



Módulo: Electricidad Termosolar

Captadores Cilindroparabólicos

SESIÓN 9: COMPONENTES Y PARÁMETROS FUNDAMENTALES DE LOS CAPTADORES CILINDROPARABÓLICOS

SESIÓN 10: PÉRDIDAS Y BALANCE DE ENERGÍA EN UN CAPTADOR CILINDROPARABÓLICO

Año 2015-2016

PROFESOR:

Eduardo Zarza Moya

Para ver esta publicación, debe
disponer de Google™ y de
un navegador.

Esta publicación está bajo licencia Creative Commons Reconocimiento, Nocomercial, Compartirigual, (by-nc-sa). Usted puede usar, copiar y difundir este documento o parte del mismo siempre y cuando se mencione su origen, no se use de forma comercial y no se modifique su licencia. Más información:

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/>

Índice

1. INTRODUCCIÓN	3
2. LA RADIACIÓN SOLAR Y SU CONCENTRACIÓN	3
3. EL CAPTADOR CILINDROPARABÓLICO: FUNCIONAMIENTO Y COMPONENTES PRINCIPALES	6
3.1 EL REFLECTOR CILINDROPARABÓLICO	8
3.2 EL TUBO RECEPTOR.....	10
3.3 EL SISTEMA DE SEGUIMIENTO SOLAR	12
3.4 FLUIDOS DE TRABAJO PARA LOS CCP	18
4. ÁNGULO DE INCIDENCIA DE UN CAPTADOR CILINDROPARABÓLICO.....	19
5. RAZÓN DE CONCENTRACIÓN, ÁNGULO DE ACEPTANCIA Y ÁNGULO DE ABERTURA DE UN CCP	20
6. PÉRDIDAS ÓPTICAS Y GEOMÉTRICAS EN UN CCP	27
7. PÉRDIDAS TÉRMICAS EN UN CCP.....	33
8. RENDIMIENTO DE UN CAPTADOR CILINDROPARABÓLICO.....	36
8.1 POTENCIA RADIANTE SOBRE UN CAPTADOR CILINDROPARABÓLICO.....	36
8.2 POTENCIA TÉRMICA ÚTIL DADA POR UN CAPTADOR CILINDROPARABÓLICO	37
8.3 RENDIMIENTOS EN UN CAPTADOR CILINDROPARABÓLICO	38
8.4 CÁLCULO PRÁCTICO DE LA POTENCIA TÉRMICA ÚTIL QUE PUEDE DAR UN CAPTADOR CILINDROPARABÓLICO	40
9. CÁLCULO DEL ÁNGULO DE INCIDENCIA EN UN CCP.....	42
10. CONCENTRADORES LINEALES FRESNEL	45
11. BIBLIOGRAFÍA	49

1. Introducción

El presente documento es el primero de un conjunto de varios textos dedicados a los Captadores Solares Cilindroparabólicos y sus aplicaciones industriales dentro del Módulo sobre Electricidad Termosolar, del Master en Energías Renovables y Mercado Energético.

En este primer documento se explicarán los conceptos básicos, componentes y características técnicas principales de este tipo de captador solar, así como sus parámetros ópticos, térmicos y balance de energía. En los sucesivos documentos se explicarán cuales son las aplicaciones industriales más interesantes para los captadores cilindroparabólicos, y cual es el procedimiento que se sigue para el pre-diseño de un campo solar con captadores de este tipo. Entre las aplicaciones comerciales, se dedicará especial atención a la *Generación Directa de Vapor*, la cual es considerada actualmente por muchos como el próximo avance tecnológico en relación con los captadores cilindros parabólicos, además de tener un gran interés para la aplicación a procesos industriales que requieren vapor.

Al principio del presente Tema se hará un breve repaso de algunos principios básicos relativos al Sol y a la radiación solar que son importantes para que el alumno entienda mejor algunos de los conceptos que se verán más adelante. Aunque este breve repaso constituya en algunos puntos un pequeño solape con otras Secciones de este Curso Master, dicho solapamiento es recomendable con el fin de remarcar algunos conceptos que el autor de los capítulos dedicados a los captadores cilindroparabólicos considera importantes.

Los Temas teóricos se completan con un Tema práctico de dimensionado de un campo solar con captadores solares cilindroparabólicos, donde el alumno tendrá que aplicar los conceptos y procedimientos explicados en los Temas teóricos, principalmente en este primer Tema que aquí se comienza.

2. La Radiación Solar y su concentración

El Sol es un enorme reactor nuclear de forma esférica, cuya radiación (la radiación solar) constituye la principal fuente de energía para la Tierra. Sin el Sol, la vida en la Tierra no sería posible.

Se considera que el Sol radia continuamente una potencia de $3,8 \times 10^{23}$ kW, de los cuales la Tierra intercepta $1,7 \times 10^{14}$ kW. La potencia interceptada por la Tierra es tan importante que en un solo día supone una energía que es cuarenta veces superior al consumo energético mundial anual. La energía solar que recibe la Tierra en 10 días iguala a la capacidad de todas las reservas conocidas actualmente de combustibles fósiles (gas, carbón y petróleo). Otro dato que pone claramente de

manifiesto la importancia y magnitud de la energía que supone la radiación solar que llega a la superficie terrestre es que si se aprovechara la radiación solar que llega al 3% de la superficie desértica que actualmente existe en la Tierra, se podría abastecer toda la demanda energética mundial.

De la radiación solar recibida por la Tierra, el 30% es reflejada al espacio exterior por las nubes, el 47% es absorbida por la atmósfera, mares y tierra para mantener la temperatura ambiente, y el restante 23% se usa para mantener la convección atmosférica y el ciclo hidrológico.

Al valor de la potencia recibida en el exterior de la atmósfera terrestre por unidad de superficie perpendicular a la radiación enviada por el Sol cuando la Tierra se encuentra a su distancia media del Sol, se denomina Constante Solar. Aunque el valor de la Constante Solar no es realmente constante (varia unas décimas por ciento, dependiendo fundamentalmente de los ciclos solares que tienen una duración de 11 años), se suele tomar un valor de 1367 W/m^2 como estándar.

En su camino hacia la superficie terrestre, la radiación solar directa que llega al exterior de la atmósfera interacciona con las partículas de las diferentes sustancias que encuentra en la atmósfera. Esta interacción da como resultado la existencia de dos tipos de radiación solar a nivel de la superficie terrestre (ver Figura 1): la Radiación Solar Directa y la Radiación Solar Difusa.

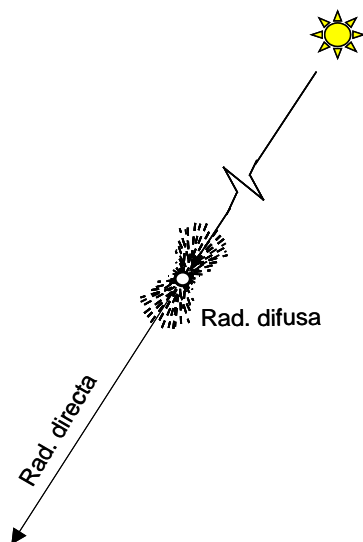


Figura 1. Interacción de la radiación solar directa con la atmósfera (Scattering)

La Radiación Solar Directa es aquella fracción de la radiación solar que llega a la superficie terrestre con una trayectoria bien definida, que es la que une al Sol con ese punto de la superficie terrestre. La Radiación Solar Difusa es aquella fracción de la radiación solar que llega a la superficie terrestre sin una trayectoria definida, ya que surge como resultado del scattering o interacción de la radiación solar directa extraterrestre con las partículas y sustancias que existen en la atmósfera. La

suma de la radiación solar directa y difusa es lo que se conoce con el nombre de Radiación Solar Global.

Atendiendo a la forma en que convierten a la radiación solar en energía térmica, los captadores solares térmicos disponibles actualmente en el mercado pueden dividirse en dos grandes grupos:

- a) captadores solares sin concentración: aquellos en los que la radiación solar es convertida en energía térmica sin sufrir previamente una concentración,
- b) captadores solares con concentración: aquellos en los que la radiación solar es concentrada antes de convertirla en energía térmica.

Dependiendo de la temperatura a la que se desee calentar el fluido de trabajo que circula por los captadores, resultará más idóneo un tipo u otro de captador solar. Así, los captadores sin concentración son válidos para temperaturas del orden de los 100°C. Si se desean conseguir temperaturas más altas, entonces es necesario recurrir a captadores con concentración. El grado de concentración deberá ser tanto más alto cuanto mayor sea la temperatura de trabajo deseada.

La concentración de la radiación solar puede realizarse de diversas formas, siendo las más comunes las dos siguientes (ver figura 2):

- Utilización de una superficie reflectante (espejo) que concentra mediante reflexión la radiación solar directa sobre un receptor o absorbente que tiene una superficie menor que la superficie captadora reflectante.
- Utilización de lentes, que están compuestas por muchas superficies refractivas pequeñas. Aunque este tipo de concentración refractiva puede hacerse también con lentes convexas, a veces se utilizan las lentes Fresnel porque son más baratas, más ligeras y absorben menos energía.

Puesto que solo la radiación solar directa tiene una trayectoria bien definida, la radiación solar difusa es inutilizable por aquellos captadores solares que concentran la radiación solar mediante espejos o lentes. Por el contrario, la componente difusa de la radiación solar sí resulta útil para los captadores solares sin concentración, como es el caso de los captadores solares planos, o para aquellos captadores con un grado de concentración muy pequeño (< 2).

Debido a que los captadores solares de concentración utilizan solamente la radiación solar directa, y puesto que la trayectoria de dicha radiación viene dada por la posición del Sol con respecto a la Tierra, los captadores de concentración tienen que ir provistos de un sistema de movimiento que les permita modificar su posición para hacer un seguimiento del Sol a lo largo del día. La existencia de

sistemas de seguimiento hace que los captadores de concentración sean algo más caros, pero no sería posible alcanzar temperaturas altas sin concentración. Además, actualmente existen sistemas de seguimiento solar muy perfeccionados y económicos, por lo que esta necesidad no supone ningún obstáculo económico para el uso comercial de los captadores solares de concentración

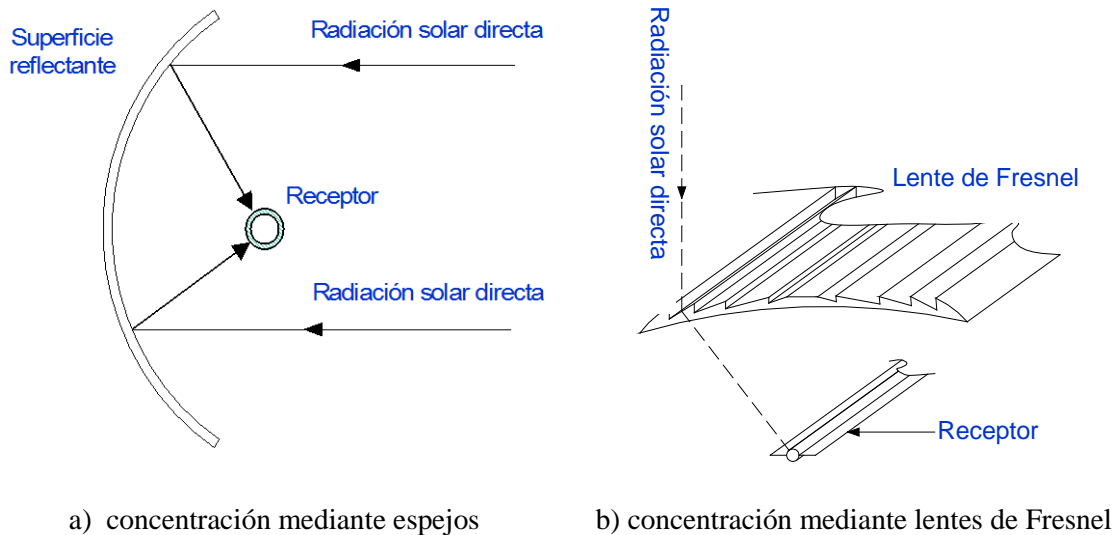


Figura 2. Métodos más comunes para concentrar la radiación solar

3. El captador cilindroparabólico: funcionamiento y componentes principales

Un captador solar cilindroparabólico, conocido mediante las siglas CCP, está compuesto básicamente por un espejo cilindroparabólico que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo absorbedor colocado en la línea focal de la parábola (Fig. 3). Esta radiación concentrada sobre el absorbedor hace que el fluido que circula por el interior del tubo se caliente, obteniendo de esta forma energía térmica a partir de la radiación solar.

Los CCP son, pues, captadores solares de concentración con foco lineal, que permiten alcanzar temperaturas de hasta 400 °C con una buena eficiencia (60% - 70%). La concentración óptica de la radiación solar hace que la superficie del tubo absorbedor sea mucho menor que el área de abertura del captador, lo que reduce significativamente las pérdidas térmicas del captador, ya que las pérdidas térmicas son función no solo de la temperatura media de trabajo, sino también de la superficie del absorbedor, que es el componente "caliente" del captador. Esta concentración óptica provoca

que solamente la radiación solar directa sea aprovechable por el captador y exige que el captador se mueva a lo largo del día conforme el Sol describe su trayectoria diaria.

Desde un principio, los CCP fueron pensados para aplicaciones que demandasen energía térmica a unos niveles superiores a los 125 °C, que suelen ser procesos industriales. Puesto que la potencia térmica demandada por cualquier proceso industrial es del orden de los cientos de kW ó incluso de los MW, los CCP han sido tradicionalmente diseñados para ser instalados en grandes campos solares, varios órdenes de magnitud mayores a los tradicionales sistemas domésticos de producción de agua caliente. Además, por razones de economía, las dimensiones de un CCP son notablemente mayores que las de un captador solar plano. Debido a la necesidad de poseer un sistema de seguimiento solar y a las características técnicas y constructivas inherentes a este tipo de captador solar, se consigue una reducción notable del coste específico por metro cuadrado de captación cuando se incrementa el tamaño del CCP, dentro de unos límites lógicos.

Por los motivos antes mencionados, un CCP es un captador solar que suele ser grande, cuyas cargas de viento sobre los apoyos demandan una adecuada cimentación. Así pues, tanto por su tamaño como por sus requisitos estructurales, los CCP no han estado pensados tradicionalmente para aplicaciones domésticas, ya que difícilmente podrían instalarse sobre el tejado o la terraza de una vivienda, o incluso en el jardín.

No obstante, debido al interés creciente que está despertando la instalación de sistemas solares de climatización y la de pequeños campos solares para abastecer energéticamente pequeñas industrias en zonas con una buena exposición solar, hay actualmente empresas que están comercializando modelos de CCP de tamaño y características adecuadas para pequeñas instalaciones en viviendas pluri-familiares o edificios de oficinas, así como para alimentar procesos industriales con consumos energéticos moderados en el rango de temperatura: 150 °C - 350°C K. La compañía americana Industrial Solar Technologies (IST), que fue adquirida por la empresa Abengoa en el año 2004, ha diseñado CCPs de pequeño tamaño para instalarlo en terrazas y azoteas, apto para aplicaciones hasta 300 °C.

Los elementos principales de un CCP son (véase Figura 3):

- el reflector cilindroparabólico,
- el tubo absorbedor o receptor,
- el sistema de seguimiento solar,
- la estructura metálica, y
- el fluido de trabajo

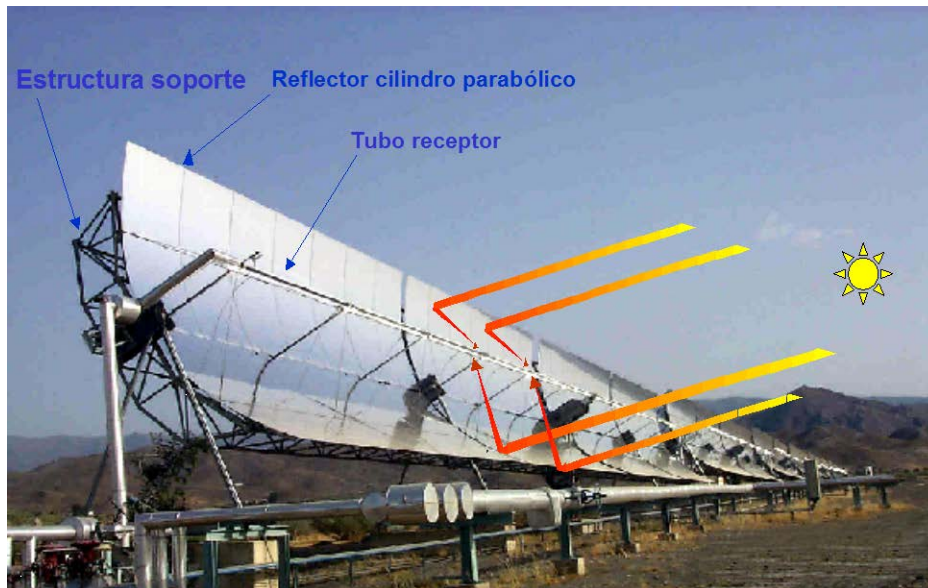


Figura 3. Principio de funcionamiento y componentes de un CCP.

3.1 El reflector cilindroparabólico

La misión del *reflector cilindroparabólico* es, como su nombre indica, la de reflejar la radiación solar que incide sobre él y proyectarla de forma concentrada sobre el tubo absorbedor que está situado en la línea focal del reflector. Se trata en definitiva de un espejo que, gracias a su forma geométrica, concentra sobre su línea focal toda la radiación solar directa que incide en su abertura. Para llevar a cabo la reflexión, se utilizan películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte que le da la suficiente rigidez. En la actualidad se utilizan diferentes medios soportes para la película reflectante: a) chapa metálica, b) plástico, o c) cristal.

En el caso de chapa metálica, se suelen usar chapas de aluminio pulido de alta reflectividad en las que el material soporte actúa a la vez de elemento reflexivo con una reflectancia especular aproximada del 80%. La principal ventaja de esta opción es su bajo coste, pero posee una baja durabilidad, ya que la reflectividad del aluminio se deteriora con cierta rapidez cuando está en la intemperie, por lo que los reflectores de chapa de aluminio no suelen usarse para aplicaciones industriales donde se requiera una gran durabilidad.

Cuando el medio soporte es vidrio, sobre la cara posterior se deposita una fina película de plata protegida por una película de cobre y otra de pintura epoxi. El resultado final es un espejo similar al que se usa en cualquier casa o comercio. Dependiendo del espesor del vidrio sobre el que se deposita la película reflexiva de plata, se tienen dos tipos diferentes de espejos:

- a) de vidrio grueso (espesor > 3 mm), o

b) de vidrio delgado (espesor $< 1,5$ mm).

Cuando se utiliza vidrio grueso como soporte, antes de depositar la película de plata el vidrio es curvado en caliente para que adopte la forma parabólica que debe tener, de modo que los espejos pueden ir directamente colocados sobre la estructura metálica del captador. Un ejemplo de este tipo de espejos es el utilizado en los captadores LS-3 y EUROTROUGH (véase figura 4-a).

Cuando el espesor del vidrio es pequeño ($< 1,5$ mm) los espejos tienen la suficiente flexibilidad como para curvarse en frío y pueden pegarse directamente sobre una chapa metálica que es la que asegura la adecuada curvatura del concentrador (véase figura 4-b). Es decir, la forma cilindroparabólica la aporta una chapa metálica gruesa, sobre la que se pegan los espejos de pequeño espesor. Un ejemplo de este tipo de espejos es el fabricado y comercializado por la empresa europea HIRTZ con vidrio de 1 mm de espesor y usado en los discos parabólicos fabricados por la empresa alemana Schlaich Bergermann und Partner (SBP).



a) de vidrio grueso



b) de vidrio delgado

Figura 4. Diferentes tipos de espejos.

En los grandes captadores cilindroparabólicos usados actualmente, los espejos son de vidrio grueso (3,5 mm de espesor) con película de plata, como los mostrados en la figura 4. a).

La ventaja de los espejos de plata sobre los de aluminio es que la reflectividad de la plata ($>92\%$) es sensiblemente mayor que la del aluminio ($<87\%$), aunque el coste de fabricación es similar. Este es el motivo por el que actualmente no se suelen utilizar vidrios con película de aluminio, salvo en aquellos sistemas donde se persigue solo el uso de la radiación solar ultravioleta, ya que la reflec-

tancia del aluminio para la radiación ultravioleta es bastante superior que la de la plata. En estos casos, además, la película de aluminio se coloca sobre la cara anterior del vidrio, para evitar la baja transmitancia del vidrio en las longitudes de onda correspondientes a la radiación ultravioleta.

Cuando el medio soporte de la película reflectante es plástico, lo que se hace es depositar una película de plata o aluminio sobre un film de material plástico, de modo que al final lo que se tiene es una fina lámina de plástico reflectante que puede pegarse sobre cualquier substrato. En este caso, como en el de los espejos de vidrio delgado, la forma parabólica del concentrador tiene que ser aportada por un soporte más resistente sobre el que se pegará el film reflectante. La firma 3M tiene diferentes productos de este tipo, como el ECP-305. El principal problema de estos films reflectores es su baja durabilidad en la intemperie, ya que las partículas que transporta el aire arañan y erosionan su superficie, lo que a su vez resulta en una pérdida de especularidad. Otro problema que se ha detectado con este tipo de superficies reflexivas es que presentan un grado de ensuciamiento mayor que los espejos de vidrio. Se piensa que el mayor ensuciamiento es debido a que se cargan electrostáticamente por la acción del viento y, atraído por esta carga electrostática, se deposita sobre ellas una mayor cantidad de polvo.

3.2 El tubo Receptor

El tubo absorbedor (véase figura 5) es uno de los elementos fundamentales de todo CCP, ya que de él depende en gran medida el rendimiento global del captador. El tubo absorbedor de un CCP consta en realidad de dos tubos: uno interior metálico (por el que circula el fluido que se calienta) y otro exterior de cristal.

El tubo metálico lleva un recubrimiento selectivo que posee una elevada absorptividad (>90%) en todo el espectro solar y una baja emisividad en el espectro infrarrojo (<30%), lo que le proporciona un elevado rendimiento térmico. Hay diferentes tipos de recubrimientos selectivos. Los más asequibles están compuestos por una película de cromo, níquel o cobalto negro, que poseen una buena absorptividad y una emisividad moderada. El único inconveniente es que no pueden trabajar a temperaturas superiores a los 300 °C, porque se degradan rápidamente y su emisividad aumenta. Para temperaturas superiores (hasta unos 425-450 °C) hay que recurrir a recubrimientos selectivos obtenidos por *sputtering* o PVD (Physical Vapour Deposition), que consiguen una absorptividad del 95% y una emisividad del 15% e incluso menor a 400 °C. El principal problema de los recubrimientos mediante PVD o *sputtering* es que la mayoría de ellos se degradan en contacto con el aire cuando están calientes, por lo que requieren que exista un alto vacío en la cámara que queda entre el tubo metálico interior y la cubierta de cristal.

El tubo de cristal que rodea al tubo interior metálico tiene una doble misión: proteger el recubrimiento selectivo de las inclemencias meteorológicas, y reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo absorbedor. Cuando entre el tubo metálico y el tubo de vidrio se hace el vacío para que no se degrade la superficie selectiva, los extremos del tubo de vidrio van unidos, mediante una soldadura vidrio-metal, a un fuelle metálico que va soldado por su otro extremo al tubo metálico interior. De esta forma se logra que exista un espacio anular estanco entre el tubo interior metálico y el exterior de vidrio, a la vez que el fuelle metálico sirve para compensar la diferente dilatación térmica de los tubos de vidrio y metal cuando se alcanza la temperatura de trabajo. El tubo de cristal suele llevar un tratamiento antirreflexivo en sus dos caras, para aumentar su transmisividad y aumentar el rendimiento óptico del captador

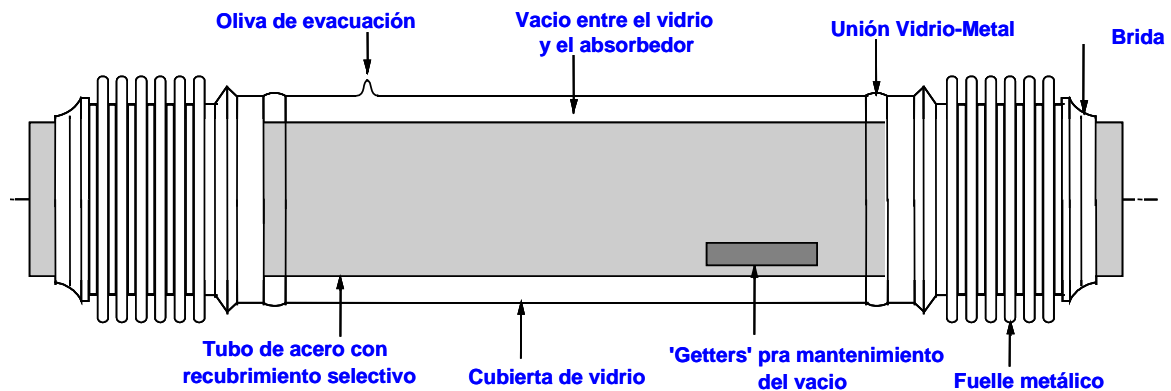


Figura 5. Tubo absorbedor típico de vacío para CCP.

Cuando entre el tubo de cristal y el tubo interior de acero hay vacío, se colocan adheridas al tubo metálico unas piezas pequeñas, con forma redonda o plana, que tienen por misión la de absorber las escasas moléculas de las diferentes sustancias que, con el paso del tiempo, puedan ir penetrando en el espacio anular que hay entre el tubo metálico y el de vidrio y que irían degradando el vacío inicial si no se eliminasen. Debe tenerse en cuenta que el vacío que existe inicialmente entre el tubo metálico y el de vidrio es de 10^{-4} Pa (alto vacío). Estas piezas especiales se denominan *getters* y deben ser manejadas con precaución durante el proceso de fabricación del tubo, ya que si se activan en contacto con el aire pueden dar lugar a una pequeña deflagración.

Para hacer el vacío, una vez fabricado el tubo se conecta una bomba de vacío a una pequeña toma que existe en la cubierta de vidrio (*oliva de evacuación*), la cual se sella cuando se ha alcanzado el vacío deseado. El tubo absorbedor mostrado en la figura 5, que posee una longitud de 4 metros, corresponde al tubo absorbedor diseñado por la empresa israelí LUZ en la década de los 80, y es actualmente comercializado por la empresa SOLEL Solar Systems. Actualmente existe una empresa

alemana (Schott) que ha desarrollado y comercializa un tubo absorbedor para CCP muy parecido al de SOLEL.

3.3 El Sistema de Seguimiento Solar

Para poder concentrar sobre el tubo absorbedor la radiación solar, el captador CCP debe seguir al Sol durante el día, para lo cual necesita un *mecanismo de seguimiento solar* que cambie la posición del captador conforme el Sol se va moviendo en el cielo. El sistema de seguimiento solar más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindroparábólicos del captador alrededor de un eje. La figura 6 muestra el funcionamiento de un sistema de seguimiento solar en un eje, como es el caso del captador mostrado en la figura 3.

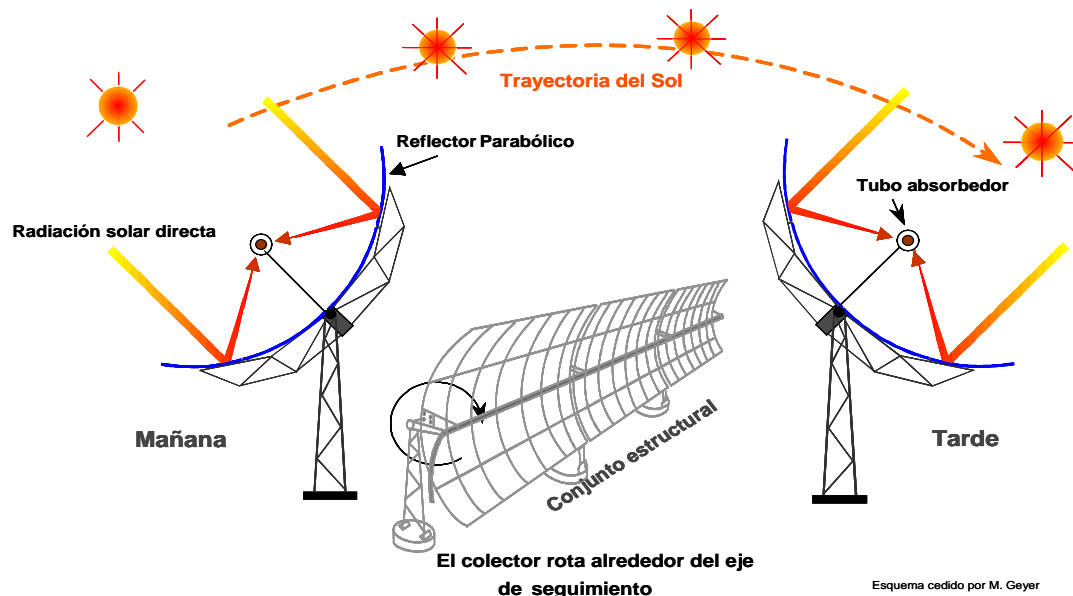


Figura 6. Esquema de funcionamiento de un sistema de seguimiento solar en un eje.

Aunque también se han fabricado captadores cilindroparábólicos que pueden girar en dos ejes, la experiencia ha demostrado que dichos captadores son menos rentables porque necesitan mayor mantenimiento (debido a su mayor complejidad mecánica) y aunque el flujo útil de radiación solar sobre el área de abertura es mayor que en un captador con sistema de seguimiento en un eje, las pérdidas térmicas también son superiores porque la longitud de tuberías pasivas (tuberías provistas de aislamiento térmico) dentro del captador es mayor, por lo que la potencia térmica útil que suministran es igual o menor que en los captadores con seguimiento en un solo eje. En lo que sigue, solo se consideran CCP con seguimiento en un eje, ya que este es el tipo de captador utilizado en la actualidad.

Normalmente, los CCPs se instalan de forma que su eje de giro quede orientado en la dirección Este-Oeste o Norte-Sur, aunque se pueden utilizar también orientaciones intermedias. La figura 7 muestra las dos orientaciones más usuales.

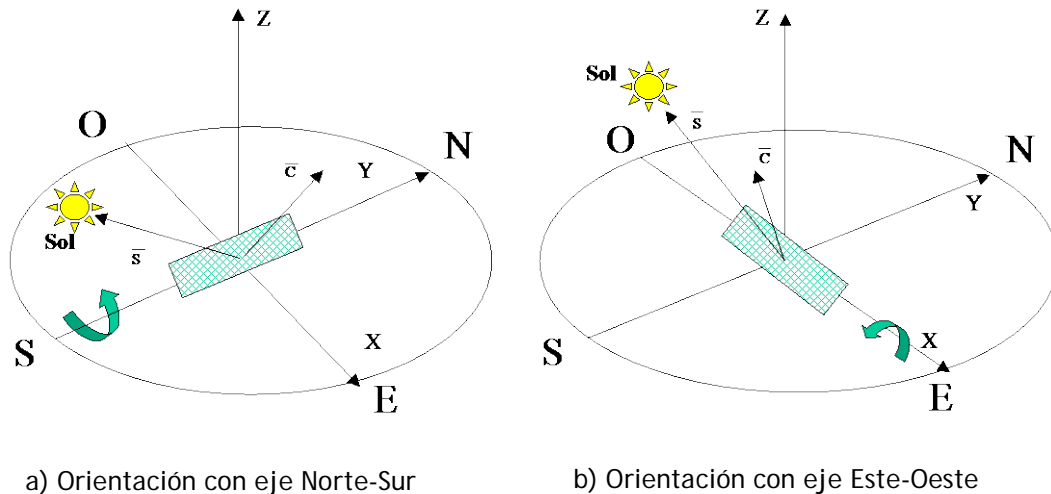


Figura 7. Las dos principales orientaciones del eje de giro de un CCP.

La rotación del captador requiere un *mecanismo de accionamiento*, eléctrico o hidráulico, que mueva al captador de acuerdo con la posición del Sol. La figura 8 muestra los dos tipos de mecanismos de accionamiento más usuales. A veces se utiliza un mecanismo consistente en un motor eléctrico acoplado a una reductora cuyo eje de salida va rígidamente unido al eje de rotación del captador, como el mecanismo mostrado en la figura 8-a), que corresponde al de un captador ACUREX 3001. Este tipo de mecanismo es adecuado para captadores de tamaño pequeño o medio, donde no se requieren altos pares de giro en el eje del captador.

Para captadores grandes, como los modelos LS-3 o EUROTROUGH, los altos pares requeridos para girar al captador obligan a usar mecanismos hidráulicos, como el mostrado en la figura 8-b). En estos mecanismos, una bomba eléctrica alimenta dos pistones hidráulicos que son los que giran la estructura del captador alrededor del eje de seguimiento.

Con el fin de abaratar costes y simplificar la construcción del CCP, un solo mecanismo de accionamiento mueve a varios módulos cilindroparábolicos conectados en serie y operados conjuntamente como un solo elemento. Así, en el caso de los captadores ACUREX 3001 (véase fig. 9), un solo mecanismo acciona simultáneamente a 12 módulos parabólicos de 1,83 m x 3,05 m, mientras que en los captadores EUROTROUGH se accionan 8 ò 12 módulos de 11,98 m x 5,76 m simultáneamente (véase fig. 10). Por este motivo, se denomina "captador" al conjunto formado por todos los módulos cilindroparábolicos rígidamente unidos y operados por un mismo mecanismo de accionamiento.

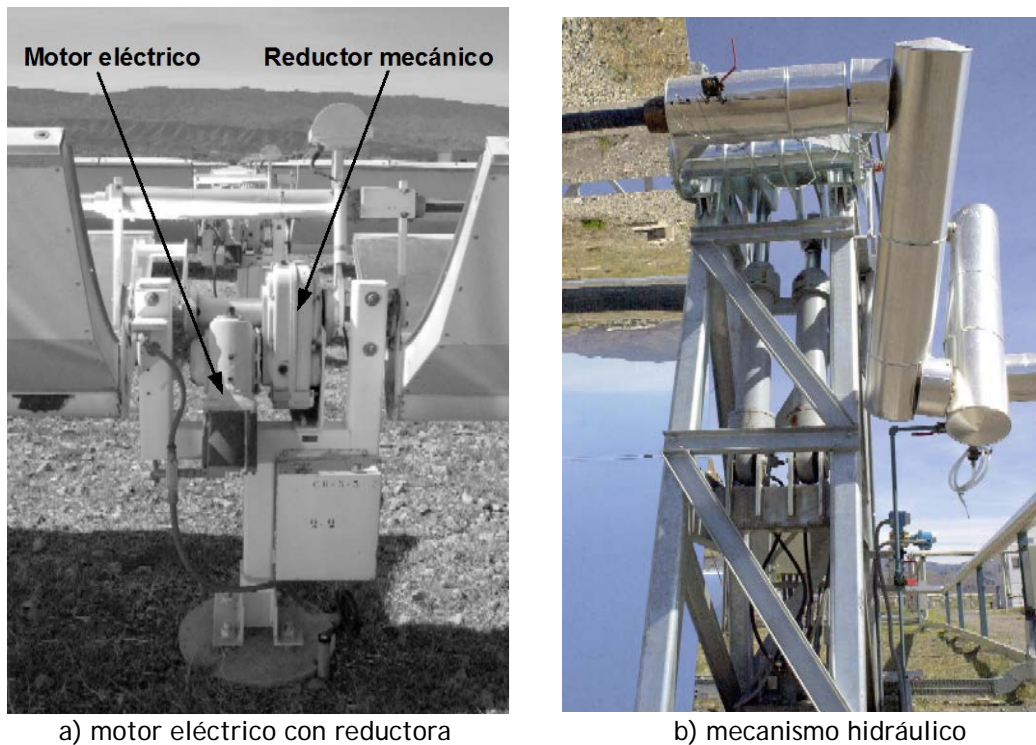


Figura 8. Diferentes tipos de mecanismos de accionamiento.

Al mecanismo de accionamiento del captador hay que decirle cuando y en qué dirección debe mover al captador para que esté convenientemente enfocado hacia el Sol. Estas órdenes son normalmente dadas por un control electrónico basado en un sensor solar que detecta la posición del Sol. Los sensores solares más comunes están constituidos por dos fotocélulas montadas sobre una superficie plana de modo que están separadas por una fina pared intermedia (llamada *banda de sombra*), y el conjunto del sensor se monta en el CCP de forma que el Sol se encuentre en un plano normal a dicha superficie cuando el captador está bien enfocado, y la banda de sombra quede paralela al eje de giro del captador.

De este modo, cuando el captador está orientado correctamente, la banda de sombra no ensombrece ninguna de las fotocélulas, y sus señales eléctricas de salida están equilibradas. Conforme la posición del Sol va cambiando la banda de sombra empieza a sombrear una de las fotocélulas, provocando el desequilibrio de las señales eléctricas dadas por ambas fotocélulas. Este desequilibrio es procesado por un comparador electrónico que, dependiendo de la magnitud y polaridad de la diferencia entre las señales, ordena al mecanismo de accionamiento que gire al captador en el sentido correcto hasta que desaparece la sombra y la señal suministrada por ambas fotocélulas coincide. Con este sistema se puede conseguir una buena precisión de seguimiento, ya que se puede asegurar una precisión de $0,25^\circ$.

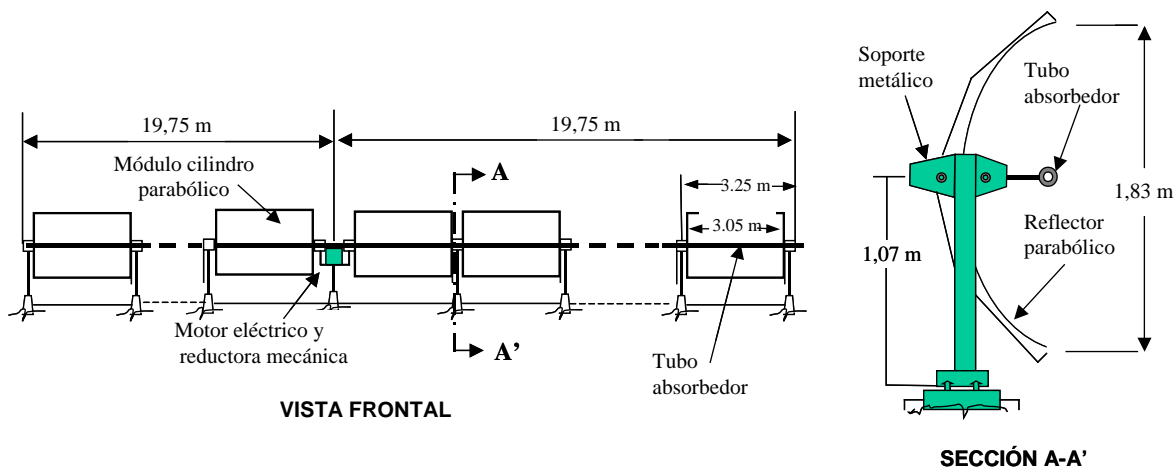


Figura 9. Dimensiones de un captador cilindroparabólico modelo ACUREX 3001.

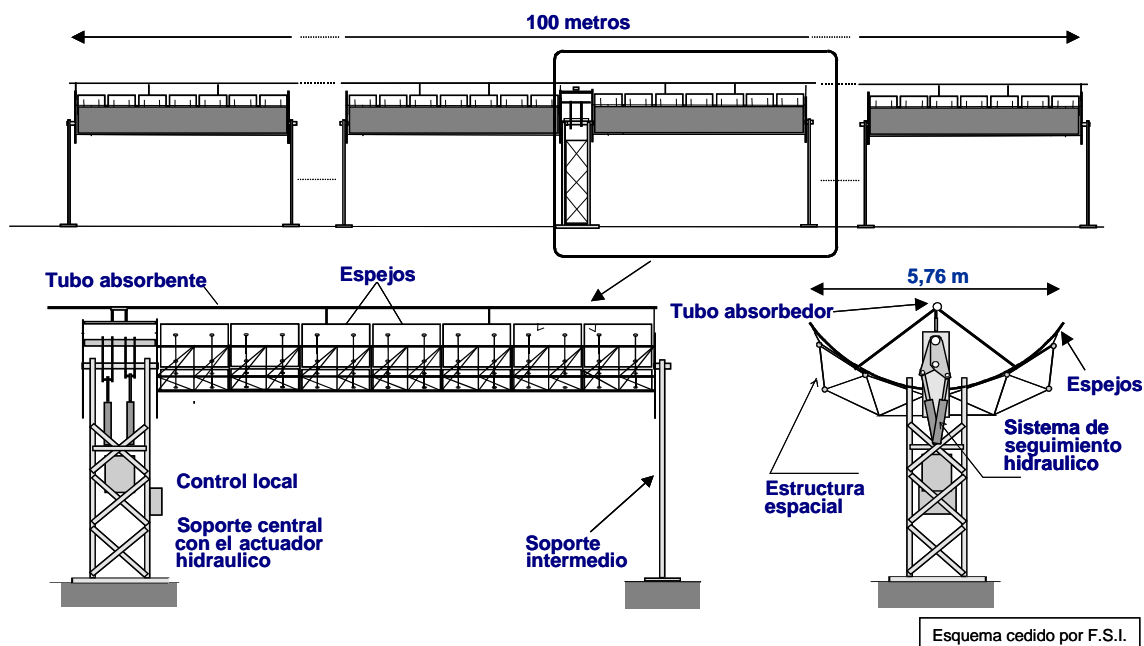


Figura 10. Dimensiones de un captador cilindroparabólico modelo LS-3.

Actualmente existen también sistemas de seguimiento solar basados en algoritmos matemáticos que calculan con gran precisión las coordenadas del Sol con respecto al captador, lo cual permite prescindir de los sensores solares tradicionales. Mediante un codificador angular acoplado al eje de giro del captador se puede conocer con gran precisión la posición del captador en cada instante. Si la posición del captador dada por el codificador angular no se corresponde con la que debería de ser para que, de acuerdo con la posición del Sol calculada por el algoritmo, el captador esté adecuadamente enfocado, un micro-procesador da la orden al mecanismo de accionamiento para que mueva el captador hasta que la posición de su eje de giro sea la que debe ser. En la PSA se ha desarrollado un sistema de seguimiento de este tipo (García y Egea, 2001), que se denomina *en lazo abierto*.

Actualmente hay en el mercado codificadores angulares absolutos de 131 072 bits, que permiten una resolución angular de 0,048 mrad, que es mucho más de lo necesario para conseguir un buen seguimiento del Sol. Por supuesto, es necesario disponer de un algoritmo de cálculo de las coordenadas solares que sea suficientemente preciso. En la PSA se ha desarrollado un algoritmo que consigue una precisión mayor que la de los disponibles hasta ahora (Blanco, Alarcón y López, 2001).

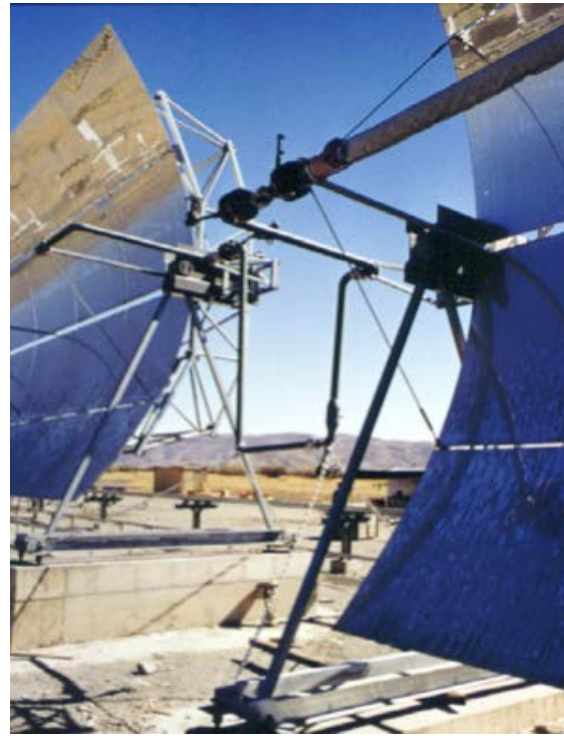
También merece la pena mencionar que recientemente ha aparecido en el mercado un nuevo dispositivo electrónico que permite conocer con gran precisión la posición del eje de giro del CCP. Se trata de una cinta flexible de acero inoxidable que lleva incorporadas marcas magnéticas que son detectadas por una cabeza lectora al moverse la cinta. La cinta con las marcas magnéticas se coloca adherida al exterior del eje de giro del captador, mientras que la cabeza lectora se sitúa en una posición fija. De este modo, la cabeza lectora mide la amplitud del giro del captador a partir del número de marcas magnéticas cuyo paso ha detectado.

En los campos de CCP, varios captadores se unen en serie para formar filas que, a su vez, se unen en paralelo hasta conseguir la potencia térmica deseada. Dentro de cada fila, los tubos absorbedores de captadores solares adyacentes deben unirse de modo que se permita el giro independiente de los dos captadores, a la vez que debe compensar las dilataciones térmicas de los tubos absorbedores en los extremos de los captadores. Actualmente hay dos formas diferentes de unión: mediante conexiones flexibles (similares a las usadas en los circuitos hidráulicos) o mediante juntas rotativas. Tanto las conexiones flexibles como las juntas rotativas permiten no solo el movimiento independiente de los captadores cuyos tubos absorbedores unen entre sí, también sirven para unir las tuberías principales de entrada y salida del campo de captadores con los comienzos y final de cada fila de captadores. La figura 11 muestra los dos elementos de unión descritos anteriormente.

Una vez explicado cuáles son los componentes principales de un CCP típico, en la figura 12 se muestra una vista de un captador de este tipo completo, dando una buena visión de conjunto. El captador mostrado en la figura 12 es uno de los captadores que componen el campo solar del proyecto DISS (Direct Solar Steam), que se encuentra instalado en la Plataforma Solar de Almería (PSA). Se trata de un CCP compuesto por dos módulos parabólicos concentradores, cada uno de 11,98 m de longitud y 5,76 m de anchura de parábola, con un área total de abertura de 138,2 m². Los espejos son de vidrio grueso (3,5 mm de espesor), el seguimiento solar se efectúa mediante un sistema en lazo abierto (la posición del Sol es calculada mediante algoritmo matemático y un codificador angular mide la posición del eje de giro del captador). El sistema de accionamiento es hidráulico, de doble cilindro, y la unión entre captadores se realiza mediante tres juntas rotativas de las del tipo mostradas en la figura 11-b, que no pueden verse en la imagen debido a que se encuentran tapadas por el aislamiento térmico. La orientación del captador mostrado en la figura 12 es Norte-Sur.



a) tubería flexible



b) juntas rotativas

Figura 11. Diferentes tipos de acoplamiento entre captadores CCP

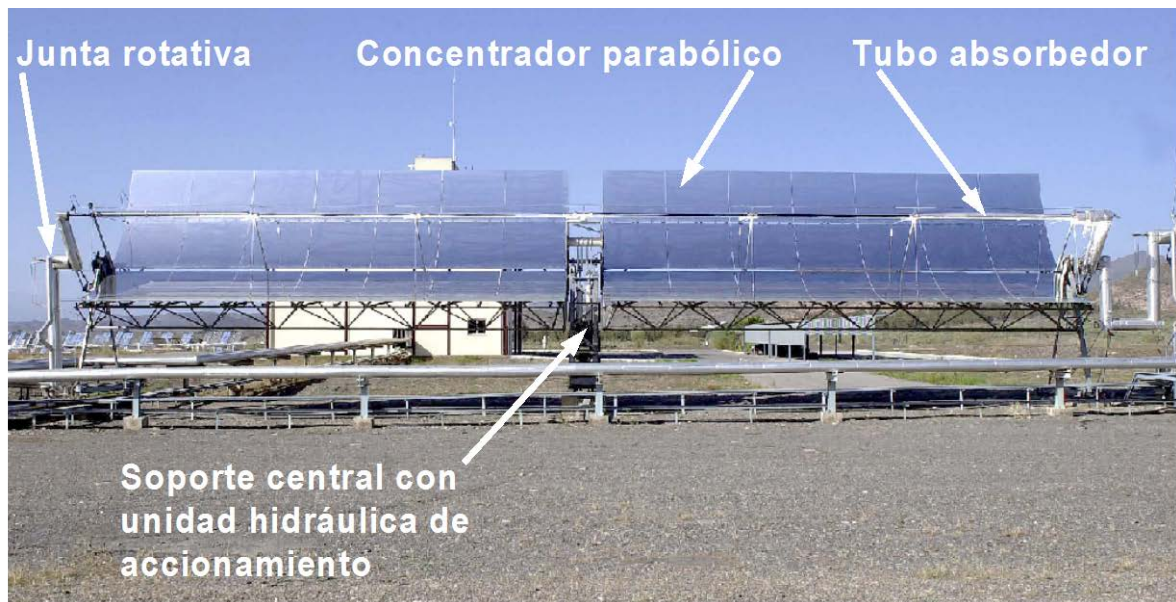


Figura 12. Vista de un CCP completo.

3.4 Fluidos de Trabajo para los CCP

El rango de temperatura ideal para trabajar con captadores cilindroparábolicos es 150 °C - 400 °C. Para temperaturas superiores, las pérdidas térmicas de este tipo de captadores son altas y reducen su rendimiento. Para temperaturas inferiores a 150 °C hay otros captadores más económicos (captadores CPC, o captadores de vacío).

El tipo de fluido de trabajo que se utiliza en los CCP depende de la temperatura que se desee alcanzar. Si las temperaturas que se desean son moderadas (< 175 °C) la utilización de agua desmineralizada como fluido de trabajo no conlleva grandes problemas, ya que la presión de trabajo no es excesiva. En cambio, se utiliza aceite sintético en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas (175 °C < T < 400 °C). La explicación de este hecho estriba en que para temperaturas altas las tuberías estarían sometidas a elevadas presiones si el fluido de trabajo es agua, porque para evitar que se evapore el agua es necesario mantenerla en todo momento a una presión superior a la de saturación correspondiente a la temperatura máxima que alcance el agua en los captadores solares. Esto significa que si se desea tener agua caliente a 315 °C a la salida de los captadores, la presión en el circuito tendrá que ser superior a 10 MPa. En cambio, puesto que la presión de vapor del aceite para estas temperaturas es mucho menor que la del agua, se puede calentar aceite a 315 °C sin tener que mantener el circuito a más de 1 MPa. Trabajar a menores presiones posibilita usar materiales más económicos para las tuberías y simplifica la instalación y sus medidas de seguridad.

Existen diversos tipos de aceite y la elección de uno u otro se hace en función de la temperatura máxima de trabajo que se desea. Así, por ejemplo, para una temperatura máxima de 300 °C se suele elegir el Santotherm 55 (también denominado Therminol 55), que es un aceite con buenas propiedades térmicas y un precio bastante asequible (aproximadamente 2\$/kg). Para temperaturas de hasta 400 °C K se suele usar otro tipo de aceite, el Monsanto VP-1, que es un aceite sintético que puede trabajar bien a 395 °C, aunque tiene el problema de que su punto de congelación es de +12 °C, lo que obliga a mantener todo el circuito de aceite de forma permanente a una temperatura superior a este valor. Para ello se suele utilizar un traceado eléctrico (disposición de resistencias eléctricas exteriores) de las tuberías del circuito de aceite, o una caldera auxiliar que mantiene el circuito de aceite por encima de los 12 °C durante la noche y en días nublados con temperatura ambiente baja. En cualquier caso, la energía auxiliar necesaria para mantener la temperatura del aceite por encima del punto de congelación es pequeña, ya que las pérdidas térmicas asociadas son pequeñas.

Existen aceites que pueden trabajar también a 395 °C y no presentan un punto de congelación tan alto. Por ejemplo, el Syltherm 800 es un aceite con buenas propiedades térmicas hasta 425 °C y con

una temperatura de congelación de $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$. El único problema es que su precio resulta mucho más elevado que el del Monsanto VP-1 (18,5 €/Kg., frente a los 4-5 €/Kg. que cuesta el VP - 1). Aunque los precios unitarios suelen variar bastante dependiendo de la cantidad de aceite adquirida por el cliente, las diferencias relativas de precio entre un aceite y otros suelen mantenerse.

Existe pues, una diversidad de opciones que hay que valorar antes de seleccionar el fluido de trabajo para un campo de captadores cilindroparabólicos. En los captadores solares planos usados para producir agua caliente sanitaria se puede usar siempre agua porque en condiciones normales de trabajo no se alcanzan temperaturas superiores a los $125\text{ }^{\circ}\text{C}$, y las correspondientes presiones en las tuberías son admisibles. Además, los captadores solares planos suelen llevar una válvula de seguridad que evita superar presiones moderadas y poner en peligro la integridad mecánica y la estanqueidad del sistema.

Hay que mencionar aquí que a pesar de las elevadas presiones que conlleva el uso de agua directamente en los CCP para temperaturas altas, la utilización de agua para altas temperaturas/presiones se ha contemplado siempre como una opción atractiva ya que permite aumentar la eficiencia global del sistema solar y disminuir las pérdidas térmicas en el campo de captadores. Esto ha motivado el desarrollo de diversos proyectos durante las últimas décadas para investigar esta tecnología, conocida como Generación Directa de Vapor (GDV). En la actualidad se ha demostrado ya la viabilidad técnica de la tecnología GDV, pero aún es necesario probarla en plantas comerciales pequeñas antes de poder implementarla comercialmente a gran escala. Solo existe actualmente una planta comercial usando la tecnología GDV, se trata de la planta THAI-I de 5 MWe, situada en Tailandia. Las malas condiciones climáticas de su emplazamiento (frecuentes pasos de nubes) impiden una operación normal de la planta, por lo que su experiencia no puede extrapolarse a grandes plantas.

4. Ángulo de Incidencia de un Captador Cilindroparabólico

La parábola es una forma geométrica que tiene la propiedad intrínseca de reflejar hacia un punto común, denominado "foco de la parábola" cualquier rayo que incida sobre la parábola perpendicularmente a su apertura (ver figura 13). Si los captadores cilindroparabólicos tuviesen dos grados de libertad, en todo momento podrían adoptar una posición tal que la radiación solar directa fuese perpendicular al plano de apertura del concentrador. Pero debido a que estos captadores solo poseen un grado de libertad (la rotación alrededor de su eje de giro), el sistema de seguimiento solar solo puede posicionar el captador cilindroparabólico de forma adecuada para que la radiación solar directa al proyectarse sobre un plano perpendicular a la línea focal del concentrador parabólico posea la misma dirección que el vector normal al plano de apertura del concentrador.

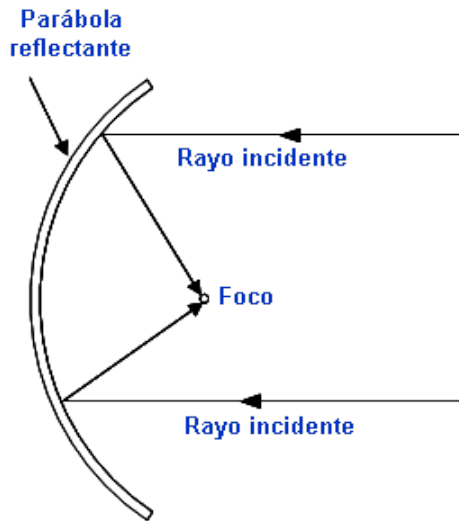


Figura 13. Comportamiento óptico de una parábola.

Lo ideal sería que la propia radiación solar directa fuera en todo momento perpendicular al plano de apertura del concentrador, pero cuando se dispone de un solo grado de libertad esto solo resulta posible en momentos muy concretos, no de forma continua.

Por este motivo, lo usual durante la mayor parte del día es que la radiación solar directa y el vector normal al plano de apertura del concentrado cilindroparábólico forman el llamado *Ángulo de Incidencia*, que tiene una gran importancia en el comportamiento del captador, porque limita la cantidad de radiación solar que resulta aprovechable por el captador. La figura 14 muestra gráficamente este ángulo.

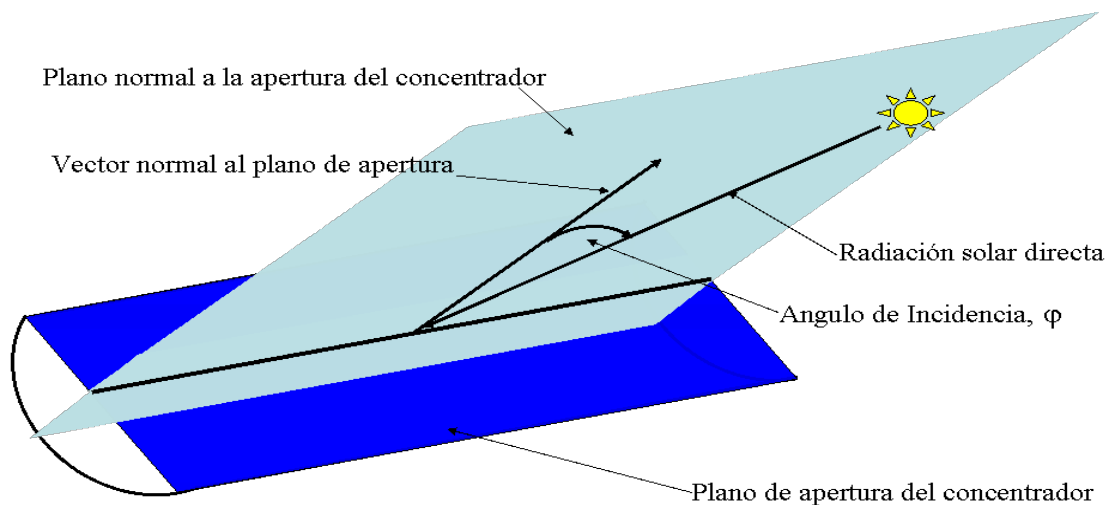


Figura 14. Ángulo de incidencia de un captador cilindroparábólico.

5. Razón de Concentración, Ángulo de Aceptancia y Ángulo de Abertura de un CCP

Tres de los parámetros básicos de un captador cilindroparábólico son la *Razón de concentración*, el *Ángulo de aceptación* y el *Ángulo de Abertura*.

La razón de concentración geométrica, $C_{geométrica}$, es la razón entre el área de apertura del captador y el área total del tubo metálico absorbedor, mientras que el ángulo de aceptación, β , es el ángulo

máximo que puede ser formado por dos rayos en un plano transversal a la abertura del captador de manera que intercepten el tubo absorbedor después de ser reflejados por los espejos cilindroparábolicos (ver Figura 15).

La razón de concentración geométrica, $C_{geométrica}$, viene dada por la (Ec. 1).

$$C_{geométrica} = \frac{l_a \cdot l}{\pi \cdot d_o \cdot l} = \frac{l_a}{\pi \cdot d_o} \quad (\text{Ec. 1})$$

siendo:

d_o : diámetro exterior del tubo absorbedor metálico

l : longitud del concentrador cilindroparábolicos

l_a : ancho del concentrador cilindroparábolicos

Conviene en este punto aclarar la diferencia conceptual entre la razón de concentración óptica, $C_{óptica}$, y la razón de concentración geométrica, $C_{geométrica}$. Se denomina razón de concentración óptica de la radiación solar al cociente entre el flujo de energía radiante antes y después de la concentración. La diferencia entre estos dos conceptos estriba en que la radiación solar que refleja el concentrador no incide sobre toda la superficie del absorbedor.

Los valores usuales de la razón de concentración geométrica de un CCP están alrededor de 20, aunque pueden conseguirse valores de hasta 70. Valores muy altos para la razón de concentración requieren un valor muy pequeño del ángulo de aceptación, y hay que tener presente que el valor mínimo para dicho ángulo es de 32', que es el ángulo sólido medio bajo el que se ve desde la Tierra la esfera solar. Cualquier captador que tuviera un ángulo de aceptación menor que este valor desaprovecharía una parte importante de la radiación solar directa disponible, por muy preciso que fuera su sistema de seguimiento solar. Además, razones de concentración más altas demandarían la implementación de un sistema de seguimiento solar muy preciso y consecuentemente, más costoso. Así pues, los valores usuales del grado de concentración geométrica de un CCP suelen estar en torno a 20 ó 30, aunque el límite teórico es del orden de 220.

Ya se ha explicado que se denomina Angulo de aceptación, β , al ángulo máximo que puede ser formado por dos rayos en un plano transversal a la abertura del captador de manera que intercepten el tubo absorbedor después de ser reflejados por los espejos cilindroparábolicos. La figura 15 ilustra este concepto La tolerancia del sistema de seguimiento solar de un CCP tiene que ser menor que su ángulo de aceptación, β , lo que significa que cuanto mayor es el ángulo de aceptación, menor tiene que ser la precisión del sistema de seguimiento solar, ya que el captador no necesitará actualizar su posición con mucha frecuencia. Puesto que el Sol se ve desde la tierra como un círculo luminoso

cuyo diámetro cambia dependiendo de las condiciones atmosféricas (turbidez, ángulo de elevación del Sol, etc.), pero que se adopta el valor de 32' como valor medio del ángulo sólido bajo el cual se ve la esfera solar desde la Tierra, el ángulo de aceptación de un captador cilindroparábólico no debe ser nunca menor de 32', ya que si lo fuera habría una parte de la radiación solar reflejada por el concentrador que no interceptaría el tubo receptor en su camino.

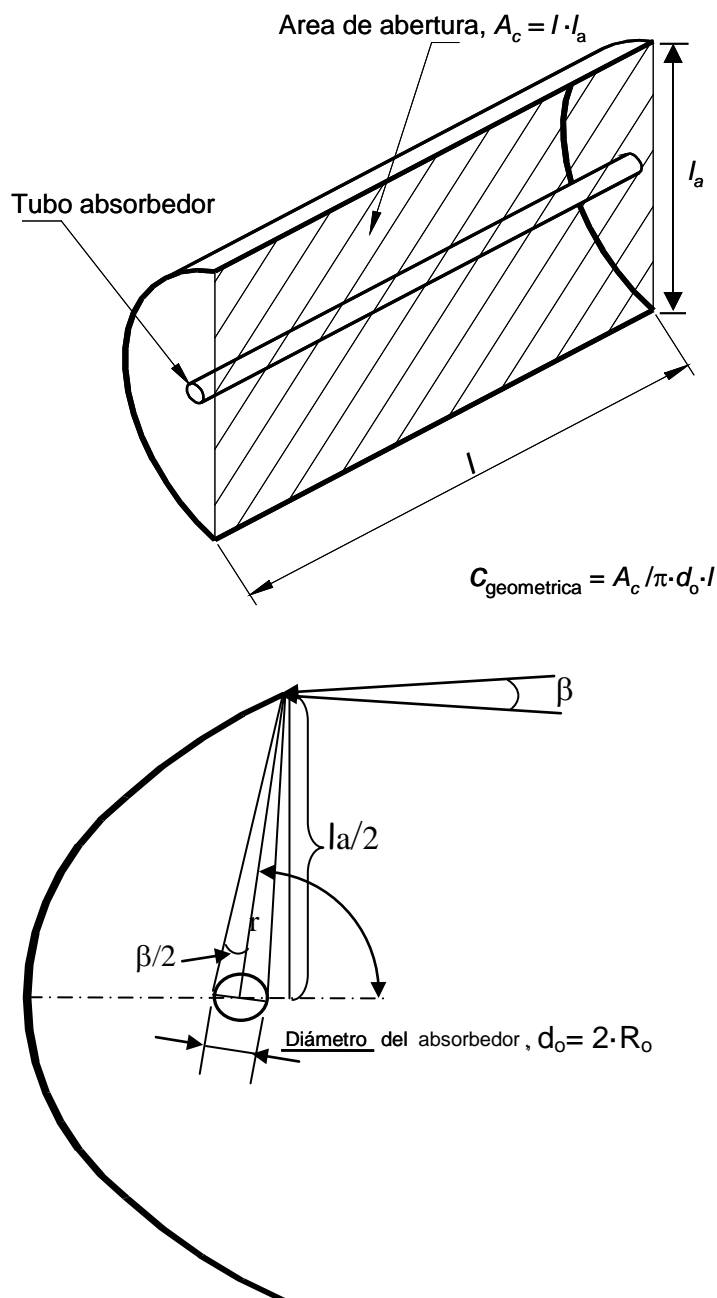


Figura 15. Ángulo de aceptación, β , Ángulo de Abertura, ψ , y razón de concentración geométrica de un CCP.

Teniendo en cuenta que la razón de concentración geométrica de un captador cilindroparábólico, $C_{geométrica}$, para un captador cilindroparábólico viene dada por la (Ec. 1) y a partir de la figura 15 se tienen las siguientes expresiones:

$$\frac{R}{r} = \frac{\text{sen}(\beta/2)}{\cos(\beta/2)} \quad (\text{Ec. 2})$$

$$\frac{l_a}{2 \cdot r} = \text{sen}(\Psi) \quad (\text{Ec. 3})$$

donde r es la distancia desde el extremo de la parábola al centro del tubo absorbedor, β es el *ángulo de aceptación* (que como mínimo será el ángulo subtendido por el disco solar, esto es 32') y Ψ es el *ángulo de abertura* del concentrador.

Por tanto, a partir de las ecuaciones 1, 2 y 3 la razón de concentración geométrica, $C_{geométrica}$, se puede expresar también como:

$$C_{geométrica} = \frac{l_a}{\pi \cdot d_o} = \frac{l_a}{\pi \cdot 2 \cdot R} = \frac{r \cdot \text{sen}(\Psi)}{\pi \cdot R} = \frac{\text{sen}(\Psi) \cdot \cos(\beta/2)}{\pi \cdot \text{sen}(\beta/2)} \quad (\text{Ec. 4})$$

De acuerdo con la ecuación (4), la razón de concentración geométrica de un CCP será máxima cuando $\Psi = 90^\circ$ y $(\beta/2)$ sea lo más pequeño posible (esto es, $\beta = 32'$). En estas circunstancias, se obtiene un valor teórico máximo para la razón de concentración geométrica de un captador cilindroparábólico de 68.

En la práctica las imperfecciones de la superficie reflectante, los errores en la posición del tubo receptor y de seguimiento, y las tolerancias que hay que prever para el montaje de todos los componentes del captador disminuyen este valor de concentración y aconsejan utilizar receptores de mayor diámetro que el que se necesitaría para que el ángulo de aceptación fuese igual al ángulo subtendido por la esfera solar (32'). Este valor máximo teórico representa por tanto una cota inferior para el tamaño del receptor, siendo el óptimo el que suponga una solución de compromiso entre mejorar la eficiencia óptica del sistema e incrementar las pérdidas térmicas al aumentar la superficie del tubo metálico absorbedor. En la práctica los valores típicos de concentración geométrica de los captadores cilindroparábólicos están entre 20 y 30. Valores más altos requerirían un ángulo de aceptación más pequeño y cercano al límite de 32'.

Dada la relación inversa que existe entre el ángulo de aceptación y la razón de concentración geométrica, razones de concentración altas demandarían la implementación de un sistema de segui-

miento solar muy preciso y consecuentemente, más costoso. Por este motivo, los valores usuales del grado de concentración geométrica de un CCP suelen estar en torno a 20 ó 30, aunque el límite teórico es del orden de 70.

La resolución del sistema de seguimiento solar del captador debe ser, al menos, igual a la mitad de la diferencia entre el ángulo de aceptación, β , y $32'$, para garantizar que el captador actualizará su posición con la suficiente frecuencia como para que no llegue a haber rayos de luz solar directa que incidan sobre el captador con un ángulo superior al de aceptación. Esto significa que cuanto mayor es el ángulo de aceptación, menor tiene que ser la precisión del sistema de seguimiento solar, ya que el captador no necesitará actualizar su posición con mucha frecuencia. Los CCP actuales tienen un ángulo de aceptación inferior a 2° (valores usuales del ángulo de aceptación son del orden de $1^\circ - 1,5^\circ$) y necesitan un sistema de seguimiento preciso ($\pm 0,1^\circ$), de lo contrario solamente captarían solo una fracción de la radiación solar directa disponible en cada momento. Un valor bueno para el ángulo de aceptación es ligeramente superior a 1° , con una resolución de $0,1^\circ$ para el sistema de seguimiento solar. En la actualidad existen dispositivos (codificadores angulares y bandas magnéticas codificadas) que permiten alcanzar esta resolución con un coste aceptable ($< 300 \text{ €}$).

Otro de los factores que deben ser tenidos en cuenta para no fijar una razón de concentración geométrica mucho mayor de 30 es la imperfección de los reflectores que forman el concentrador cilindroparabólico. Aunque a simple vista dichos reflectores pudieran parecer perfectos, nunca lo son, porque presentan diversos tipos de imperfecciones micro y macro estructurales. Estas deformaciones o imperfecciones provocan que el rayo de luz que incide sobre la zona afectada de dicha imperfección salga reflejado con un ángulo mayor que el máximo requerido para que el rayo reflejado encuentre al tubo absorbedor metálico en su trayectoria. La figura 16 expone de forma gráfica como afectan a la razón de concentración máxima el tamaño aparente de la esfera solar y las imperfecciones de los reflectores.

Otro factor que debe ser tenido en cuenta a la hora de determinar el ángulo de aceptación y la razón de concentración de un CCP es la rigidez de su estructura. Cuanto más rígida sea su estructura, menor torsión tendrá lugar en el extremo del captador en condiciones normales de operación y con viento suave, lo que permitirá ir a valores más pequeños del ángulo de aceptación. Pero una mayor rigidez de la estructura suele llevar aparejado un mayor coste debido a un aumento en la cantidad de material necesario, por lo que al final se trata de encontrar un valor óptimo para todos estos parámetros. Una torsión máxima de $0,3^\circ$ ($4,8 \text{ mrad}$) en el extremo del captador es un valor considerado aceptable. Valores superiores no son recomendables en condiciones normales, a menos que se desee una baja razón de concentración geométrica porque el captador no vaya a trabajar a temperaturas superiores a los $250^\circ\text{C} - 275^\circ\text{C}$.

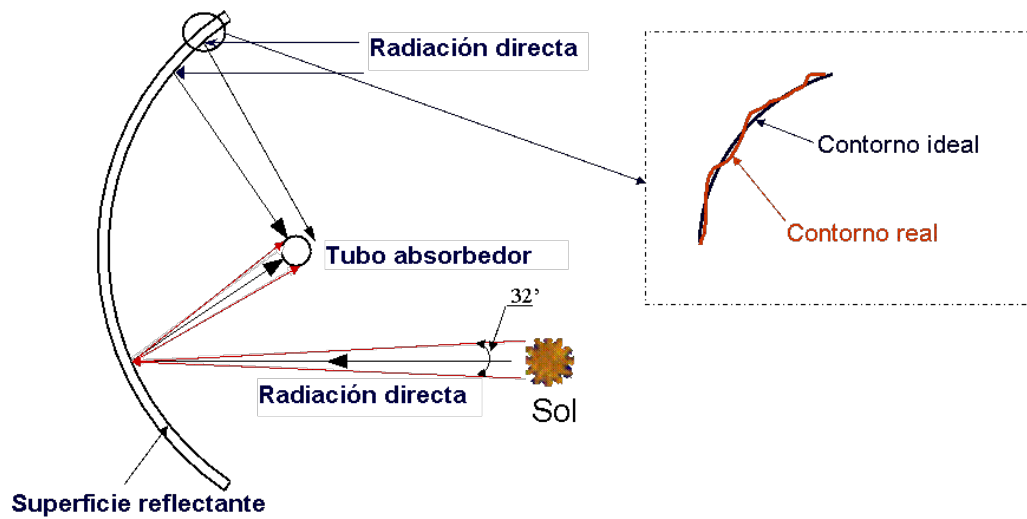


Figura 16. Influencia del tamaño aparente del Sol y de las imperfecciones superficiales de los reflectores en la razón de concentración.

Otro parámetro importante en un captador cilindroparabólicos es su ángulo de apertura, ψ , que es el ángulo formado por la bisectriz de la parábola y la línea que une el centro del tubo absorbedor con el extremo de la parábola (ver figura 15). Normalmente, el ángulo de apertura es igual o próximo a 90° .

Cuanto menor sea el ángulo de apertura, mayor es la longitud del desarrollo de la parábola, lo que conduce a una situación en la que al disminuir el ángulo aumenta la superficie reflectora en una magnitud muy superior al aumento del área de abertura o captación del captador, que es el área eficaz para la captación de la energía solar. Por este motivo se suele trabajar con ángulos de apertura iguales o superiores a 90° . Otra razón que justifica un valor cercano a 90° para el ángulo de apertura del captador es que el valor de la razón de concentración del captador es mayor cuando este ángulo es igual a 90° , tal y como pone de manifiesto la ecuación (4).

Para ilustrar con cifras concretas lo ineficiente que resulta habitualmente, desde el punto de vista de incrementar el área de captación del captador, disminuir el ángulo de apertura hasta valores muy inferiores a 90° , considérese el concentrador cilindroparabólico representado en la figura 17. La distancia focal de dicho concentrador es de 1,71 m, y el ángulo de apertura correspondiente al desarrollo de la parábola definido por el punto "A" es $\psi = 100^\circ$. Si suponemos una longitud de 11,9 m para el concentrador, dicho concentrador posee una superficie de espejos de $75,97 \text{ m}^2$ y un área de captación solar de $68,54 \text{ m}^2$. Si se disminuye el ángulo de apertura hasta $\psi = 70^\circ$ (desarrollo de la parábola definido por el punto "D") la superficie reflectante del concentrador sería de $148,34 \text{ m}^2$ y el área de captación de $116,24 \text{ m}^2$. Esto quiere decir que al disminuir el ángulo de aber-

tura desde 100° hasta 70° , la superficie de espejo se aumenta en un 95,2% mientras que el área de captación solo aumenta un 69,6%. El área de captación del concentrador para $\psi = 70^\circ$ es el 78,3% del área de espejos en el reflector, mientras que para $\psi = 100^\circ$ el área de captación es un 90,1% del área de espejos en el reflector. En la Tabla 1 se muestran el área de captación y el de espejos de los cuatro ángulos de abertura mostrados en la figura 17.

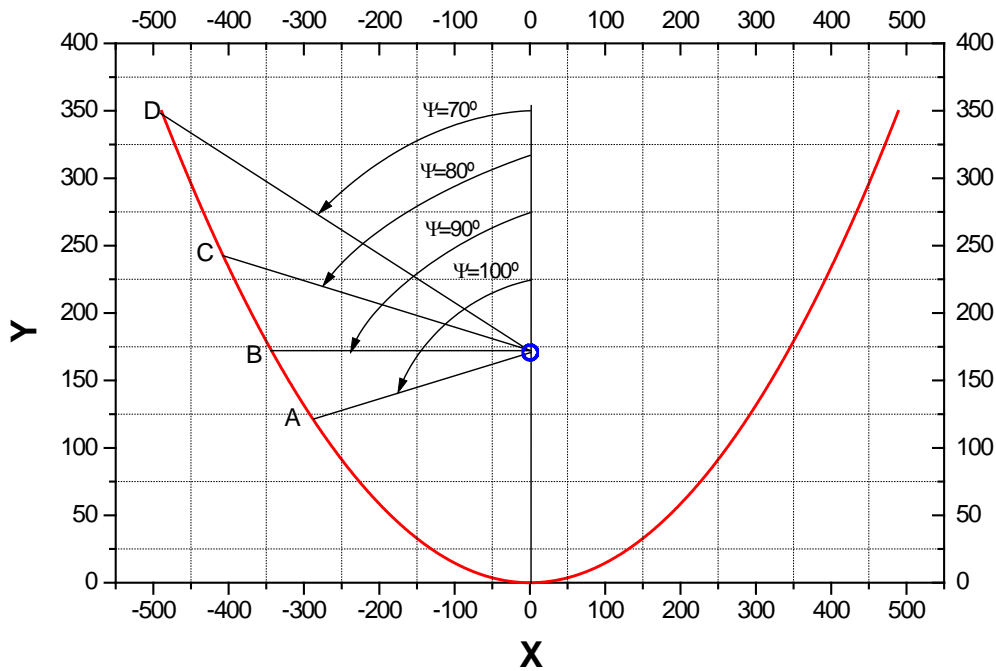


Figura 17. Influencia del ángulo de abertura en el área de captación de un CCP.

Los valores dados en la Tabla 1 muestran claramente que no son deseables ángulos de abertura muy pequeños, siendo los valores comprendidos entre 90° y 100° valores muy adecuados desde el punto de vista de la optimización del área de espejos del reflector cilindroparabólico.

Tabla 1: Áreas de captación y de espejos para los cuatro ángulos de abertura mostrados en la figura 17

Ángulo de abertura (ψ)	Área de captación (m^2)	Área de espejos (m^2)	Área de captación / Área de espejos
100	68,5	75,97	0,90
90	81,4	93,46	0,87
80	97,0	116,62	0,83
70	116,2	148,34	0,78

Para evitar posibles confusiones, es conveniente tener en cuenta que en algunas referencias bibliográficas se define al ángulo de apertura como al ángulo suplementario del ángulo " ψ " mostrado en la figura 17. En tal caso, los valores que en este Tema se dan deben ser sustituidos también por sus complementarios.

Otro hecho que es conveniente tener en cuenta a la hora de diseñar un captador cilindroparábólico es la conveniencia de que el ángulo de abertura del captador sea tal que el tubo absorbedor quede protegido por la parábola del concentrador cuando el captador se encuentre en la posición de reposo o abatimiento, sobre todo de cara a la posibilidad de granizadas que podrían romper la cubierta de cristal del tubo absorbedor. Por este mismo motivo es conveniente también que la parte posterior de la superficie reflectora esté protegida del impacto de posibles granizos, o que los reflectores sean por ellos mismos lo suficientemente resistentes como para soportar este tipo de inclemencia meteorológica, la cual podría convertir en unos segundos un campo de captadores cilindroparábólicos en algo inservible.

6. Pérdidas Ópticas y Geométricas en un CCP

Cuando la radiación solar directa alcanza la superficie de un CCP, se pierde una cantidad importante de ella debido a diferentes factores. El total de las pérdidas que tienen lugar en un CCP se puede dividir en tres grupos, que en orden descendente de importancia son:

- geométricas Pérdidas ópticas
- Pérdidas térmicas desde el tubo absorbedor al ambiente
- Pérdidas

Las *pérdidas ópticas* son debidas a que ni la superficie reflexiva del concentrador es un reflector perfecto, ni el vidrio que cubre al tubo absorbedor es totalmente transparente, ni la superficie selectiva del tubo metálico es un absorbente perfecto, ni la geometría del concentrador parabólico es perfecta. Estas imperfecciones provocan que solo una parte de la radiación solar directa que incide sobre la abertura del concentrador parabólico llegue al fluido que circula por el interior del tubo absorbedor. La figura 18 muestra los cuatro parámetros que intervienen en las pérdidas ópticas de un CCP, y que se explican en los siguientes párrafos:

- *Reflectividad de la superficie reflectante del concentrador parabólico, r* . Las superficies reflexivas de los captadores no son perfectas, lo que provoca que solo una parte de la radiación incidente se refleje. Los valores típicos de la reflectividad están alrededor del 90%. Sin embargo, los valores de reflectividad disminuyen progresivamente conforme aumenta el grado de ensu-

ciamiento de la superficie. Para fijar ideas, la reflectividad de los espejos de vidrio instalados en los CCP de la Plataforma Solar de Almería, es 0.93 cuando los captadores están limpios, disminuyendo diariamente su valor debido al ensuciamiento progresivo de los espejos. La velocidad de ensuciamiento depende de los factores medioambientales, siendo mayor en verano que en invierno. Como valor medio representativo podemos decir que la reflectividad de los espejos de reduce diariamente en un 0.2%. Por este motivo es necesario proceder a la limpieza de los espejos de forma periódica.

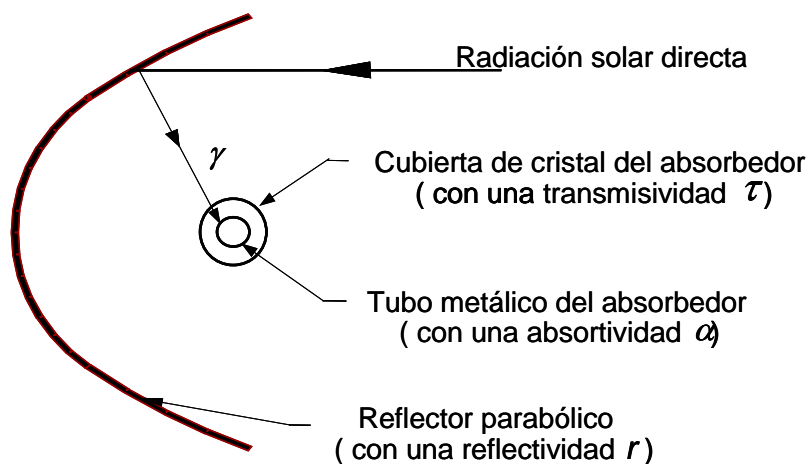


Figura 18. Parámetros ópticos de un CCP.

- *Factor de interceptación total, γ* . Una fracción de la radiación solar reflejada por los espejos no alcanza el tubo interior metálico del tubo absorbedor debido a diversas causas, como imperfecciones microscópicas o macroscópicas de los espejos, o errores de posicionamiento del captador, que provocan que algunos rayos reflejados no vayan hacia la línea focal del captador después de ser reflejados. Incluso el bloqueo que provocan los soportes del tubo absorbedor y las propias protecciones de chapa de aluminio que se colocan en los extremos de cada tubo para proteger la soldadura vidrio/metal y el fuelle metálico hace que algunos rayos reflejados no alcancen el tubo absorbedor metálico.

La pérdida de rayos que no llegan a la línea focal después de haber sido reflejados con un ángulo de incidencia de 0° se cuantifica globalmente mediante el llamado Factor de Interceptación Geométrico, γ_g . Un valor típico de este parámetro óptico es 0.97, lo que quiere decir que un 3% de los rayos reflejados no llegan a la línea focal del captador. Por otro lado, no todos los rayos que llegan a la línea focal del captador alcanzan el tubo metálico interior del tubo absorbedor, porque cada extremo de los tubos receptores (ver figura 5) posee una zona que no resulta útil a efectos de la radiación solar concentrada que refleja el concentrador parabólico, ya que la protección de chapa de aluminio que se coloca para proteger el fuelle metálico que sirve de interfa-

se entre el tubo interior metálico y la cubierta exterior de vidrio bloquea dicha radiación y evita que alcance el tubo interior metálico por el que circula el fluido de trabajo. Por eso a la zona del fuelle y de la soldadura vidrio/metal se le denomina "zona inactiva" del tubo receptor, ya que la radiación solar concentrada que incide sobre ella no puede utilizarse. La longitud total de las dos zonas inactivas que existen en los extremos de cada tubo receptor es del orden de un 3-4% del total del tubo. Esto significa que la longitud útil o activa del tubo receptor (definida como la longitud de la zona en la que el tubo interior metálico está sometido a radiación solar concentrada) es del orden del 96%-97% de su longitud total. De este hecho nace el concepto de "*Factor de Longitud Activa del Receptor, γ_L* ", el cual se define como el cociente entre su longitud activa y su longitud total. Teniendo en cuenta lo explicado anteriormente, el *Factor de Interceptación Total, γ* , se calcula como el producto del *Factor de Interceptación Geométrico, γ_g* , y el *Factor de Longitud Activa del Receptor, γ_L* : $\gamma = \gamma_g \cdot \gamma_L$. Valores usuales para γ son 0,93-0,94.

- *Transmisividad de la cubierta de cristal, τ* . El tubo absorbedor metálico está situado dentro de una cubierta de cristal para disminuir las pérdidas térmicas por convección y proteger a la superficie selectiva. Una fracción de la radiación solar reflejada por los espejos y que alcanza la cubierta de cristal del tubo absorbedor no es capaz de atravesarlo. La razón entre la radiación que pasa a través de la cubierta de cristal y la radiación total incidente sobre ella, da la transmisividad, τ , de dicha cubierta de vidrio. El valor típico de la transmisividad de la cubierta de vidrio suele estar comprendido dentro del margen: 0.91-0.96, dependiendo de que el cristal haya sido objeto de un tratamiento anti-reflexivo o no. Los tratamientos anti-reflexivos suelen aumentar un 2% la transmisividad del vidrio, de modo que si se aplican en las dos caras del tubo de vidrio se aumenta en un 4% su transmisividad y pasa a tener valores de hasta 0,96. No obstante el principal inconveniente de los tratamientos anti-reflexivos actuales es su poca durabilidad cuando están sometidos a las inclemencias meteorológicas. Téngase presente que estos recubrimientos anti-reflexivos están hechos a base de sílice, y los propios vidrios comerciales sufren un pequeño pero paulatino desgaste a lo largo del tiempo si están expuestos a la lluvia porque la sílice se disuelve en el agua. Debido a que el espesor de los recubrimientos anti-reflexivos es muy pequeño (unas cuantas micras) el propio desgaste de la sílice los acaban destruyendo, aunque se trate de un desgaste imperceptible a la vista.
- *Absortividad de la superficie selectiva, α* . Este parámetro cuantifica la cantidad de radiación que es capaz de absorber la superficie selectiva que recubre al tubo metálico absorbedor, comparada con la cantidad de radiación que llega a dicha superficie. Un valor típico de la absortividad está en el rango 90% - 96%.

El producto de los cuatro factores explicados anteriormente, reflectividad de los espejos, factor de interceptación total, transmisividad de la cubierta de vidrio y absorptividad del recubrimiento selectivo, proporciona el valor del denominado Rendimiento Óptico, η_{opt} :

$$\eta_{opt} = \rho \times \gamma \times \tau \times \alpha \quad (\text{Ec. 5})$$

El valor de los cuatro parámetros que forman parte del rendimiento óptico depende del ángulo con el que incide la radiación solar sobre el plano de apertura de captador. Así, por ejemplo, la transmisividad de un vidrio a los rayos solares disminuye conforme aumenta el ángulo con el que incide la radiación sobre el vidrio. Por este motivo, el valor nominal de la reflectividad de los espejos, la transmisividad de la cubierta de vidrio, el factor de interceptación y la absorptividad del recubrimiento selectivo de un captador cilindroparabólico es el que corresponde a un ángulo de incidencia de la radiación solar de 0° , llamándose al valor del rendimiento óptico obtenido a partir de estos valores *Rendimiento Óptico Pico* o con ángulo de incidencia igual a 0° . El calificativo de "Pico" se debe a que el valor correspondiente a 0° es el mayor valor del rendimiento óptico, siendo menor cuanto mayor sea el ángulo de incidencia φ .

$$\eta_{opt,0^\circ} = \rho \times \gamma \times \tau \times \alpha \Big|_{\varphi=0^\circ} \quad (\text{Ec. 6})$$

El rendimiento óptico cuando el ángulo de incidencia es distinto de 0° se obtiene multiplicando el rendimiento óptico pico por un factor llamado *Modificador por Ángulo de incidencia*, que se explica con más detalle al final de la Sección 6 y en la Sección 8, el cual depende solo del ángulo de incidencia y cuyo valor está comprendido entre 0 y 1, cuantificando las pérdidas ópticas y geométricas adicionales debidas a que el ángulo de incidencia es distinto de 0° : $\eta_{opt,\varphi \neq 0^\circ} = \eta_{opt,\varphi=0^\circ} \times K(\varphi)$

Además de los factores ya mencionados (reflectividad, absorptividad, transmisividad y factor de interceptación total) hay otro tipo de pérdidas en los captadores CCP, llamadas *pérdidas geométricas*, que provocan una disminución del área efectiva de captación de los captadores. Las pérdidas geométricas en un CCP se dividen en dos grupos:

- a) aquellas debidas a la posición relativa de los captadores entre sí, y
- b) aquellas inherentes a cada captador.

El primer grupo es el llamado *pérdidas por sombras* y está causado por la sombra parcial que algunos captadores proyectan sobre los captadores situados en filas adyacentes. Obviamente, cuanto mayor distancia exista entre las filas paralelas, menor es el sombreado que unas pueden provocar sobre otras. La figura 19 describe este tipo de pérdidas geométricas, cuya cuantificación es un mero problema de cálculo geométrico en el que intervienen el vector solar, las dimensiones del CCP y la

separación entre filas paralelas de captadores. A partir de la coordenadas del Sol y de las dimensiones de los captadores solares se puede determinar el tamaño de la sombra proyectada por un captador sobre los situados en la fila adyacente.

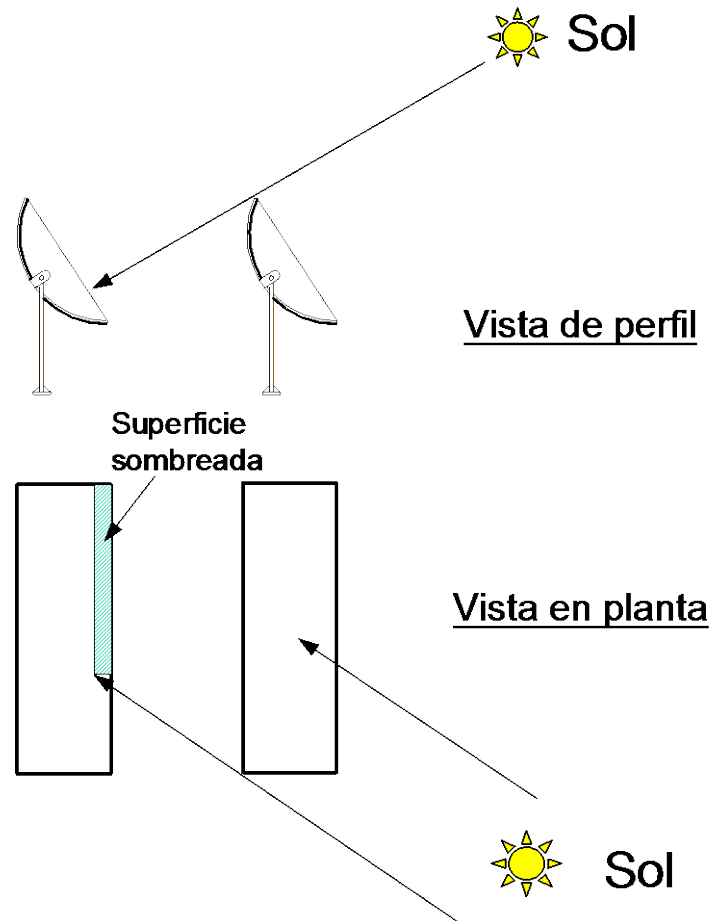


Figura 19. Pérdidas geométricas debidas a sombras entre filas paralelas.

Las pérdidas geométricas inherentes a cada captador CCP están causadas por el hecho de que este tipo de captador está provisto de un sistema de seguimiento en un solo eje y , por lo tanto, solo pueden girar alrededor del eje de seguimiento, lo que da lugar a la existencia del llamado *ángulo de incidencia*, φ , que es el ángulo formado por la radiación solar directa que incide sobre el plano de abertura del captador y la normal a dicho plano de abertura. Este ángulo de incidencia depende de la hora y el día del año, ya que es función de las coordenadas del Sol con respecto a un sistema cartesiano con origen en el captador, y provoca que en los extremos del captador haya una pérdida de superficie reflexiva útil. La figura 20 muestra este tipo de pérdidas geométricas inherentes al CCP.

La figura 20 muestra un corte longitudinal y un perfil axonométrico de un CCP para explicar, de una forma muy simplificada, cómo existe al final del captador una zona que no es útil, porque la radiación solar que refleja no puede interceptar el tubo absorbedor. El área de captador que se pierde al final por este hecho, A_e , viene dado por (Ec. 7) y (Ec.8), siendo l_a el ancho del concentrador cilindroparábólico, l la longitud del concentrador cilindroparábólico, f la distancia focal de la parábola, f_m la distancia media entre la superficie de la parábola y el absorbedor dentro de una misma sección transversal del captador, y φ el ángulo de incidencia de la radiación solar directa

$$A_e = l_a \cdot l_\varphi = l_a \cdot f_m \cdot \tan \varphi \quad (\text{Ec. 7})$$

$$f_m = f + [(f \cdot l_a^2) / (48 \cdot f^2)] \quad (\text{Ec. 8})$$

φ = ángulo de incidencia

l = longitud total del concentrador parabólico

l_φ = longitud perdida en el extremo del concentrador

f = distancia focal

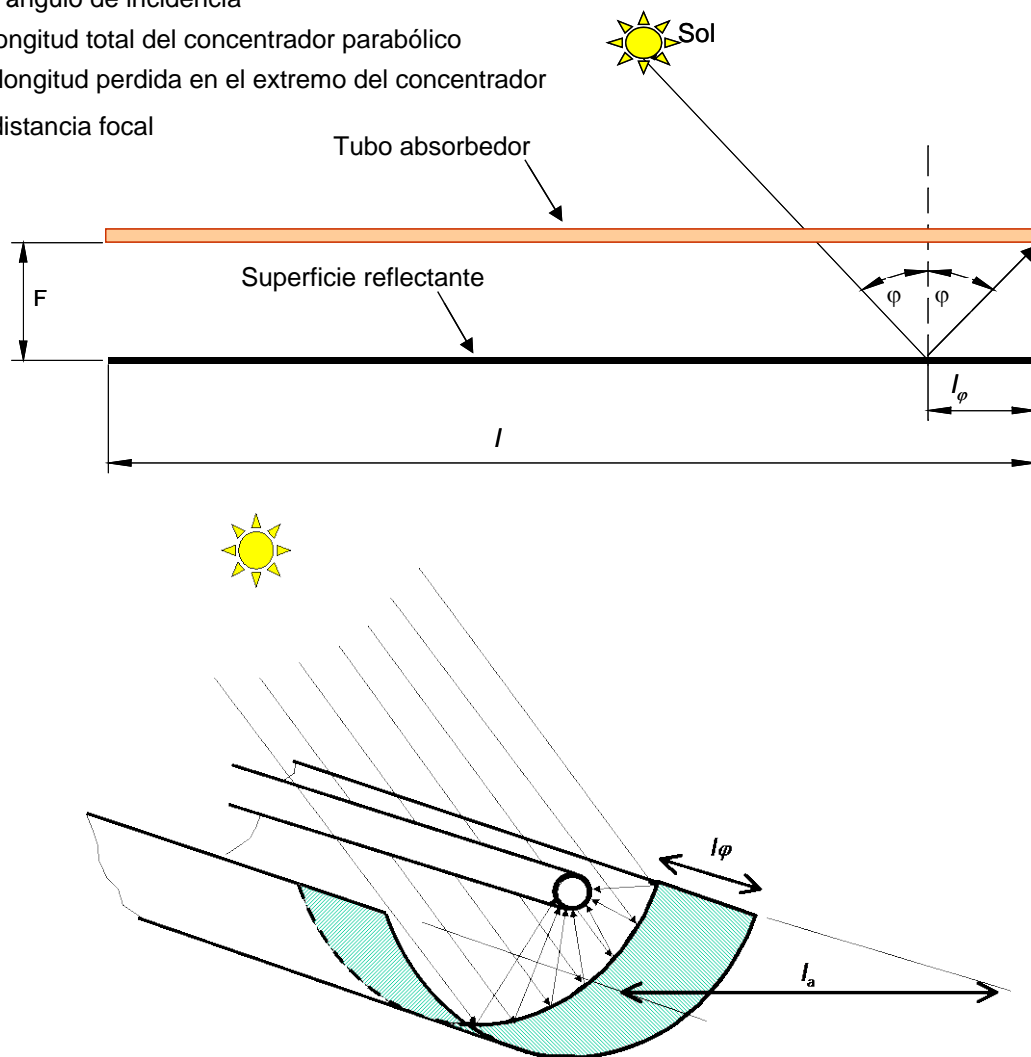


Figura 20. Pérdidas geométricas "de final" en un CCP.

La existencia de un ángulo de incidencia no solo reduce el área efectiva de captación que tiene el captador, también afecta a los valores de la reflectividad, absorptividad y transmisividad, ya que estos parámetros presentan un valor máximo cuando el ángulo de incidencia es 0° . El efecto del ángulo de incidencia en las pérdidas ópticas y las geométricas en el extremo del captador se cuantifica mediante un parámetro que se denomina *Modificador por Ángulo de Incidencia*, $K(\varphi)$, explicado con más detalle en la Sección 8 de este documento.

La existencia de un ángulo de incidencia, φ , afecta a los valores de la reflectividad, factor de interceptación, absorptividad y transmisividad, ya que estos parámetros presentan un valor máximo cuando el ángulo de incidencia es 0° , y un valor mínimo cuando el ángulo de incidencia es igual a 90° . Pero se ha visto también que la existencia de un ángulo de incidencia distinto de 0° también provoca las pérdidas geométricas por final de captador, siendo tanto mayores dichas pérdidas cuanto mayor es el ángulo de incidencia. Pues bien, el efecto del ángulo de incidencia en el rendimiento del captador se cuantifica mediante un parámetro que se denomina modificador por ángulo de incidencia, $K(\varphi)$, que considera todas las pérdidas ópticas y geométricas que tienen lugar en el captador por el hecho de ser el ángulo de incidencia $\varphi > 0^\circ$. Así, el modificado por ángulo de incidencia tiene en cuenta las pérdidas geométricas de final de captador, bloqueo de la radiación concentrada por parte de los soportes del tubo absorbedor e influencia del ángulo de incidencia en la absorptividad y transmisividad del tubo absorbedor, y en la reflectividad de los espejos.

7. Pérdidas Térmicas en un CCP

Además de las pérdidas ópticas y geométricas, en un CCP también existen pérdidas térmicas, las cuales ocupan el segundo lugar en orden de importancia, detrás de las pérdidas ópticas. Las pérdidas térmicas se producen principalmente en dos lugares: en el tubo absorbedor y en la tubería de fluido térmico, siendo bastante más importantes las producidas en el absorbedor.

Las pérdidas térmicas asociadas al tubo absorbedor están formadas por: pérdidas de calor por conducción a través de los soportes del tubo, pérdidas por radiación, convección y conducción desde el tubo metálico hacia la cubierta de cristal, y pérdidas por convección y radiación desde el tubo de cristal al ambiente. En aquellos tubos absorbedores en los que entre el tubo metálico y el de cristal hay vacío, las pérdidas térmicas por convección desde el tubo metálico hacia la cubierta de vidrio quedan eliminadas, y solo hay entre el tubo metálico y la cubierta de cristal pérdidas por radiación y unas pequeñas pérdidas por conducción entre la unión vidrio-metal.

Puesto que las pérdidas térmicas a través de los soportes del tubo absorbedor se pueden despreciar frente a las otras, las pérdidas térmicas que tienen lugar en el tubo absorbedor son las representadas en la figura 21, donde se ha empleado la siguiente nomenclatura:

- $P_{Q, \text{absorbedor} \rightarrow \text{ambiente}}$: Pérdidas térmicas por radiación en el tubo metálico absorbedor, W
- $P_{Q, \text{absorbedor} \rightarrow \text{vidrio}}$: Pérdidas térmicas por conducción y convección entre el tubo metálico absorbedor y la cubierta de vidrio, W
- $P_{Q, \text{vidrio} \rightarrow \text{ambiente}}$: Pérdidas térmicas por convección y radiación desde la cubierta de vidrio del tubo absorbedor al ambiente, W
- $P_{Q, \text{sol} \rightarrow \text{vidrio}}$: Flujo de energía radiante proveniente del Sol que es absorbida por la cubierta de vidrio del tubo absorbedor, W

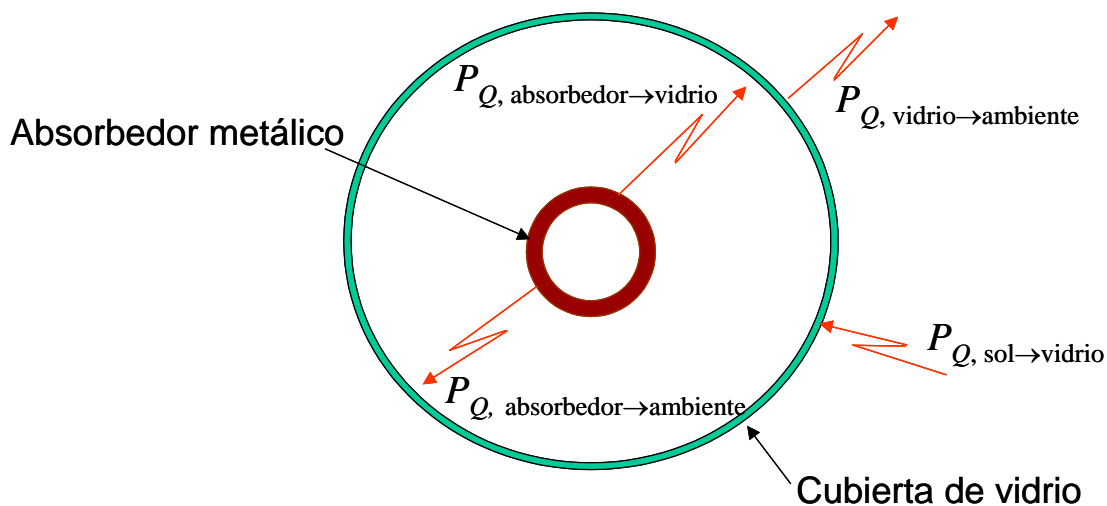


Figura 21. Pérdidas térmicas en el tubo absorbedor de un CCP.

Aunque cada uno de los términos representados en la figura 21 podrían calcularse analíticamente, aplicando las ecuaciones que rigen los procesos de transferencia de calor por radiación, convección y conducción, en la práctica las pérdidas térmicas globales en un CCP, $P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{ambiente}}$, suelen calcularse mediante un coeficiente global de pérdidas térmicas desde el tubo absorbedor al ambiente, $U_{L, \text{abs}}$, de acuerdo con (Ec. 9), en la que T_{abs} es la temperatura media del tubo absorbedor metálico, T_{amb} es la temperatura ambiente, d_o es el diámetro exterior del tubo metálico absorbedor y l es la longitud de dicho tubo (que coincide con la longitud del CCP).

$$P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{ambiente}} = P_{Q, \text{absorbedor} \rightarrow \text{ambiente}} + P_{Q, \text{absorbedor} \rightarrow \text{vidrio}} \quad (\text{Ec. 9})$$

$$= U_{L, \text{abs}} \cdot \pi \cdot d_o \cdot l \cdot (T_{\text{abs}} - T_{\text{amb}})$$

En (Ec. 9), el coeficiente global de pérdidas viene dado por unidad de área del tubo absorbedor, sus unidades son $(W/m^2_{\text{abs}} \cdot K)$. Si se prefiere definir un coeficiente global de pérdidas térmicas por unidad de área de abertura del captador, $U_{L, \text{col}}$, se tiene que aplicar la relación dada por (Ec. 10).

$$U_{L,col} = U_{L,abs} / C_{geometrica} \quad [W/m^2_{col} \cdot K] \quad (Ec. 10)$$

En ambos casos, el valor del coeficiente global de pérdidas se determina experimentalmente sometiendo al captador a diferentes ensayos de pérdidas térmicas en el rango de temperaturas para el cual ha sido diseñado el captador.

Cuando se desea hacer simulaciones de instalaciones con captadores cilindroparábolicos, es conveniente expresar el coeficiente global de pérdidas térmicas en forma polinómica. Se suele usar un polinomio de segundo grado, del tipo representado por (Ec. 11), donde los coeficientes "a", "b" y "c" son determinados experimentalmente.

$$U_{L,abs} = a + b \cdot (T_{abs} - T_{amb}) + c \cdot (T_{abs} - T_{amb})^2 \quad \left(\frac{W}{m^2_{abs} \cdot K} \right) \quad (Ec. 11)$$

A veces resulta difícil encontrar unos valores para los coeficientes "a", "b" y "c" de este polinomio que sean válidos en todo el rango de temperaturas de trabajo de captador solar, por lo que suelen calcularse unos coeficientes que sean buenos para rangos de temperatura concretos. Como dato real, para el tubo absorbedor desarrollado por la empresa LUZ Industries a finales de los años 80, el valor de los coeficientes "a", "b" y "c" calculados por Ajona (1999) son los dados en la Tabla 2 (hay que tener presente que en este caso particular las temperaturas deben estar expresadas en °C). Para captadores más modernos, como es el caso del captador EURO TROUGH, las mejoras introducidas en la superficie selectiva del tubo absorbedor han reducido un poco el coeficiente global de pérdidas térmicas.

Se debe tener siempre presente que, de acuerdo con la (Ec. 10), para obtener el valor del coeficiente global de pérdidas térmicas referido al área de abertura del captador, en vez del área del tubo absorbedor, hay que dividir los valores anteriores por la razón de concentración geométrica del captador, que para el LS-3 es $C_{geometrica} = 26.2$. Para fijar ideas, un valor aproximado del coeficiente global de pérdidas, $U_{L,abs}$, para un CCP con tubo absorbedor de vacío es $4 W/m^2_{abs} \cdot C$, para una temperatura del orden de 325 °C.

Tabla 2: Valores de los coeficientes de pérdidas térmicas para el tubo absorbedor de LUZ.

$T_{abs} / (°C)$	a	b	c
<200	0,687257	0,001941	0,000026
>200; <300	1,433242	-0,00566	0,000046
>300	2,895474	-0,0164	0,000065

Para tubos receptores más modernos, como es el caso del tubo PTR70 de Schott, las pérdidas térmicas no se calculan a partir de un coeficiente global de pérdidas térmicas, sino directamente aplicando la ecuación dada por el fabricante. Para los tubos receptores PTR70 de Schott las pérdidas térmicas vienen dadas por la (Ec. 12):

$$P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{ambiente}} \text{ (W/m)} = 0,00154 \cdot \Delta T^2 + 0,2021 \cdot \Delta T - 24,899 + [(0,00036 \cdot \Delta T^2 + 0,2029 \cdot \Delta T + 24,899) \cdot (E_d / 900) \cdot \cos(\varphi)] \quad (\text{Ec. 12})$$

siendo:

ΔT = diferencia de temperatura entre la del fluido de trabajo y la ambiente

E_d = Irradiancia solar directa, W/m²

La (Ec. 12) da las pérdidas térmicas en W por metro longitudinal de tubo absorbedor. Si no se desea una alta precisión en el resultado de las pérdidas térmicas en un captador completo, que es lo habitual, se puede usar la temperatura media del fluido de trabajo en el captador para calcular ΔT , pero si se desea una mayor precisión en el cálculo de las pérdidas térmicas, deben calcularse estas en cada uno de los módulos que componen el captador, usando la temperatura media del fluido en cada captador y teniendo en cuenta la longitud de tubo absorbedor en cada módulo.

8. Rendimiento de un Captador Cilindroparabólico

Como consecuencia de todas las pérdidas ópticas, geométricas y térmicas que existen en un captador cilindroparabólico, la potencia térmica útil que proporciona el captador es menor a la que daría en condiciones ideales, cuando no existieran dichas pérdidas. En esta Sección se explica como se calcula la potencia térmica útil que puede dar un captador cilindroparabólico en función de la irradiancia solar directa disponible y de los parámetros característicos del captador.

8.1 Potencia Radiante sobre un Captador Cilindroparabólico

El flujo de energía radiante o potencia radiante sobre el plano de abertura de un captador cilindroparabólico debido a la radiación solar directa, $P_{Q, \text{sol} \rightarrow \text{captador}}$, viene dada por (Ec.13):

$$P_{Q, \text{sol} \rightarrow \text{captador}} = A_c \cdot E_d \cdot \cos(\varphi) \quad (\text{Ec. 13})$$

siendo:

$P_{Q, \text{sol} \rightarrow \text{captador}}$ = potencia radiante sobre la apertura del captador, (W)

- A_c = área de abertura de la superficie reflexiva del captador, (m^2)
 E_d = irradiancia solar directa, (W/m^2)
 φ = ángulo de incidencia, ($^\circ$)

Es conveniente explicar en este punto que hay autores que no incluyen el ángulo de incidencia en la expresión de la potencia radiante sobre la apertura del captador, de modo que esta potencia la calculan como el producto de dicha área y la irradiancia solar directa solamente. Estos autores argumentan que debe considerarse como potencia radiante sobre la apertura del captador a la correspondiente a una superficie de igual área y que esté orientada perpendicularmente a la radiación solar directa, de modo que su ángulo de incidencia sea de 0° . En cambio, los autores que defienden la expresión dada por la (Ec. 13), entre los que se encuentra el autor de este Tema, argumentan que solo la componente normal a la superficie de apertura del captador es la radiación solar directa que puede usar dicho captador. La ausencia de una normativa internacional que fije cual es el criterio que debe seguirse es el principal motivo de que exista esta duplicidad de criterios.

También en relación con la (Ec. 13), conviene aclarar que el criterio seguido en este documento para calcular el flujo de energía radiante sobre el captador el de contabilizar solamente el área de abertura de los concentradores cilindroparabólicos que componen el captador, es decir, no se tienen en cuenta los espacios existentes entre módulos adyacentes dentro de un mismo captador como consecuencia de los soportes metálicos que unen el captador con sus cimentaciones y del sistema de accionamiento del captador que va instalado sobre el apoyo central. Es importante tener claro este criterio para evitar confusiones al calcular el rendimiento del captador, ya que para captadores LS-3 y Eurotrough, el área de abertura que habría de ser considerada si se contabilizasen también los espacios entre módulos adyacentes es un 1,5% superior a la que se tiene si solo se contabiliza el área de abertura de los módulos concentradores.

8.2 Potencia Térmica Útil dada por un Captador Cilindroparabólico

Por otra parte, la potencia térmica útil suministrada por el captador puede ser calculada en términos del incremento entálpico que experimenta el fluido de trabajo en el captador, por (Ec. 14):

$$P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{fluido}} = q_m \cdot (h_{out} - h_{in}) \quad (\text{Ec. 14})$$

siendo:

$P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{fluido}}$ = potencia térmica útil suministrada por el captador (W)

q_m = caudal másico del fluido de trabajo (Kg./s)

h_{in} = entalpía específica del fluido de trabajo a la entrada al captador (J/Kg.)

h_{out} = entalpía específica del fluido de trabajo a la salida del captador (J/Kg.)

La (Ec. 14) es la que debe usarse si se desea calcular la potencia térmica útil suministrada por un captador que se encuentra en funcionamiento y en el que podemos medir el caudal y las temperaturas del fluido a la entrada y salida del captador. Más adelante se verá cual es la expresión que debe usarse para calcular teóricamente la potencia térmica útil que dará un captador bajo unas determinadas condiciones de operación.

8.3 Rendimientos en un Captador Cilindroparabólico

En un CCP se definen tres rendimientos diferentes:

η_{global} = rendimiento global

$\eta_{opt,0^\circ}$ = rendimiento óptico con un ángulo de incidencia de 0° (rendimiento óptico plco)

η_{th} = rendimiento térmico

y un parámetro:

$K(\varphi)$ = modificador por ángulo de incidencia

El rendimiento global del captador considera todas las pérdidas que tienen lugar en el captador (ópticas, geométricas y térmicas), y se calcula como el cociente entre la potencia térmica útil suministrada por el captador y la potencia radiante que incide sobre el plano de abertura del captador debida a la radiación solar directa, de acuerdo con (Ec. 15), donde $P_{Q, sol \rightarrow captador}$ y $P_{Q, captador \rightarrow fluido}$ vienen dadas por (Ec.13) y (Ec. 14) respectivamente.

$$\eta_{global} = \frac{P_{Q,captador \rightarrow fluido}}{P_{Q,sol \rightarrow captador}} \quad (Ec. 15)$$

El rendimiento $\eta_{opt,0^\circ}$ considera todas las pérdidas ópticas que tienen lugar en el captador con un ángulo de incidencia de $\varphi = 0^\circ$, representadas en la figura 22 mediante el término $P_{Q, opt(\varphi=0^\circ)}$. Su valor viene dado por el producto de estos cuatro factores para $\varphi = 0^\circ$: reflectividad de los espejos, transmisividad del tubo de vidrio, factor de interceptación (que tiene en cuenta la parte de radiación reflejada que por cualquier causa no alcanza el absorbedor) y absortividad de la superficie selectiva que recubre el tubo metálico absorbedor. El significado de estos cuatro factores está explicado en la Sección 5 de este Tema.

El rendimiento térmico, η_{th} , considera todas las pérdidas térmicas que tienen lugar en el captador, mientras que el modificador por ángulo de incidencia, $K(\varphi)$, considera, como ya se ha explicado en otra Sección anterior, todas las pérdidas ópticas y geométricas que tienen lugar en el captador para un ángulo de incidencia $\varphi > 0^\circ$ y que no están tenidas en cuenta por $\eta_{opt,0^\circ}$ (pérdidas geométricas de final de captador, bloqueo de la radiación concentrada por parte de los soportes del tubo absorbedor e influencia del ángulo de incidencia en la absorptividad y transmisividad del tubo absorbedor, y en la reflectividad de los espejos.).

La relación entre los dos rendimientos descritos anteriormente y el modificador por ángulo de incidencia viene dada por (Ec. 16), pero lo habitual es calcular el rendimiento total con la (Ec. 15).

$$\eta_{global} = \eta_{opt,0^\circ} \cdot K(\varphi) \cdot \eta_{th} \quad (\text{Ec.16})$$

La figura 22 representa gráficamente el balance energético en un captador cilindroparabólico, ilustrando el significado de los diferentes rendimientos y del modificador por ángulo de incidencia explicados en los párrafos anteriores.

La figura 22 pone de manifiesto cómo una parte del flujo de energía o potencia radiante que incide sobre el captador se pierde a causa del rendimiento óptico, mientras que otra parte se pierde como consecuencia de la existencia de un ángulo de incidencia $\varphi \neq 0^\circ$. Las pérdidas en el captador se completan con las pérdidas térmicas que tienen lugar en el tubo absorbedor del captador, como consecuencia de su mayor temperatura sobre la ambiente.

El rendimiento óptico $\eta_{opt,0^\circ}$ no depende de la radiación solar ni de la temperatura de trabajo del fluido, debiendo permanecer constante su valor mientras que no se produzca una degradación de alguno de los cuatro parámetros que lo componen. Por ello, el fabricante del CCP da este valor como uno de los parámetros característicos de su captador. El valor de $\eta_{opt,0^\circ}$ sí depende del grado de ensuciamiento del captador, F_e , ya que ello afecta a la reflectividad de los espejos y a la transmisividad de la cubierta de vidrio del tubo absorbedor. Esta dependencia obliga a que cuando da este valor, el fabricante tiene que especificar el grado de limpieza para el cual es válido. Normalmente el fabricante da el valor del Rendimiento Óptico Pico para un captador en perfecto estado de limpieza. El grado de limpieza se refiere a la disminución que experimenta $\eta_{opt,0^\circ}$ cuando los espejos del concentrador y el tubo de cristal del absorbedor no están totalmente limpios. Así, para un grado de limpieza del 100%, el rendimiento óptico pico será el nominal, mientras que para un grado de limpieza del 90%, el valor del rendimiento óptico pico será solo del 90% de su valor máximo nominal.

Un valor típico del rendimiento óptico pico, $\eta_{opt,0^\circ}$, es aproximadamente 0.75, cuando el grado de limpieza es del 100%.

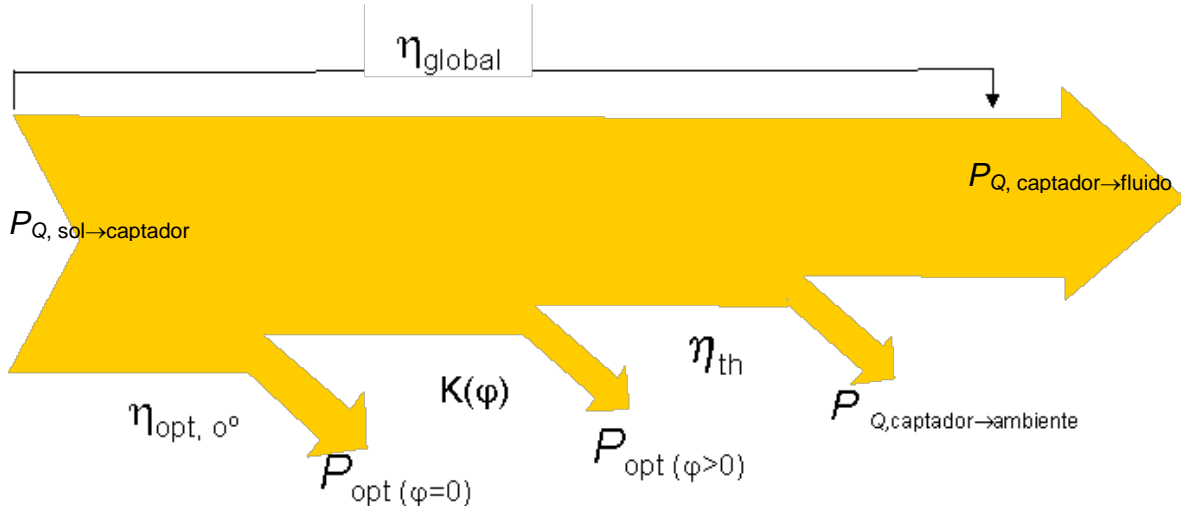


Figura 22. Diagrama de pérdidas y rendimientos en un CCP.

El *modificador por ángulo de incidencia*, $K(\varphi)$, depende directamente del ángulo de incidencia, siendo $K = 1$ para $\varphi = 0^\circ$, y $K = 0$ para $\varphi = 90^\circ$. El valor de $K(\varphi)$ se da en forma polinómica, cuyos coeficientes se determinan experimentalmente (Zarza y Ajona, 1988). Para un captador LS-3, $K(\varphi)$ viene dado por la siguiente expresión (González, Zarza y Yebra, 2001):

$$K(\varphi) = 1 - 2,23073E-4 \times \varphi - 1,1E-4 \times \varphi^2 + 3,18596E-6 \times \varphi^3 - 4,85509E-8 \times \varphi^4 \quad (0^\circ < \varphi < 80^\circ)$$

$$K(\varphi) = 0 \quad (80^\circ < \varphi < 90^\circ)$$

El rendimiento térmico, η_{th} , depende directamente de la temperatura de trabajo del tubo metálico absorbedor, de modo que vale $\eta_{th}=1$ para una temperatura del absorbedor igual a la temperatura de cielo.

8.4 Cálculo práctico de la Potencia Térmica Útil que puede dar un Captador Cilindroparabólico

Desde un punto de vista práctico, y teniendo en cuenta el balance de energía representado en el diagrama de la figura 22, el cálculo de la potencia térmica útil que nos puede suministrar un captador cilindroparabólico, $P_{Q, captador \rightarrow fluido}$, en función de la irradiancia solar directa que incide sobre él, $P_{Q, sol \rightarrow captador}$, y de los parámetros del captador, se calcula mediante (Ec. 17), donde F_e es el factor de ensuciamiento del captador ($0,9 < F_e < 1$).

$$P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{fluido}} = P_{Q, \text{sol} \rightarrow \text{captador}} \cdot \eta_{\text{global}} = A_c \cdot E_d \cdot \cos(\varphi) \cdot \eta_{\text{opt},0^\circ} \cdot K(\varphi) \cdot \eta_{\text{th}} \cdot F_e \quad (\text{Ec. 17})$$

Si se usa la expresión de las pérdidas térmicas en vez del rendimiento térmico, la (Ec. 17) se transforma en la (Ec. 18), de acuerdo con la (Ec. 9):

$$P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{fluido}} = A_c \cdot E_d \cdot \cos(\varphi) \cdot \eta_{\text{opt},0^\circ} \cdot K(\varphi) \cdot F_e - P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{ambiente}} \quad (\text{Ec. 18})$$

La (Ec. 18) es la que se emplea en la fase de diseño de un campo de captadores cilindroparabólicos, de modo que a partir de los parámetros del captador (A_c , $\eta_{\text{opt},0^\circ}$, $K(\varphi)$, d_o , etc.) y de las condiciones de contorno previstas para el punto de diseño (E_d , T_{abs} , φ , T_{amb}) se puede predecir la potencia térmica útil que dará el captador solar cilindroparabólico que estemos considerando.

Debido a la falta de una normativa internacional que establezca criterios universales en relación con el balance de energía y los parámetros de los captadores cilindroparabólicos, a veces hay autores que incluyen en el modificador por ángulo de incidencia el "Cos (φ)", que según el criterio adoptado en este documento interviene en la expresión de la potencia radiante disponible sobre el plano de apertura del captador (ver Ec. 13). En los casos en los que el modificador por ángulo de incidencia ya incluye el Cos (φ), este parámetro no aparece explícitamente en la (Ec. 18), la cual quedaría de la forma expresada en la (Ec. 19):

$$P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{fluido}} = A_c \cdot E_d \cdot \eta_{\text{opt},0^\circ} \cdot K(\varphi) \cdot F_e - P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{ambiente}} \quad (\text{Ec. 19})$$

Un ejemplo del caso anterior lo constituye la expresión del modificador por ángulo de incidencia del captador Eurotrough, dada por la (Ec. 20), que incluye el "Cos (φ)" y por consiguiente se tiene que aplicar la (Ec. 19) en vez de la (Ec. 18) para calcular la potencia térmica útil que nos puede dar un captador Eurotrough.

$$K(\varphi) = \cos(\varphi) - 2,859621\text{E-}5 \cdot \varphi^2 - 5,25097\text{E-}4 \cdot \varphi \quad (\text{Ec. 20})$$

En cualquier caso, lo importante es tener claro el significado de los diversos parámetros que intervienen en el balance de energía de un captador cilindroparabólico. Si dicho significado está claro, no existirá problema alguno a la hora de calcular los diversos rendimientos de un captador cilindroparabólico.

Usando la (Ec. 18) o la (Ec. 19) se puede hacer una representación cualitativa del rendimiento global de un captador cilindroparabólico en función de su temperatura de trabajo, para un ángulo de

incidencia de 0°. Dicha representación se muestra en la figura 23. Puesto que, como ya se ha dicho, para $\varphi = 0^\circ$, $K(\varphi) = 1$, la (Ec. 16) queda en este caso particular de la forma de (Ec. 21):

$$\eta_{global} = \eta_{opt,0^\circ} \cdot \eta_{th} \tag{Ec. 21}$$

Puesto que $\eta_{opt,0^\circ}$ no depende de la temperatura de trabajo, como ya se ha explicado, las pérdidas ópticas permanecen constantes con la temperatura de trabajo, tal y como se indica en la figura 23. El motivo por el que las pérdidas térmicas aumentan más que proporcionalmente con la temperatura de trabajo del captador se debe fundamentalmente a las pérdidas por radiación, las cuales de acuerdo con la ecuación de Stefan-Boltzman dependen de la cuarta potencia de la temperatura.

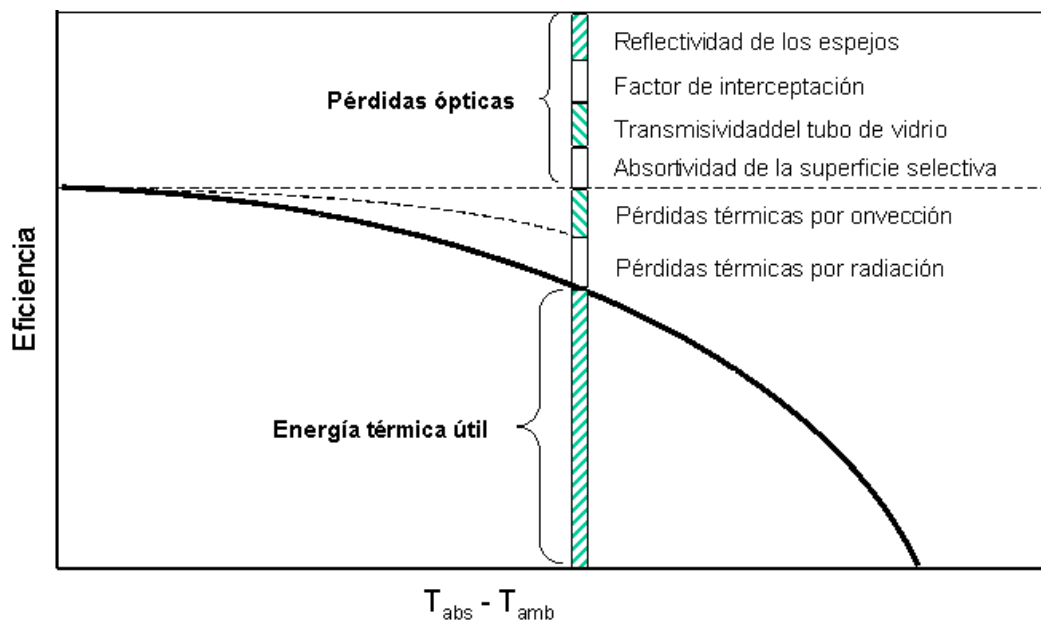


Figura 23. Rendimiento global de un CCP en función de la temperatura, para $\varphi = 0^\circ$.

9. Cálculo del Ángulo de Incidencia en un CCP

Tal y como se ha visto en los apartados anteriores, el ángulo que forman el vector solar y la normal al plano de apertura de un CCP tiene una gran importancia a la hora de calcular la energía útil que dicho captador puede suministrar. En apartados anteriores se ha visto que el ángulo de incidencia, φ , no solo determina qué fracción de la radiación solar directa, E_d , resulta aprovechable para el CCP, $[E_d \times \text{Cos}(\varphi)]$, sino también el área de apertura útil del captador (pérdidas por final de captador, sombreado de los soportes del tubo absorbente, etc.).

Así pues, el cálculo de dicho ángulo de incidencia resulta imprescindible si se desea conocer o predecir el comportamiento térmico de un CCP. Hay que recordar que el ángulo de incidencia depende, entre otros factores, de las coordenadas geográficas (latitud y longitud) del lugar donde se encuentra el CCP, del día del año y de la hora del día.

Partiendo de los datos de entrada necesarios, existen diversos algoritmos para calcular el ángulo de incidencia, siendo el de Michalsky uno de los más extendidos actualmente. En la PSA se ha desarrollado un algoritmo que mejora al de Michalsky y permite conocer las coordenadas del vector solar de una forma más exacta.

A continuación se describen las ecuaciones de cálculo y el proceso para poder determinar el ángulo de incidencia sobre un CCP. El origen de las ecuaciones que se van a mostrar a continuación puede encontrarse en cualquier tratado básico sobre astronomía, y no entra dentro del objetivo de este documento su deducción. Así mismo, las ecuaciones que dan el ángulo de incidencia a partir del vector solar se deducen de un mero análisis trigonométrico que puede realizar el lector fácilmente. Es conveniente tener claro el criterio de signos que se adopta para el sistema de ejes. La figura 24 muestra cual es el criterio seguido aquí. Es fácil encontrar en la literatura especializada otros procedimientos de cálculo basados en un criterio de signos diferente, pero los resultados finales son los mismos.

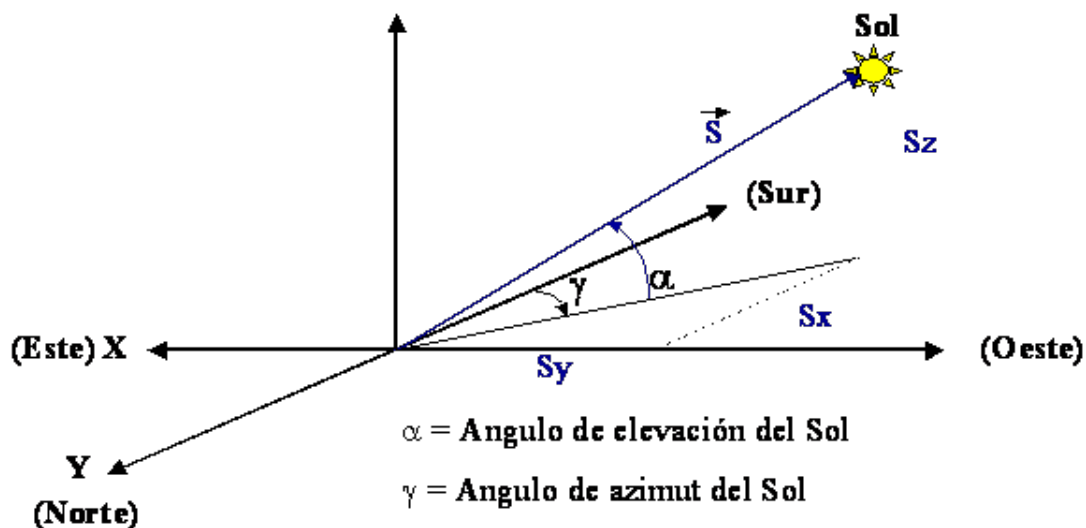


Figura 24. Sistema de ejes adoptado para los cálculos

De acuerdo con la figura 24, el criterio de signos es el siguiente:

- El ángulo de azimut del Sol es positivo desde el Sur hacia el Oeste, y negativo hacia el Este
- El eje X es positivo hacia el Este

- El eje Y es positivo hacia el Norte
- La Longitud geográfica es positiva hacia el Oeste
- La Latitud geográfica es positiva hacia el Norte

El proceso de cálculo a seguir es el siguiente:

1. Primeramente se calcula el ángulo de la declinación, δ , en grados, para el día y el año deseados:

$$\delta = \arcsin \left(\sin(\delta_0) * \sin\left((N - 80) \frac{360}{365.25}\right) \right)$$

donde:

$$\delta_0 = 23.4523 - (0.46845(Y - 1900)/3600)$$

siendo:

Y : el número del año

N : el número del día dentro del año (desde 1 a 365)

2. Se calcula el ángulo horario para la salida y la puesta del Sol, W_s , con el objeto de determinar la hora solar a la que sale, T_{sr} , y se pone, T_{ss} , el Sol en el día elegido (la hora solar es 12 al medio día solar, cuando el azimut es 0°):

$$W_s = \arccos (- \operatorname{tang}(\lambda) * \operatorname{tang}(\delta))$$

$$T_{sr} = 12 - (W_s/15)$$

$$T_{ss} = 12 + (W_s/15)$$

3. Se calculan las coordenadas del vector solar, U_{sx} , U_{sy} , U_{sz} , en función de la latitud del lugar, λ , de la declinación, δ , y del ángulo horario, W , para una hora solar dada, ST :

$$W = 15 * (12 - ST)$$

$$u_{sy} = - \cos\delta \sin\lambda \cos w + \sin\delta \cos\lambda$$

$$u_{sx} = \cos\delta \sin w$$

$$u_{sz} = \sin\delta \sin\lambda + \cos\delta \cos\lambda \cos w$$

4. Se calculan la elevación y azimut del Sol:

$$\alpha_s = \text{arc tang} (U_{sz} / (U_{sx}^2 + U_{sy}^2)^{0.5})$$

$$\gamma_s = \text{arc tang} (U_{sx}/U_{sy})$$

siendo:

α_s : ángulo de elevación del sol

γ_s : ángulo de azimut solar (positivo desde el Sur al Oeste, negativo desde el Sur al Este)

5 Se calcula el ángulo de incidencia teniendo presente que la condición de que el captador esté convenientemente enfocado significa que el eje de rotación del captador, el vector solar y el vector normal al plano de apertura del captador deben estar contenidos en un mismo plano. Teniendo en cuenta esta condición, el ángulo de incidencia puede ser calculado mediante relaciones trigonométricas.

Así, para captadores orientados Este-Oeste o Norte-Sur, se obtienen las siguientes expresiones trigonométricas para el ángulo de incidencia:

- CCP con eje de rotación horizontal, orientado Este-Oeste:

$$\varphi = \arccos\left(\sqrt{1 + \cos^2 \delta * (\cos^2 \omega - 1)}\right)$$

- CCP con eje de rotación horizontal, orientado Norte-Sur:

$$\varphi = \arccos\left(\cos \delta * \sqrt{(\cos \lambda * \cos \omega + \text{tang} \delta * \text{sen} \lambda)^2 + \text{sen}^2 \omega}\right)$$

Es fácil encontrar en la literatura especializada expresiones diferentes, pero todas ellas conducen al mismo valor final para el ángulo de incidencia φ . Aunque existen actualmente otros procedimientos de cálculo mucho más complicados y exactos, que pueden determinar el vector solar con una precisión mayor de la décima de grado, a efectos de cálculos geométricos de eficiencias y pérdidas geométricas en los captadores CCP, las expresiones descritas anteriormente son suficientemente precisas.

10. CONCENTRADORES LINEALES FRESNEL

Los Concentradores Lineales Fresnel, CLF, son una tecnología que aún está en pleno desarrollo tecnológico, ya que hasta hace pocos años no ha habido empresas interesadas en su explotación comercial. Estos concentradores solares tienen un cierto carácter híbrido entre los captadores cilindropar-

rabólicos y los sistemas de receptor central, y nacieron con el fin de lograr una tecnología que permitiese reducir el coste de la electricidad de origen solar térmico. Puesto que el grado de concentración que permiten obtener estos sistemas es similar al de los captadores cilindroparábolicos, sus temperaturas de trabajo también son similares.

No obstante, hay diferencias funcionales entre ambos sistemas. La influencia de ángulo de incidencia es más acusada en un CLF, lo que reduce su rendimiento óptico. Este inconveniente se ve, al menos en teoría, compensado por un menor coste de inversión debido principalmente a:

- espejos y estructuras soporte más ligeras y económicas
- sistema receptor más económico debido a la ausencia de soldaduras vidrio-metal y vacío
- limpieza de los espejos más fácil debido a que los espejos están a poca altura (menores costes de operación y mantenimiento)
- mejor utilización del terreno (60%-70%), frente al 33% de los CCP y sistemas de torre

En el año 2014 había dos grandes empresas internacionales promoviendo el desarrollo comercial de los CLF:

1. AREVA: empresa francesa que absorbió a la empresa de origen australiano AUSRA, pionera en la tecnología de concentradores lineales Fresnel. AREVA poseía una planta piloto de 5 MWe en Kimberlina (EEUU) y utilizaba receptores multi-tubulares sin vacío, y sistemas de giro de los espejos mediante aros motrices. La figura 23 muestra un pequeño prototipo de este tipo instalado en la central eléctrica de Liddell (Australia)
2. Asea Brown Boveri (ABB): empresa que compró la mayoría de las acciones de la empresa alemana NOVATEC, con el fin de explotar comercialmente la tecnología de concentrador Lineal Fresnel que dicha empresa había desarrollado. Utilizan un receptor monotubular, y el giro de los espejos es mediante cadenas de transmisión y engranajes. La figura 24 muestra una vista de la planta Puerto Errado-II que NOVATEC y ABB instalaron en la provincia española de Murcia en el año 2010.

Pero en 2014 AREVA anunció que cerraba su Departamento de Centrales Termosolares, quedando solamente la empresa ABB como impulsora de esta tecnología. Aunque las expectativas de reducción de costes que, desde un punto de vista teórico, tienen los CLF son excelentes, no hay que olvidar que aún no se dispone de suficientes datos reales obtenidos en plantas que funcionen bajo condiciones solares reales. Esto se debe a que a finales del año 2013 solo existían tres plantas comerciales en el mundo: las dos plantas, de 1,4 y 30 MWe respectivamente, situadas en la provincia española de Murcia (Puerto Herrado-I y Puerto Herrado-II), y la planta de 5 MWe construida en Kimberlina (EEUU). Una planta de 100 MWe construida por AREVA en India (la planta Reliance) y que estaba casi

terminada a finales de 2013 encontró muchos problemas para su puesta en marcha, por lo que en el año 2014 no se encontraba totalmente operativa.



Figura 25. *Figura 23: Prototipo de CLF existente en la Central eléctrica de carbón de Liddell (Australia)*



Figura 26. *Figura 24: Vista del campo solar de la planta Puerto Herrado-II (Murcia, España).*

Aunque actualmente se están promoviendo más centrales termosolares con CLF en Australia, no parece esperable que a corto plazo esta tecnología tenga una gran expansión comercial, al menos hasta que se obtengan datos experimentales suficientes que muestren la realidad de esta tecnología en lo relativo a costes de inversión, eficiencias y costes de operación y mantenimiento.

Actualmente, ABB están intentando mejorar la tecnología CLF para aumentar su rendimiento y reducir el coste de la electricidad producida con esta tecnología. El mayor esfuerzo lo está dedicando a mejorar el tubo receptor usado en sus respectivos diseños, para conseguir aumentar la temperatura de trabajo sin penalizar el rendimiento global del sistema por un aumento importante de las pérdidas térmicas.

11. Bibliografía

1. Ajona, J.I.; et all. " Solar Thermal Electricity Generation. Lectures from the Summer School at the Plataforma Solar de Almería". Libro editado por el CIEMAT en 1999. ISBN: 84-7834-353-9.
2. Blanco, M.; Alarcón, D.; López, T. Computing the Solar Vector. *Solar Energy*, Vol. 70, No. 5, 2001: pp. 431 -441.
3. Blanco, M.; Romero, M.; "Análisis de Medidas de Apoyo para la Viabilidad Económica de las Centrales Eléctricas Termosolares en el Mercado Español". Informe Técnico TRC-GEN-IN-C01, Plataforma Solar de Almería.
4. Duffie, J.A.; Beckman, W.A.; (1980) "Solar Engineering of Thermal Processes". Libro editado por John Willey & Sons. New York, 1980
5. Eickhoff. M. "Collector efficiencies of the DISS collectors". Informe técnico del proyecto DISS, Ref.: DISS-SC-SF-26. Plataforma Solar de Almería, September 2000.
6. García, G.; Egea, A. Sun Tracking Local Control EuroTrack2000: Technical Characteristics. Informe interno R01/01GG AE. Almería, España, Plataforma Solar de Almería, 2001.
7. González, L.; Zarza, E.; Yebra, L. Determinación del Modificador por Angulo de Incidencia de un captador solar LS-3, incluyendo las pérdidas geométricas por final de captador. Informe técnico DISS-SC-SF-30. Almería, España, Plataforma Solar de Almería, 2001.
8. Klais, H.; Staiss, F. (eds.). "Solarthermische Kraftwerke für den Mittelmeerraum (Band 1+2)". Libro impreso por Springer-Verlag Berlin, Heidelberg, New York, 1992.
9. Kutscher, C.F.; Davenport, R.L.; Dougherty, D.A.; Gee, R.C.; Masterson, P.M.; Kenneth, E. Design Approaches for Solar Industrial Process-Heat Systems. Informe Técnico SERI/TR-253-1356. Golden (Colorado), EEUU, Solar Energy Research Institute. 1982.
10. Rabl, A. (1985); "Active Solar Collectors and Their Applications". Libro editado por Oxford University Press. New York, 1985
11. Zarza, E.; Ajona; J.I. "Overall Thermal Loss Coefficient and Incident Angle Modifier for an ACUREX 3001 DCS: Application to the Control System". In: *BLOSS, W.H.; PFISTERER, F., eds. Advances in solar energy technology. V.2. Proceedings of the ISES conference held in Hamburg on 13-18 September 1987, Hamburg, F.R. Germany 1987. Oxford, Pergamón Press. 1988: pp. 1649 - 1653*