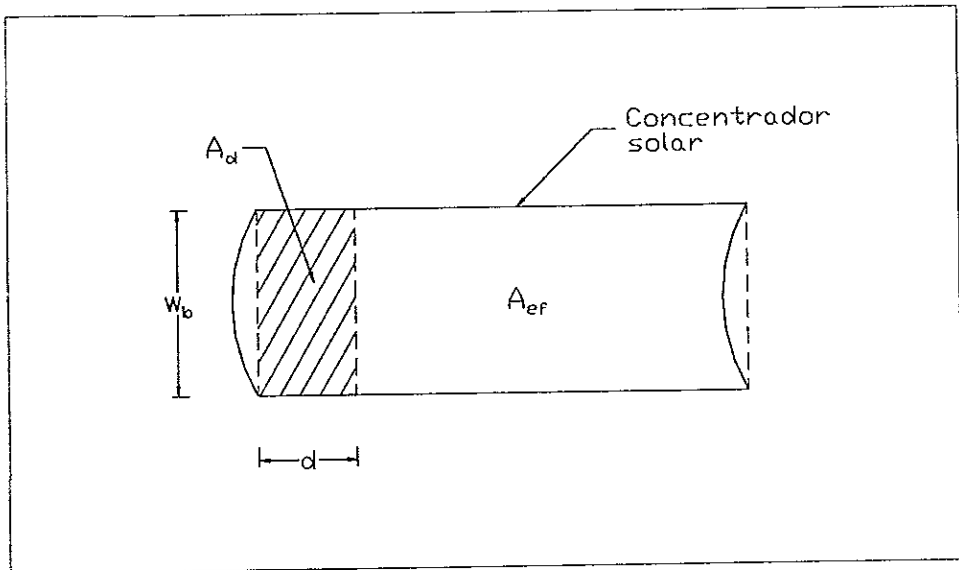


Fig. A.4.- Area efectiva de apertura del concentrador solar.

REFERENCIAS

- [1] - Almanza, R.; Lentz, A.; Jiménez, G.
" RECEIVER BEHAVIOR IN DIRECT STEAM GENERATION WITH
PARABOLIC TROUGHS "
Solar energy, Vol. 61, No. 4, págs. 275-278
Edit. Elsevier Science Ltd.; 1997

- [2] - Anderson, Edward E.
" FUNDAMENTALS OF SOLAR ENERGY CONVERSION "
Edit. Addison Wesley publishing company
E.U.A.; 1983

- [3] - Babcock, George H.
" STEAM ITS GENERATION AND USE "
39ª Edición
Edit. The Babcock and Wilcox company
Nueva York, E.U.A.; 1978

- [4] - Becker M. and Böhmer M.
" PROCEEDINGS OF 8th INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON SOLAR
THERMAL CONCENTRATING TECHNOLOGIES"
Heidelberg, Alemania; 1997

- [5] - Bejan, Adrian
" CONVECTION HEAT TRANSFER"
2ª Edición
Edit. John Wiley and Sons
Nueva York, E.U.A.; 1995

- [6] - Boley, Bruno A.
" THEORY OF THERMAL STRESSES"
Edit. John Wiley and Sons
E.U.A.; 1960

- [7] - Burmeister, Louis C.
 " CONVECTIVE HEAT TRANSFER "
 Edit. John Wiley and Sons
 E.U.A.; 1983
- [8] - De Winter, Francis
 " SOLAR COLLECTORS, ENERGY STORAGE AND MATERIALS "
 Edit. Massachusetts Institute of Technology
 E.U.A.; 1990
- [9] - Delhaye, J. M.; Giot, M.
 " THERMOHYDRAULICS OF TWO-PHASE SYSTEMS FOR
 INDUSTRIAL DESIGN AND NUCLEAR ENGINEERING "
 Edit. McGraw Hill book company
 E.U.A.; 1981
- [10] - Duffie, John A.
 " SOLAR ENERGY THERMAL PROCESSES "
 Edit. John Wiley and Sons
 E.U.A.; 1974
- [11] - Estrada, Claudio A.
 " COLECTORES DE CONCENTRACION SOLAR "; Notas del curso de
 actualización en energía solar.
 Instituto de Investigaciones en Materiales, U.N.A.M.
 Temixco, Mor.; Junio 1993
- [12] - Flores, Daniel
 " ANUARIO DEL OBSERVATORIO ASTRONOMICO NACIONAL -
 1996 " Edición CXVI. Instituto de Astronomía, U.N.A.M.
 México; 1995
- [13] - Garg, H. P.
 " ADVANCES IN SOLAR ENERGY TECHNOLOGY"
 Vol. 1: Collection and storage systems
 Edit. D. Reidel publishing company
 Dordrecht, Holanda; 1987

- [14] - German Federal Ministry for Education, Science, Research and Technology
 " STATUS REPORT ON SOLAR TROUGH POWER PLANTS "
 Experience, prospects and recommendations to overcome market barriers of parabolic trough collector power plant technology
 Edit. Pilkington Solar International GmbH
 Colonia, Alemania; 1996
- [15] - Ginoux, Jean J.
 " TWO-PHASE FLOWS AND HEAT TRANSFER WITH APPLICATION TO NUCLEAR REACTOR DESIGN PROBLEMS "
 Edit. McGraw Hill book company
 E.U.A.; 1978
- [16] - Güven, H. M.; Bannerot, R. B.
 " DETERMINATION OF ERROR TOLERANCE FOR THE OPTICAL DESIGN OF PARABOLIC TROUGHS FOR DEVELOPING COUNTRIES"
 Solar energy, Vol. 36, No. 6, págs. 535-550
 Edit. Pergamon press; 1986
- [17] - Hsu, Yih-Yuh
 " TRANSPORT PROCESSES IN BOILING AND TWO PHASE SYSTEMS "
 American Nuclear Society, Inc.
 Illinois, E.U.A.; 1986
- [18] - Incropera, Frank P.; DeWitt, David P.
 " FUNDAMENTALS OF HEAT AND MASS TRANSFER "
 4ª Edición
 Edit. John Wiley and Sons
 E.U.A.; 1996
- [19] - Kakaç, S.; Mayinger F.
 " TWO PHASE FLOWS AND HEAT TRANSFER ", Vol. 1. Proceedings of NATO Advanced Study Institute. Agosto 16-27, 1976; Estambul, Turquía.
 Edit. Hemisphere publishing corporation
 1977

- [20] - Kalogirou, Soteris
 " PARABOLIC TROUGH COLLECTOR SYSTEM FOR LOW TEMPERATURE STEAM GENERATION: DESIGN AND PERFORMANCE CHARACTERISTICS "
 Applied energy, Vol. 55, No. 1, págs. 1-19
 Edit. Elsevier Science Ltd.; 1996
- [21] - Kattan, N.; Thome, J.R.; Favrat, D.
 " FLOW BOILING IN HORIZONTAL TUBES: PART 1 -- DEVELOPMENT OF A DIABATIC TWO-PHASE FLOW PATTERN MAP "
 Journal of heat transfer, A.S.M.E.; Vol. 120, No. 1, págs. 140-147
 Febrero 1998 a
- [22] - Kattan, N.; Thome, J.R.; Favrat, D.
 " FLOW BOILING IN HORIZONTAL TUBES: PART 2 – NEW HEAT TRANSFER DATA FOR FIVE REFRIGERANTS "
 Journal of heat transfer, A.S.M.E.; Vol. 120, No. 1, págs. 148-155
 Febrero 1998 b
- [23] - Kattan, N.; Thome, J.R.; Favrat, D.
 " FLOW BOILING IN HORIZONTAL TUBES: PART 3 – DEVELOPMENT OF A NEW HEAT TRANSFER MODEL BASED ON FLOW PATTERN "
 Journal of heat transfer, A.S.M.E.; Vol. 120, No. 1, págs. 156-165
 Febrero 1998 c
- [24] - Kreith, Frank; West, Ronald E.
 " CRC HANDBOOK OF ENERGY EFFICIENCY "
 Edit. CRC press
 E.U.A., 1997
- [25] - Lippke, F.
 " DIRECT STEAM GENERATION IN PARABOLIC TROUGH SOLAR POWER PLANTS: NUMERICAL INVESTIGATION OF THE TRANSIENTS AND THE CONTROL OF A ONCE-THROUGH SYSTEM "
 Journal of solar energy engineering, A.S.M.E.; Vol. 118, No. 1, págs. 9-14
 Febrero 1996

- [26] - Lun, I.; Calay, R. K.; Holdo, A. E.
 “MODELLING TWO PHASE FLOWS USING CFD “
Applied energy, Vol. 53, No. 3, págs. 299-314
 Edit. Elsevier Science Ltd.; 1996
- [27] - Mandal, N. K.; Mandal, T.
 “ ANALYSIS OF A STEAM-GENERATION SYSTEM USING A
 LINEAR SOLAR CONCENTRATOR”
Energy, Vol. 19, No. 9, págs. 999-1003, 1994
- [28] - Müller, M.; Lippke, F.; Ratzesberger, R.
 “ DIRECT STEAM GENERATION IN PARABOLIC TROUGH SOLAR
 POWER PLANTS – A RESUME ON ISSUES LEARNED AND AN
 OUTLOOK ON THE NEXT STEPS”. Proceedings of ISES Solar World
 Congress; Budapest, Hungría
 págs. 203-208, 1993
- [29] - Murr, Lawrence E.
 “ SOLAR MATERIALS SCIENCE “
 Edit. Academic press
 Nueva York, E.U.A.; 1980
- [30] - Parker, J.
 “ INTRODUCTION TO FLUID MECHANICS AND HEAT TRANSFER “
 Edit. Addison Wesley publishing company
 E.U.A.; 1969
- [31] - Rabl, Ari
 “ ACTIVE SOLAR COLLECTORS AND THEIR APPLICATIONS “
 Edit. Oxford University press
 1985
- [32] - Ray, Asok
 “ NONLINEAR DYNAMIC MODEL OF A SOLAR STEAM
 GENERATOR “
Solar energy, Vol. 26, págs. 297-306
 Edit. Pergamon press Ltd; 1981

- [33] - Saying, A. A. M.
 " SOLAR ENERGY ENGINEERING "
 Edit. Academic press, Inc.
 Nueva York, E.U.A.; 1977
- [34] - Solar Energy Research Institute (SERI)
 " SOLAR THERMAL TECHNICAL INFORMATION GUIDE "
 Edit. U. S. Government printing office
 Washington, E. U. A.; Mayo 1985
- [35] - Thomas, A.
 " DESIGN METHODOLOGY FOR A SMALL SOLAR STEAM
 GENERATION SYSTEM USING THE FLASH BOILER CONCEPT "
 Energy conversion and management, Vol. 37, No. 1, págs. 1-5
 Edit. Pergamon press; 1996 a
- [36] - Thomas, A.
 " SOLAR STEAM GENERATING SYSTEMS USING PARABOLIC
 TROUGH CONCENTRATORS "
 Energy conversion and management, Vol. 37, No. 2, págs. 215-245
 Edit. Pergamon press; 1996 b
- [37] - Thomas, A.; Güven, H. M.
 " PARABOLIC TROUGH CONCENTRATORS -- DESIGN,
 CONSTRUCTION AND EVALUATION "
 Energy conversion and management, Vol. 34, No. 5, págs. 401-416
 Edit. Pergamon press; 1993
- [38] - Trieb, Franz
 " SOLAR ELECTRICITY GENERATION"
 Institut für technische thermodynamik
 Alemania; Julio 1995
- [39] - Whalley, P. B.
 " BOILING, CONDENSATION AND GAS-LIQUID FLOW "
 Edit. Oxford University press
 Nueva York, E.U.A.; 1987