INDICE

ANES

ISES

LA REVISTA SOLAR

PUBLICACIÓN DE LA ASOCIACIÓN NACIONAL DE ENERGÍA SOLAR (ANES) NÚMERO 38 MARZO 1999
SECCIÓN MEXICANA DE LA *INTERNATIONAL SOLAR ENERGY SOCIETY* (ISES)

PANORAMA INTERNACIONAL DE LAS TECNOLOGÍAS TERMOSOLARES A CONCENTRACIÓN

CONCENTRACIÓN SOLAR ÓPTIMA CON ESPEJOS PARABÓLICOS SIMPLES

PLANTAS SOLARES DEL INSTITUTO DE INGENIERÍA

Asociación Nacional de Energía Solar, A. C.
Cd. Universitaria, Apartado Postal 70-472
Coyoacán, 04510 México, D. F.

La Revista Solar

Número 38
Marzo de 1999

ANES

IX Consejo Directivo Nacional
1996 - 1998

Dr. Claudio Alejandro Estrada Gasca
Presidente
Tel. 91 (73) 25-0044 y 25-0018
E-mail: ceg@mazatl.cie.unam.mx

Dr. Roberto Best Brown
Vicepresidente
Tel. 91 (73) 25-0044 y 25-0018
E-mail: rbb@mazatl.cie.unam.mx

Dr. Rubén José Dorantes Rodríguez
Secretario General
Tel. 91 (5) 723-5939
E-mail: rjdr@hp9000a1.uam.mx

Ing. Rodolfo Martínez Strevel
Tesorero
Tel. 91 (5) 513-4297
E-mail: strevel@data.net.mx

Dr. Wilfrido Rivera Gómez F.
Secretario de Publicaciones
Tel. 91 (73) 25-0044
E-mail: wrgf@mazatl.cie.unam.mx

M. en I. Eduardo Rincón Mejía
Secretario de Vocalías Técnicas
Tel. 91 (72) 14-0855
E-mail: erincon@coatepec.uaemex.mx

Dr. Jaime Cervantes de Gortari
Secretario de Asuntos Internacionales
Tel. 91 (73) 25-0044
E-mail: jgonzalo@mazatl.cie.unam.mx

Ing. María Dolores Durán García
Secretario de Secciones Regionales
Tel. 91 (72) 14-0855
E-mail: mddg@coatepec.uaemex.mx

Ing. Norberto Chargoy del Valle
Secretario Técnico
Tel. 91 (5) 622-8138
E-mail: ncv@pumas.iingen.unam.mx

D.I. Adrián H. Oskam Voorduin
Secretario de Organización
Tel. 91 (73) 25-0044 y 25-0018
E-mail: aov@mazatl.cie.unam.mx

Dra. Gabriela Alvarez García
Secretario de Relaciones
Tel. 91 (73) 12-7613
E-mail: cenidet2@infosel.net.mx

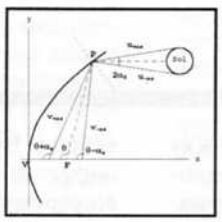
Ing. J. Armando Saldaña Hermosillo
Secretario de Asuntos Industriales
Tel. 91 (73) 14-3042

CONTENIDO

Mensaje del Presidente 2

Editorial 2

Panorama Internacional de las Tecnologías Termosolares a Concentración 3



Concentración Solar Óptima con Espejos Parabólicos Simples 11

Plantas Solares del Instituto de Ingeniería 17

Foto de la portada:
Campo de Helióstatos Laboratorios Nacionales de Sandía. Albuquerque NM, USA

Cortesía:
Claudio Estrada

LA REVISTA SOLAR, publicación trimestral de la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES) de México. Apartado Postal 20-633, 01000 México, D.F. Los artículos firmados son responsabilidad de los autores y no necesariamente reflejan la posición oficial de la Asociación. Certificado de Licitud de Título núm. 2148. Certificado de Licitud de Contenido núm. 1357. Se autoriza la reproducción de la información si se cita la fuente.

Diseño y Formación: Ruth Merino. Atmospheric Systems. Tel. (73) 28 11 27

Mensaje del Presidente

VARIOS ESTUDIOS PROSPECTIVOS SOBRE EL desarrollo energético sustentable, como los del Consejo Mundial de Energía, Naciones Unidas y Shell sostienen que los combustibles fósiles son muy importantes en la estructura energética mundial, pero alcanzarán su cima de crecimiento en el año 2020. Estos estudios predicen que para el año 2050 entre el 20 y el 50 % del suministro de energía primaria del mundo provendrá de las fuentes de energías renovables, y que en Europa, en el año 2010, dicho suministro deberá ser del 15 %. Esto, ¿qué significaría en el caso de México?. Bueno, sabemos que en la actualidad, la potencia instalada del país es de 35 000 MWe y se espera que para el año 2010 se tendrán del orden de 58 000 MWe. Esto es, en los próximos 12 años se deberán instalar 23 000 MWe (66 % más de lo ya instalado), de los cuales, 8 700 MWe deberían ser con tecnologías de energías renovables no convencionales, si se supone el 15 % europeo.

Estos 8 700 MWe podrían ser generados por varias tecnologías de energías renovables, en particular, por las tecnologías termosolares de potencia, que son todas tecnologías de concentración solar. Estas tecnologías utilizan la radiación solar directa como fuente primaria de energía y en la república mexicana se cuenta abundantemente con este recurso. Debido a su baja latitud (15° a 32°) y a su clima, México recibe energía solar de alta calidad en más de la mitad de su territorio, esto es, recibe del orden de un kilowatt de potencia por cada metro cuadrado normal a los rayos del Sol. Esto hace que estas tecnologías pueden ser aprovechadas ampliamente en el país. La superficie de tierra que se requeriría para instalar plantas termosolares para generar los 8 700 MWe de potencia, suponiendo que las plantas tienen una eficiencia de conversión de energía solar a energía eléctrica de 10% y un factor de 2.75 para evitar perdidas por sombreado entre los espejos, sería de 239 Km^2 o sea un circulo de 8.7 Km de radio. Plantas termosolares de potencia instaladas en un circulo de 22.5 Km de radio podrucirían los 58 000 MWe que el país requerirá para el año 2010. Solo como referencia, la ciudad de México podría caber en un circulo de 15 Km de radio.

Basten sólo estas cifras para indicar la importancia del recurso solar en México y la necesidad de que se investiguen y desarrollen tecnologías de punta que aprovechen esta energía y que se impulse el uso de las tecnologías ya existentes. Este número de La Revista Solar lo dedicamos a mostrar los esfuerzos de investigación que algunos mexicanos vienen haciendo para avanzar en el desarrollo de estas tecnologías.

CLAUDIO A. ESTRADA GASCA
PRESIDENTE

Editorial

LAS PLANTAS TERMOSOLARES PARA LA GENERACIÓN de electricidad, pueden ser una alternativa en regiones geográficas donde se cuente con alta insolación, ya que no solamente tienen ventajas desde el punto de vista ambiental, si no que también, pueden tener un costo de producción competitivo comparado con otras tecnologías convencionales, además de poder ser diseñadas para muy diversas capacidades. Es por lo anterior que en este número de la Revista Solar se presentan tres artículos con los cuales se espera que el lector tenga un conocimiento, al menos de manera general, de lo que son las plantas termosolares a concentración, cual es el estado del arte que guardan estas tecnologías a nivel internacional y cuales son algunos de los proyectos que se han realizado en México.

En el primer artículo de esta revista, se presenta el panorama internacional de las tecnologías termosolares a concentración cuyo potencial de aplicación es prometedor. En éste, se describen de manera breve las diversas tecnologías, sus antecedentes y su estado actual a nivel internacional. Además, se presentan algunos datos económicos importantes al respecto y se hace un análisis de las perspectivas que tienen estos sistemas desde diversos puntos de vista.

El segundo artículo es de carácter técnico y trata sobre la concentración solar óptima con espejos parabólicos simples. En él, se presentan ecuaciones muy simples para realizar el estudio geométrico de la reflexión de los rayos en espejos solares y así poder optimizar el diseño de los colectores concentradores parabólicos.

En el tercer artículo se da un panorama general de las investigaciones realizadas sobre plantas termosolares en el Instituto de Ingeniería de la UNAM. En este artículo, se describen primeramente las plantas termosolares de 1 y 10 kW instaladas en dicha institución y posteriormente se hace una descripción de los sistemas de generación directa de vapor, los cuales tienen la ventaja de no requerir aceite e intercambiadores de calor para su funcionamiento, además de poder operar a temperaturas mayores a 400°C incrementando con todo esto la eficiencia del sistema.

Esperando que los artículos aquí presentados sean de su completo interés, a nombre del IX Consejo Directivo de la ANES les extiendo una cordial invitación para que sigan colaborando con esta su Revista Solar, ya sea con el envío de artículos o bien con sus comentarios y opiniones.

WILFRIDO RIVERA GÓMEZ F.
EDITOR

PANORAMA INTERNACIONAL DE LAS TECNOLOGÍAS TERMOSOLARES A CONCENTRACIÓN

C. Ramos B. y J. Huacuz V.
Instituto de Investigaciones Eléctricas. Unidad de Energías No Convencionales.
Av. Reforma No. 113. Col. Palmira. 62490 Temixco, Morelos, México.

EN LOS ESCENARIOS ENERGÉTICOS A NIVEL mundial se estima que la humanidad continuará con una fuerte dependencia de los combustibles fósiles. En el ámbito eléctrico se pronostica que para finales del siglo se requerirán alrededor de 600 GWe adicionales a la capacidad mundial de generación instalada [1]. Esta capacidad, según las previsiones, se mantenderá con un consumo de combustibles fósiles del 90%, estimándose que las emisiones de bióxido de carbono a la atmósfera aumentarán casi 30% al año 2000.

La respuesta para minimizar los efectos nocivos al medio ambiente, deberá traer consigo cambios importantes en el uso de combustibles fósiles y en los esquemas de generación. Es en este último aspecto donde los países más avanzados están desarrollando tecnologías benignas con el medio ambiente, tanto para autoconsumo como para establecer nuevos mercados de exportación hacia países en desarrollo. En este contexto existe una experiencia de poco más de dos décadas a lo largo de las cuales varios países han establecido programas de Investigación y Desarrollo para la generación de electricidad a través de sistemas solares utilizando la ruta termodinámica [1,2,3,4].

Sobresalen tres tecnologías cuyo potencial de aplicación es prometedor: Receptor Central (RC), Canal Parabólica (CP) y Plato Parabólico (PP) [5]. El principio de operación de las tres tecnologías es similar, y se basa en la concentración de los rayos del sol por medio de espejos para lograr altas temperaturas en un proceso cuyo fin es mover máquinas, principalmente turbinas, acopladas a generadores eléctricos para producir electricidad.

En la tecnología de RC una gran cantidad de espejos, llamados helióstatos, concentran la radiación solar en un receptor ubicado en la parte alta de una torre en la cual se calienta un fluido de trabajo a temperaturas que van de los 500 a los 1000 °C.

En las CP, los espejos en forma de canal siguen al sol en un solo eje y concentran la radiación solar sobre un tubo colocado en el foco de la parábola formada por el espejo. El fluido, que pasa por el interior del tubo usualmente un aceite térmico, alcanza temperaturas cercanas a los 400 °C.

En los PP los espejos tienen foma de paraboloide para concentrar los rayos del sol sobre un punto donde se ubica el receptor. Ahí típicamente se calienta un gas (helio, hidrógeno) a temperaturas que van desde los 650 a los 800 °C.

Las Tecnologías Termosolares a Concentración (TTC) tienen otras aplicaciones además de la generación de electricidad: desalación de agua, suministro de calor para procesos industriales, y procesamiento de productos minerales y petroquímicos, entre otras.

La abundancia y las características de la radiación solar en México hacen pensar en una gran variedad de aplicaciones de las TTC; desde pequeñas instalaciones para el suministro eléctrico con PP en zonas remotas, hasta enormes plantas para producir agua dulce a partir de agua de mar y abastecer ciudades enteras en el noroeste del país.

La aplicación masiva de estas tecnologías es una cuestión de tiempo y de dinero. Los desarrollos aún no alcanzan el punto en que estas tecnologías puedan competir económicamente con sus contrapartes convencionales, pero se están acercando a él. Su competitividad depende en gran parte del costo que la sociedad esté dispuesta a asumir para evitar que el uso de combustibles fósiles siga dañando al ecosistema. El propósito de este artículo es presentar una breve semblanza del estado que guardan estas tecnologías en el mundo.

ANTECEDENTES Y ESTADO ACTUAL

Receptor Central

El concepto de RC fue propuesto a mediados de la década de los 50 por investigadores de la antigua Unión Soviética (figura 1, versión actual del concepto). Sin embargo, fue hasta las décadas de los 50 y los 60 cuando se inició formalmente el desarrollo de esta tecnología, mediante la implementación de pequeñas instalaciones experimentales para la prueba de componentes, principalmente helióstatos y receptores, en Italia, Francia y Japón.

Francia dió el primer paso importante en el desarrollo de concentradores con el horno solar de Odeillo destinado a realizar ensayos químicos. A finales de la década de los 70 en los Estados Unidos se instalaron dos estaciones experimentales, CRTF (Central Receiver Test Facility) y ACTF (Advanced Components Test Facility), con el objetivo de probar componentes e impulsar el desarrollo de la tecnología de RC. Israel cuenta con una de las instalaciones más recientes destinadas a la experimentación con reacciones químicas a altas temperaturas y prueba de receptores enfriados con aire [1]. A principios de la década de los 80 se observó en el mundo un fuerte desarrollo de la tecnología de RC para generación eléctrica con la cons-

trucción de 7 plantas piloto con potencias en el rango de los 0.5 hasta los 10 MW. Los países que más contribuyeron a este desarrollo fueron Estados Unidos, Francia, Italia, Alemania España, Japón y la Unión Soviética. En la tabla 1 se relacionan estas plantas piloto. En esta etapa de desarollo no se evaluó la viabilidad económica de las plantas, pero todas ellas fueron interconectadas a las redes eléctricas de cada país con resultados satisfactorios [5]. Algunas de estas plantas se encuentran todavía operando como estaciones de prueba para el desarrollo de componentes avanzados, pero otras ya fueron desmanteladas y la actividad en los países correspondientes es relativamante poca.

Figura 1. Planta de Receptor Central

Las instalaciones piloto han servido para ganar experiencia en la operación y mantenimiento de estas plantas y en el desarrollo de los helióstatos ya que la economía de estas plantas está fuertemente influenciada por el costo de esta componente. Todos los helióstatos de las plantas piloto fueron hechos con espejos de vidrio a base de plata, excepto la SES 5 que utilizó vidrio aluminizado. Las áreas de espejo de los helióstatos no rebasaron los 54 m^2.

En la mayoría de estas plantas se utilizó agua como fluido térmico en el receptor, excepto en la planta francesa que utilizó una mezcla de sales fundidas y en la planta de la Agencia Internacional de la Energía que utilizó sodio líquido. En algunos ensayos asociados a plantas piloto (CESA-1) o estaciones experimentales (CRTF) se probaron otros fluídos como aire y sales fundidas. Al finalizar las pruebas de operación e interconexión a la red eléctrica española de la planta CESA-1, se utilizó la torrre y el campo de helióstatos para llevar a cabo el proyecto GAST [11], consistente en la prueba de un receptor metálico y cerámico enfriado con aire a temperaturas por encima de los 800 °C. Con base en esta experiencia se propuso a finales de la década de los 80, con la participación de empresas privadas europeas y de Estados Unidos, el proyecto llamado Phoebus el cual consistió en una planta de RC con receptor volumétrico enfriado por

TABLA 1. RELACIÓN DE PLANTAS PILOTO DE RC EN EL MUNDO

Instalación	País	Patrocinador	Potencia	Años de operación	Estado
Solar One	EUA	Departamento de Energía y Empresas eléctricas privadas	10 MW_e	1982-88	Reconfigurada[1]
Eurelios	Italia	Comisión de Comunidades Europeas, Francia, Italia y Alemania	1 MW_e	1981-84	Desmantelada
CESA-1	España	Ministerio de Industria y Energía	1.2 MW_e	1983-84	Reconfigurada[2]
IEA/SSPS CRS	España-AIE	Agencia Internacional de la Energía (nueve países miembros[3])	0.5 MW_e	1981-86	Reconfigurada[4]
SES-5	Rusia	Agencias gubernamentales	5 MW_e	1983-?	?
Sunshine	Japón	Agencia de Ciencia Industrial y Tecnología y el Ministerio de Industria y Comercio Internacional	1 MW_e	1981-86	Desmantelada
Themis	Francia	Electricidad de Francia (EDF), Agencia para el Manejo de la Energía	2.5 MW_e	1983-86	?

1 Actualmente en experimentación con un receptor enfriado con sales fundidas, en proyecto denominado Solar Two.
2 Actualmente utilizada como centro de experimentación de receptores y desarrollo de helióstatos.
3 Austria, Bélgica, Alemania, Grecia, Italia, España, Suecia, Suiza y Estados Unidos.
4 Actualmente utilizada para la prueba de receptores y desarrollo de helióstatos.
? Se desconoce la información.

aire y con una potencia de 30 MW_e [8]. En la estación experimental CRTF se lograron importantes avances en el uso de sales fundidas como fluido de enfriamiento de receptores, en un proyecto llamado Molten Salt Electric Experiment (MSEE) con propósitos de determinar los rangos seguros de operación e identificar áreas críticas de desarrollo. Los resultados fueron satisfactorios y la base de información sirvió para tomar la determinación de promover el uso de las sales fundidas [5], dando pie al proyecto Solar Two (figura 1), en el cual el almacén y el receptor de la instalación Solar One fueron sustituidos por otros que utilizan sales fundidas. Actualmente se están realizando pruebas y se espera que estas continuen hasta finales de 1998. Existen estudios y análisis técnico-económicos que sugieren que el tamaño óptimo de las plantas de RC no será menor de 100 MW_e.

Plato Parabólico

A finales de la década de los 70, esta tecnología inició su desarrollo encaminado hacia la generación de electricidad y producción de energía térmica, (figura 2).

Mucha de la experiencia adquirida en RC sirvió para adelantar significativamente esta tecnología especialmente lo relacionado con las superficies reflejantes y mecanismos de direccionamiento. La etapa inicial de desarrollo de los PP se ha centrado en la prueba del concepto y evaluación de su funcionamiento. En la tabla 2 se muestran los primeros desarrollos de platos con algunos datos sobre sus principales componentes. El período de diseño, construcción, operación y evaluación de estas primeras instalaciones abarca desde 1977 hasta 1985.

En una segunda etapa, entre 1984 y 1988, el desarrollo se orientó a la disminución de costos. Los desarrrollos más sobresalientes en esta etapa se describen en la tabla 3. La mayoría de estos desarrollos se llevaron a cabo sin financiamiento gubernamental. Se observa ya un mayor tamaño de los concentradores y se pone énfasis en la viabilidad técnica de los PP para generar electricidad con máquinas Stirling.

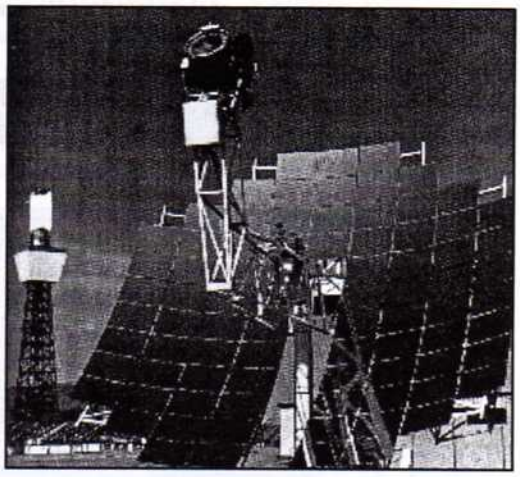


Figura 2. Plato Parabólico

Con objeto de probar nuevos materiales para espejos y diseños estructurales avanzados el Departamento de Energía de los Estados Unidos lanzó un programa de apoyo al desarrollo de los PP. Paralelamente en Alemania la compañía privada, Schlaich Bergermann und Partner, se incorporó al desarrollo de los PP [6]. En la tabla 4 se resumen algunas características de los principales desarrollos de esta última generación de PP. Los resultados han sido parcialmente satisfactorios y se trabaja en la solución de algunos problemas técnicos, principalmente en fallas estructurales y rendimientos menores a los esperados.

TABLA 2. PRIMERA GENERACIÓN DE PP

Instalación	País	Fabricante	Diámetro y área concentrador	Número de Unidades	Propósito
Test Bed Concentrator	EUA	Energy Systems (EUA)	11 m, 97 m^2	2	Pruebas para futuros desarrollos
Shenandoah	EUA	Solar Kinetics (EUA)	7 m, 38 m^2	114	Generación centralizada (electricidad 400 kW_e, calor de proceso y aire acondicionado 2000 kW_t)
Sulaibyah	Kuwait	Messerschmit Bolkow-Blohm (MBB), Alemania	5 m, 18 m^2	56	Bombeo de agua (100 kW_e) y desalación (400 kW_t)
White Cliffs	Australia	Australian National Unv.	5 m, 20 m^2	14	Generación centralizada (electricidad 25 kW_e)

Actualmente se hacen esfuerzos para promover comercialmente esta tecnología. El Departamento de Energía y empresas privadas de los Estados Unidos se unieron en 1992 en un programa de riesgo compartido, consistente en el desarrollo de dos platos de 7.5 y 25 kW_e. Del primero se construyeron varias unidades y del segundo sólo una [2]. Por razones no técnicas Cummins decidió retirarse del programa y vendió todos sus activos a una empresa de Turkía. Las actividades principales de este programa están orientadas hacia la obtención de una base de datos de funcionamiento y de costos. Igualmente los esfuerzos continuan en la Plataforma Solar de Almería patrocinados por los gobiernos de España y Alemania, así como empresas privadas europeas.

TABLA 3. SEGUNDA GENERACIÓN PP

Desarrollo	País	Fabricante	Diámetro y área concentrador	Número de unidades	Propósito
Vanguard	EUA	Advanco	10.6 m, 91 m^2	2	Gen. eléc.[1] 25 kW_e
MDC/USAB	EUA	McDonnelll Douglas	11 m, 91 m^2	6	Gen. eléc. 25 kW_e
LEC-460	EUA	LaJet Energy Co.	9.5 m, 43 m^2	700	Gen. eléc.4.9 MW_e
PKI	EUA	Power Kinetics	13.2 m, 135 m^2	1	Prototipo exp.

1 Esta instalación tiene el record mundial de haber obtenido hasta ahora la más alta eficiencia de conversión solar-eléctrica de 29.4% utilizando una máquina térmica operando bajo un ciclo termodinámico Stirling. La máquina térmica fue fabricada por United Stirling AB de Suecia (USAB 4-95).

TABLA 4. ÚLTIMA GENERACIÓN DE PP

Desarrollo	País	Fabricante	Diámetro y área concentrador	Número de unidades	Propósito
Acurex	EUA	Acurex Company	15 m, 177 m^2	1 (inst.)[3]	Prueba
LaJet	EUA	LaJet Energy Company	19.6 m, 164 m^2	1 (inst.)	Prueba
SKI	EUA	Solar Kinetics	14 m, 154 m^2	Incompleta	Prueba
CPG-460	EUA	Cummins Power Generating Inc.	9.6 m, 43.8 m^2	6 (inst.) 17 (futuras)	Generación eléctrica 7.5 kW_e
CPG-25	EUA	Cummins Power Generating Inc.	15.2 m, 160 m^2 (aprox.)	1 (inst.)	Generación eléctrica 25 kW_e
SAIC-STM-25	EUA	Science Applications International Corp.	-	1 (inst.) 5 (futuras)	Generación eléctrica 25 kW_e
ANUTech (Big Dish)	Australia	Autralian National Univ.	25 m, 400 m^2	1 (inst.)	Generación eléctrica 50 kW_e
SBP	España	Schlaich Bergermann und Partner	7.5 m, 44.2 m^2	5 (inst.)	Generación eléctrica 9 kW_e[2]
SPB	España	Schlaich Bergermann und Partner	8.5 m, 56.7 m^2	3 (inst.)	Generación eléctrica 10 kW_e
SBP	Riyadh, Saudi Arabia	Schlaich Bergermann und Partner	17 m, 227 m^2	3 (inst.)	Generación eléctrica y prueba[1]

1 Sólo dos unidades fueron probadas en Riyadh, Saudi Arabia, una tercera fue instalada en un laboratorio del DLR (Organismo de Investigación Alemán) cerca de Stuttgart.
2 Sólo 3 unidades fueron probadas en España y las otras 2 en Alemania
3 (inst.) unidades instaladas

Canal Parabólica

Con la tecnología de CP se ha logrado la mayor capacidad de generación eléctrica instalada en plantas con energía solar (figura 3), y la experiencia ganada para propósitos de generación de calor de proceso también ha sido importante. Es de hecho donde a finales de la década de los 70 estuvieron enfocados los esfuerzos iniciales de desarrollo, principalmente en los Estados Unidos [2].

En los primeros proyectos se planteo la necesidad de investigar sobre los componentes principales de la tecnología y su integración. Algunos de estos proyectos llegaron a realizarse y fueron construidos y probados en dos estaciones de prueba conocidas como STF (Subsystem Test Facility) y CMFT (Collector Module Test Facility) ubicadas en Albuquerque, NM. Los resultados de estos primeros experimentos sirvieron de base para implementar entre 1979 y 1982 un proyecto lidereado por los Laboratorios Sandia, llamado Performance Prototype Trough Development. Los objetivos de este proyecto fueron: mejorar el funcionamiento de los sistemas, mejorar la vida útil de componentes y hacer compatibles los diseños de componentes con procesos industriales de producción en masa. A partir de aquí se llevaron a cabo una serie de proyectos enfocados para suministrar calor de proceso industrial a temperaturas hasta de 300 °C [5] y generación de energía eléctrica con propósitos de riego agrícola (150 kWe, en Arizona, EUA).

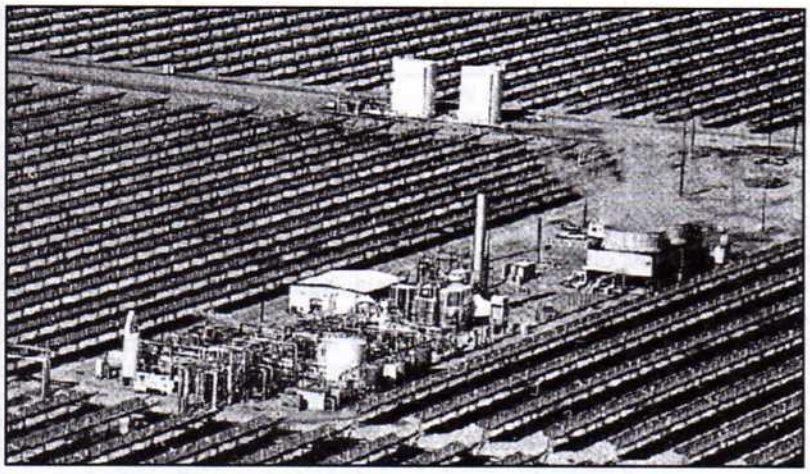


Figura 3. Vista Aérea de una Planta de Canal Parabólica

Un proyecto que proporcionó gran cantidad de información de apoyo a la generación eléctrica con CP fue el proyecto desarrollado en 1981 por la Agencia Internacional de la Energía. La planta llamada IEA-DCS (International Energy Agency-Distributed Collector System) ubicada en Tabernas, España, operó desde 1981 hasta 1986. El campo colector estaba compuesto por dos tipos de concentradores, uno fabricado por la compañía estadounidense Acurex con seguimiento en un eje, y el otro por la compañía alemana MAN, con seguimiento en dos ejes. Los resultados fueron menores que los esperados; por ejemplo, la eficiencia neta de la planta propuesta del 9% no superó el 2.5%. Sin embargo, quedaron establecidas algunas conclusiones importantes para los futuros desarrollos [5].

Desde 1984 hasta 1991 la tecnología de CP estuvo en auge gracias a los esfuerzos del consorcio estadounidense - israelí Luz International Ltd. La capacidad de las plantas de CP con propósitos de generación eléctrica evolucionó desde 14 MWe hasta 80 MWe. Previo a la construcción de estas plantas, la compañía Luz desarrolló componentes en su estación de pruebas y construyó y operó dos plantas para producción de calor de proceso en Israel.

Las nueve plantas que actualmente se encuentran operando en el estado de California, EUA, totalizan 350 MWe de capacidad instalada. Estas plantas son conocidas como SEGS (Solar Electric Generating Systems). El punto clave para la construcción de estas plantas ocurrió cuando la compañía Luz negoció un contrato en 1983 por venta de electricidad con la empresa Southern California Edison al amparo de la ley PURPA (Public Utility Regulatory Policy Act) establecida para incentivar el uso de las energías renovables en el sector eléctrico de los Estados Unidos.

En la tabla 5 se muestra la evolución de estas plantas y algunas características operacionales. De las nueve plantas existentes sólo la SEGS I contó con un almacenamiento de energía de 3 horas de duración y se sincronizó a la red eléctrica en diciembre de 1984. A Partir de la SEGS II, se incorporó a las plantas un calentador a base de gas natural en paralelo con el campo solar. Además, se adicionó un sobrecalentador solar para proporcionarle a la planta la capacidad de generar en modo solar de manera más satisfactoria. La utlización de gas natural fue limitada a un 25% del total de calor de entrada debido a las regulaciones del gobierno de los EUA. En 1989 y 1990 la compañía Luz decidió incrementar la capacidad de sus plantas por lo que la SEGS VIII y IX tienen una capacidad de 80 MWe cada una. La construcción de una décima planta fue abortada por la desaparición de Luz International del mercado. No obstante las plantas continuan en operación manejadas por la empresa eléctrica estadounidense SCE [2,9].

ECONOMÍA Y PERSPECTIVAS DE LAS TECNOLOGÍAS

Los esfuerzos realizados para el desarrollo de las TTC han sido importantes. La participación de fondos gubernamentales y de capital privado en la investigación y desarrollo se ven reflejados en una mayor infraestructura material y humana. La existencia de poco más de 350 MW_e instalados en el estado de California en Estados Unidos y la creación de programas de riesgo compartido, gobierno-empresas privadas, parecen indicar que el futuro de las TTC es cada vez menos incierto. Aún con los bajos precios actuales del petróleo, el ahorro energético sigue siendo una preocupación mundial, junto con el cuidado del medio

TABLA 5. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS PLANTAS SEGS

Característica	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
Potencia nominal (MW_e)	13.8	30	30	30	30	30	30	80	80
Area de terreno (10^3m^2)	290	670	800	800	870	660	680	1620	1690
Area reflejante (10^3m^2)	83	190	230	230	251	188	194	464	484
Temp. salida colectores (°C)	307	321	349	349	349	391	391	391	391
Eficiencia turbina (%)									
Modo solar	31.5[1]	29.4[2]	30.6	30.6	30.6	37.6[4]	37.6	37.6	37.6
Modo gas natural	-	37.3	37.3[3]	37.3	37.3	39.5	39.5	37.6[5]	37.6
Condiciones de entrada turbina									
Modo solar:									
Presión (bar)	35.3	27.2	43.5	43.5	43.5	100	100	100	100
Temperatura (°C)	415[1]	360	327	327	327	371	371	371	371
Funcionamiento (punto de diseño):									
Eficiencia térmica colector (%)	35	43	43	43	43	43	43	53	50
Eficiencia solar-eléctrica (%)	9.3	10.7	10.2	10.2	10.2	12.4	12.3	14	13.6
Prod. de electricidad (GWh/año)	30.1	80.5	91.3	91.3	99.2	90.9	92.6	252.8	256.1
Uso gas natural (10^6m^3/año)	4.8	9.5	9.6	9.6	10.5	8.1	8.1	24.8	25.2
Uso de agua (10^3m^3/año)	164	427	467	467	507	364	370	1011	1021
Costo (US Dls/kW)	4490	3200	3600	3730	4130	3870	3870	2890	3440

1) Vapor generado por energía solar y sobrecalentado con gas natural (18% de la energía de entrada).
2) En el modo solar el vapor es generado y sobrecalentado con energía solar (SEGS II-IX).
3) En el modo con gas natural las condiciones de entrada a la turbina son 510 °C/105 bar (SEGS III-VII).
4) Turbina con recalentamiento (SEGS VI-IX).
5) Calentador auxiliar para el fluido de trabajo, las condiciones del vapor son idénticas en el modo solar y con gas natural.

ambiente. De acuerdo con cifras presentadas por la Agencia Internacional de la Energía, para el año 2010 la demanda mundial de energía podría ser un 48% más grande que en el año 1991. Esto incrementará en aproximadamante 28% las emisiones de CO_2 a la atmósfera tan sólo por los países miembros de la OECD, y en 50% para el resto del mundo.

Las tecnologías solares, en particular las TTC ofrecen una alternativa importante con este propósito. Al inicio del desarrollo de las TTC se contemplaba su operación con almacenamiento de calor para garantizar más horas de operación e incrementar su factor de planta. Sin embargo, los estudios han mostrado que para acelerar el proceso de asimilación de las tecnologías y demostrar su factibilidad técnica, es recomendable acoplarlas a sistemas convencionales, ciclos combinados y cogeneración [1,3]. Acoplar una planta solar a una convencional disminuye su atractivo de energía limpia, lo cual no es tan drástico en el caso del gas natural. Esta estrategia ha sido adoptada en la mayoría de las plantas de canal parabólica que actulamente están en operación y las proyecciones de nuevas plantas, tanto de receptor central como de canal parabólica, parecen indicar que seguirán la misma línea [9]. Los futuros desarrollos buscan la reducción de costos mediante la elección de materiales baratos y de larga vida útil que conuzcan al menor costo de la energía generada para competir con los combustibles fósiles.

Las plantas de CP constituyen en la actualidad la única tecnología termosolar disponible comercialmente para la producción de energía eléctrica [9]. Sin embargo, a pesar de la fuerte reducción en los costos de la energía que producen (desde 0.25 hasta 0.12 US$/kWh), todavía hay oportunidad de mejoras adicionales para la reducción de costos. Un renglón importante es el que corresponde a los costos de operación y mantenimiento, hacia donde están dirigidos los esfuerzos. Con el desarrollo de un concentrador para la generación directa de vapor en el tubo receptor, se espera que las plantas de CP produzcan un 20% más de electricidad que con el diseño actual y, en consecuencia, se reduzcan en un 15% los costos de inversión. Se espera que esto de lugar a una reducción del 30% en el costo de la electricidad producida [10]. Sin embargo, no se esperan resultados antes del año 2000. Otros aspectos que se analizan y que afectan el costo de la operación y mantenimiento son el manejo del agua de enfriamiento, nuevas técncas para la limpieza de los espejos y nuevas

superficies absorbentes en los tubos del receptor. Aunque, de las plantas SEGS sólo la primera incorporó un almacenamiento de corta duración, se piensa incorporar a la tecnología de generación directa de vapor en el tubo, un almacenamiento (materiales con cambio de fase) para mejorar la capacidad de respuesta de la planta [3]. Se espera que estas plantas evolucionen en su capacidad de generación desde las actuales plantas de 80 MW_e hasta plantas de más de 100 MW_e.

La tecnología de RC se encuentra en la etapa de validación del receptor enfriado por sales fundidas en la planta Solar Two. Esto se considera como el primer paso hacia la comercialización de la tecnología. Sin embargo, existen áreas identificadas donde es necesario realizar esfuerzos adicionales para refinar las técnicas de diseño de componentes, y establecer nuevas estrategias de operación. Probablemente la tarea más sobresaliente que requiere atención es la relacionada con los helióstatos, sobre todo en la experimentación de nuevas superficies reflejantes, mayores dimensiones de los espejos y búsqueda de nuevas técnicas de seguimiento. También se están llevando a cabo actividades relacionadas con el uso de receptores volumétricos enfriados con aire mediante ensayos en la Plataforma Solar de Almería. Algunos proyectos como el SOLGAS proponen una planta de RC acoplada a un planta de ciclo combinado y cogeneración usando la tecnología probada de helióstatos y receptor enfriado con agua (producción de vapor saurado) [4]. Aunque, el concepto de RC enfriado con sales fundidas contempla un almacenamiento integrado y se establecen proyecciones del 60% de factor de planta, existen estudios para integrar plantas de RC a plantas de ciclo combinado [5]. Las proyecciones realizadas por compañías eléctricas de los Estados Unidos muestran que el costo de la energía generada podría llegar a los 0.05 US$/kWh. La planta solar podría tener un 20% de contribución, intergrándose esta energía dentro del ciclo de gas o de vapor. Existen planes para introducir en el estado de Nevada, Estados Unidos, una planta de RC integrada a un ciclo combinado de 170 MW_e, con proyecciones de costos de instalación entre los 1000 y 1500 US$/$kW_e$. No se espera una contribución importante de las plantas de RC dentro del sector eléctrico antes del año 2005 [1].

La tecnología de PP está siendo desarrollada en pequeñas unidades autónomas con rangos de potencia entre 7.5 y 25 kW_e. Estas unidades están concebidas para generación de electricidad en lugares remotos alejados de la red eléctrica. Sin embargo, agrupando un número considerable de ellas se pueden alcanzar potencias mayores. Además, se pueden hibridizar utilizando combustibles fósiles (gas natural y otros combustibles líquidos o gaseosos). En Australia existen planes para conformar una planta de 5 MW con varios platos acoplados a pequeñas turbinas de gas [11]. En Estados Unidos y Europa, a través de programas de riesgo compartido entre los gobiernos y empresas privadas, se está proyectando la tecnología con fines de comercializarla a principios del próximo milenio. Aunque, los esfuerzos llevados a cabo por empresas privadas y los gobiernos han sido importantes, los retos son todavía muchos. El consenso general de las instituciones involucradas en el desarrollo de la tecnología es que la atención deberá enfocarse en el desarrollo del concentrador y las máquinas térmicas. Los problemas asociados al concentrador son: la incertdumbre en la durabilidad de los materiales y los altos flujos radiativos que inciden sobre el receptor que presentan problemas de resitencia y confiabilidad de los materiales. Las máquinas térmicas presentan todavía problemas de confiabilidad en su operación y su vida útil [7].

PERSPECTIVAS PARA MÉXICO

La actividad sobre TTC en México ha sido poca. El esfuerzo más significativo fue realizado por el Instituto de Ingeniería de la UNAM mediante la construcción a principios de los 80 de una planta de CP capaz de generar 10 kW de electricidad. En otras instituciones, notablemente la UAM-IZ, el CIE-UNAM y la UAEM (Toluca), realizan estudios teóricos y experimentales en torno a estas teecnologías. Casi desde el inicio de sus operaciones, en el IIE se ha dado seguimiento a estas tecnologías y se ha desarrollado infraestructura técnica y humana en torno a sus aplicaciones eléctricas. Sin embargo, no ha habido hasta ahora una acción concertada que encause los esfuerzos de las diversas instituciones hacia un fin común a pesar de que, como se dijo al principio de este trabajo, las oportunidades para la aplicación de estas tecnologías en el país son muchas y variadas.

Es de esperarse que conforme se avanza en el desarrollo internacional de estas tecnologías, México se convierta en un actor principal en la medida de sus posibilidades. No sólo con miras a aprovechar el abundante recurso solar con que cuenta el país sino también, y de manera muy importante, para explotar las oportunidades de desarrollo industrial que ofrecen las TTC, trabajando a la vez por un ambiente más limpio.

REFERENCIAS

[1] International Energy Agency. SolarPACES Program. Solar Thermal Power and Chemical Energy Systems. September 1994.

[2] Sandia National Laboratories. National Renewable Energy Laboratory. Solar Thermal Energy, Sun-Lab Annual Summary Fiscal Year 1996. October 1996.

[3] David W. Kearney, Henry W. Price. Overview of the SEGS Plants. Luz Engineering Corp. Solar 87 Conference. American Solar Energy Society. Portland, Oregon, EUA, July 1987.

[4] Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT). Deutsche Forschungsanstalt fur Luft-und Raumfahrt e.V. (DLR). Plataforma Solar de Almería. Annual Technical Report 1995. June 1996.

[5] H.G.H. Enterprises. Status of Solar-Thermal Electric Technology. Electric Power Research Institute. EPRI GS-6573, December 1989.

[6] Schlaich Bergermann und Partner. Dish Stirling Systems. A New Solar Thermal Technology for Decentralized Power Generation. Stuttgart, Germany.

[7] W.B. Stine, R.B. Diver. A Compendium of Solar Dish/ Stirling Technology. California State Polytechnic University. Sandia National Laboratories. SAND93-7026 UC-236. January 1994.

[8] Phoebus Consortium. PHOEBUS A 30 MW_e Solar Tower Power Plant for Jordan Phase 1B. Feasibility Study Stuttgart, Germany. 1990.

[9] Michael Lotker. Barriers to Commercialization of Large-Scale Solar Electricity: Lessons Learned from the LUZ Experience. SAND91-7014. Sandia National Laboratories, EUA. November 1991.

[10] LUZ International Ltd. LUZ Solar Power Systems, A General Presentation. January 1987.

[11] ASINEL, Asociación de Investigación Industrial Eléctrica UNESA, Programa de Investigación Electrotécnica. Programa Tecnológico GAST. Diciembre 1985.

CONCENTRACIÓN SOLAR ÓPTIMA CON ESPEJOS PARABÓLICOS SIMPLES

Eduardo A. Rincón Mejía, Fidel A. Osorio Jaramillo.
Facultad de Ingeniería, UAEMéx, Cerro de Coatepec, C.U. 50130 Toluca, México
Tel. +(72)140855, Fax +(72)154512. Email: erincon@coatepec.uaemex.mx, aosorio@coatepec.uaemex.mx

RESUMEN

En este artículo se emplean ecuaciones muy simples para realizar un estudio geométrico de la reflexión de rayos en colectores solares con espejos parabólicos, con una sola fase de concentración. Se determina de esta forma la sección transversal óptima que debe tener el absorbedor del colector, a fin de que se asegure que sea captada la totalidad de radiación solar que es concentrada hacia la zona focal del espejo y que además el área de absorbedor sea la menor posible con el objetivo de aumentar el coeficiente de concentración geométrica del colector.

LA MAYORÍA DE LOS CONCENTRADORES SOLARES utilizan espejos de sección transversal parabólica, aprovechando la conocida propiedad de estos de reflejar hacia su foco todos los rayos luminosos paralelos a su eje que incidan sobre el espejo. Estos concentradores son conocidos como "concentradores de enfoque" o "de imagen" porque de hecho en su zona focal se forma una imagen del Sol. Esta imagen no es puntual debido fundamentalmente al tamaño finito del Sol (caracterizado en este artículo por el semiángulo α_s que subtiende para un observador situado en la Tierra) y a las imperfecciones del espejo.

Existen varias opciones para definir la concentración de la radiación solar; la que se emplea aquí es la "concentración geométrica", que se define como el cociente entre el área de aceptación del colector normal a la radiación y el área del absorbedor.

Mientras mayor sea la temperatura que se requiera para una determinada aplicación, el valor de la concentración geométrica deberá incrementarse. Por esta razón es muy importante conocer cómo varía la concentración como función del ángulo de borde θ_r o de alguna otra variable, según convenga, así como los valores máximos de ésta.

Para incrementar al máximo la concentración geométrica del colector debe minimizarse el área del absorbedor, la restricción para esta disminución es que el absorbedor debe ser capaz de capturar toda la radiación que es reflejada por el espejo.

Se considera que en cada punto del espejo incide un haz cónico de rayos provenientes del Sol, el eje de este cono es paralelo al eje focal de la parábola y el ángulo de apertura del cono $2\alpha_s \approx 32'$. Los rayos extremos que limitan a este haz cónico se consideran como los provenientes de la corona del disco solar. Si el espejo es perfecto, entonces el haz de rayos se refleja también como un haz cónico con la misma amplitud angular y cuyo eje se dirige hacia el foco de la parábola.

Al considerarse en este artículo exclusivamente espejos cilíndricos parabólicos (canales), interesa solamente la proyección del haz cónico de rayos sobre un plano perpendicular al eje del canal, esta proyección forma un haz angular con la misma apertura que el cono, limitada por dos rayos extremos que forman el mismo ángulo α_s con el rayo que incide en dirección paralela al eje de la parábola, como se muestra en la figura 1 (en la cual se ha exagerado el ángulo α_s).

La forma mínima (óptima) del absorbedor debe ser una curva que en cada posición del haz reflejado se sitúe por dentro de los rayos extremos pero sea capaz de capturar a todos los rayos del haz. Esto se consigue si los rayos extremos son tangentes a la curva en cada posición del haz reflejado, es decir: si la curva del absorbedor es la envolvente de los rayos extremos. En este artículo se obtiene la ecuación de esta envolvente.

La sección transversal del absorbedor encontrada proporciona la máxima razón de concentración para cualquier ángulo de borde del espejo.

Las hipótesis que se consideran en este artículo son:

- Los espejos son perfectamente reflejantes, sin errores en su curvatura y simétricos respecto a su eje.
- El Sol se modela como un disco perfecto (uniforme o no), subtendido por un ángulo $2\alpha_s = 32' \approx 0.53°$.
- Se considera al colector como perfectamente cilíndrico, esto es, la sección transversal que se analiza es la misma a lo largo de todo el canal.

ENVOLVENTE DE LOS RAYOS EXTREMOS

A fin de obtener la dirección de los rayos reflejados en el espejo, se considera la siguiente parametrización de la parábola:

$$(x(\theta), y(\theta)) = (\mathrm{tg}^2 \tfrac{\theta}{2}, 2\,\mathrm{tg}\tfrac{\theta}{2}) \qquad (1)$$

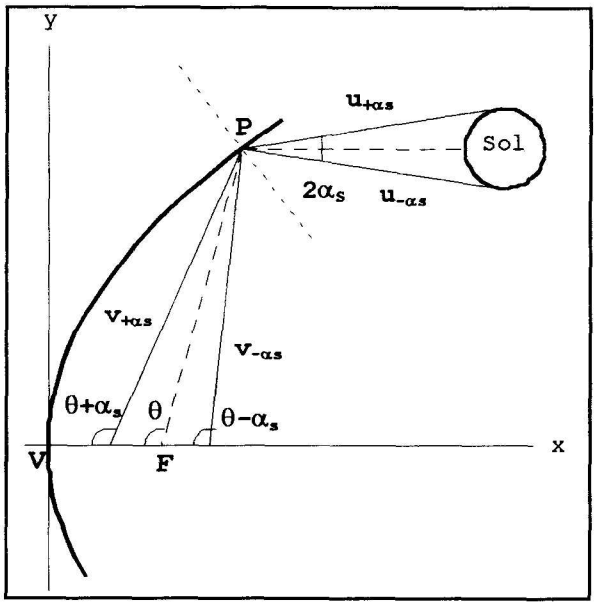


Figura 1. Reflexión de rayos en el espejo.

Esta parametrización corresponde a una parábola con vértice en el origen del sistema de coordenadas cartesianas (figura 1), foco en el punto *F(1,0)* y el parámetro θ representa precisamente el ángulo entre los segmentos *FV* y *FP*, en donde *P* es el punto general de la parábola dado por la ecuación (1). Así, para trazar la sección transversal del espejo parabólico con un ángulo de borde θ_r, el parámetro θ debe variarse en el intervalo $-\theta_r \le \theta \le \theta_r$.

A fin de tratar el problema en forma general se considera adimensionalmente, esto se logra tomando la distancia focal |*FV*| como unitaria, ya que todas las parábolas con el mismo ángulo de borde son curvas semejantes entre sí, es decir, una de ellas es una "versión a escala" de cualquier otra.

Si un rayo incide en el punto *P* con cualquier ángulo de inclinación α respecto al rayo horizontal paralelo al eje, entonces el vector unitario en la dirección de ese rayo es

$$\mathbf{u}_\alpha = (-\cos\alpha, -\operatorname{sen}\alpha) \tag{2}$$

De acuerdo con la ley de Fermat de reflexión de la luz[1], si el rayo incidente en *P* forma un ángulo α con el eje de la parábola, entonces el rayo reflejado formará también un ángulo α con el segmento *PF*.

Se concluye por lo tanto, que el vector unitario en la dirección del rayo reflejado es:

$$\mathbf{v}_\alpha = (\cos(\theta+\alpha), -\operatorname{sen}(\theta+\alpha)) \tag{3}$$

[1] "Un rayo de luz que incide sobre un espejo y el rayo reflejado forman ángulos iguales con respecto a la normal al espejo en el punto de incidencia, además, ambos rayos y la normal al espejo están sobre el mismo plano"

La ecuación implícita de la línea recta que contiene al rayo reflejado (recta paralela al vector $\mathbf{v}_\alpha$ y que pasa por $P = (x(\theta), y(\theta))$) es:

$$[(x,y) - P]\cdot \mathbf{v}_\alpha^{\perp} = 0 \tag{4}$$

Después de sustituir las ecuaciones (1) y (3) en la ecuación anterior y simplificar, se obtiene como ecuación de esta recta:

$$\operatorname{sen}(\theta+\alpha)(x - \operatorname{tg}^2\tfrac{\theta}{2}) + \cos(\theta+\alpha)(y - 2\operatorname{tg}\tfrac{\theta}{2}) = 0 \tag{5}$$

Puede comprobarse fácilmente, como caso particular, que cuando $\alpha = 0$, esta recta pasa siempre por el punto *F* (propiedad de reflexión de la parábola).

La ecuación (5) representa en realidad una familia uniparamétrica de rectas, el parámetro de la familia es el ángulo θ y su envolvente (la envolvente de los rayos reflejados), recibe el nombre de "curva catacáustica de la parábola" respecto a los rayos paralelos incidentes con un ángulo α.

Este tipo de curvas fue estudiado por primera vez por el matemático alemán Walter von Tschirnhaus (1651-1708). La catacáustica correspondiente a los rayos incidentes perpendiculares al eje de la parábola, es decir, con un ángulo $\alpha = 90°$, se conoce como "cúbica de Tschirnhaus" [1], y tiene una ecuación polar de la forma $r = a\sec^3(\theta/3)$, respecto a un sistema de referencia cuyo origen se encuentre en el foco de la parábola y tal que el eje de la parábola corresponda a $\theta = 0$.

Para hallar la ecuación de la envolvente debe resolverse el sistema de ecuaciones formado por la ecuación de la familia de rectas y por la derivada de esta ecuación con respecto al parámetro de la familia [2]. La segunda ecuación de este sistema es por lo tanto:

$$-\cos(\theta+\alpha)(x - 1 - 2\operatorname{tg}^2\tfrac{\theta}{2}) + \operatorname{sen}(\theta+\alpha)(y + (\operatorname{tg}^2\tfrac{\theta}{2} - 1)\operatorname{tg}\tfrac{\theta}{2}) = 0 \tag{6}$$

Resolviendo el sistema formado por las ecuaciones (5) y (6) se obtienen las ecuaciones paramétricas de la curva buscada:

$$x(\alpha,\theta) = \tfrac{1}{4}\sec^3\tfrac{\theta}{2}(3\cos\tfrac{\theta}{2} - \cos\tfrac{3\theta}{2} + 2\cos(2\alpha + \tfrac{3\theta}{2})) \tag{7a}$$

$$y(\alpha,\theta) = \tfrac{1}{2}\sec^3\tfrac{\theta}{2}(\operatorname{sen}\tfrac{3\theta}{2} - \operatorname{sen}(2\alpha + \tfrac{3\theta}{2})) \tag{7b}$$

Se define ahora $env_\alpha(\theta)$ = ($x(\alpha,\theta)$, $y(\alpha,\theta)$) como la ecuación vectorial de dicha envolvente, entonces se tiene que $env_{\alpha s}(\theta)$ es la parametrización de la envolvente de los rayos reflejados correspondientes a los rayos incidentes

con un ángulo de inclinación α_s, mientras que $env_{-\alpha s}(\theta)$ es la que corresponde a la inclinación $-\alpha_s$. La gráfica de ambas curvas se presenta en la figura 2.

Se puede demostrar que una de las envolventes es la reflexión de la otra con respecto al eje focal de la parábola (esto se debe a la simetría de la misma parábola y a que ambos rayos extremos incidentes son también simétricos respecto al rayo horizontal).

Lo anterior puede expresarse mediante las ecuaciones:

$$x(\alpha,\theta) = y(-\alpha,-\theta),\ \ x(\alpha,\theta) = -y(-\alpha,-\theta) \qquad (8)$$

Basándose en esta propiedad, los valores del parámetro que se mencionen en lo sucesivo corresponderán a la envolvente de los rayos reflejados para el ángulo de inclinación positivo, o sea a los de la curva $env_{-\alpha s}(\theta)$.

Considerando el sistema de referencia *x'y'* con origen en el foco de la parábola y los ejes dirigidos como se muestra en la figura 3, puede determinarse la ecuación polar de la envolvente, calculando las coordenadas polares ρ y β de un punto de la curva como sigue:

$$\rho = \| env_\alpha(\theta) - F \| \qquad \mathrm{tg}\,\beta = \frac{x(\alpha,\theta)-1}{-y(\alpha,\theta)} \qquad (9)$$

Sustituyendo (7a) y (7b) y simplificando se obtiene:

$$\rho = \mathrm{sen}\,\alpha\ \sec^3\tfrac{\theta}{3} \qquad \beta = -\alpha - \tfrac{3}{2}\theta \qquad (10)$$

Que, al eliminar al parámetro θ resulta finalmente:

$$\rho = \mathrm{sen}\,\alpha \sec^3 \frac{\beta+\alpha}{3} \qquad (11)$$

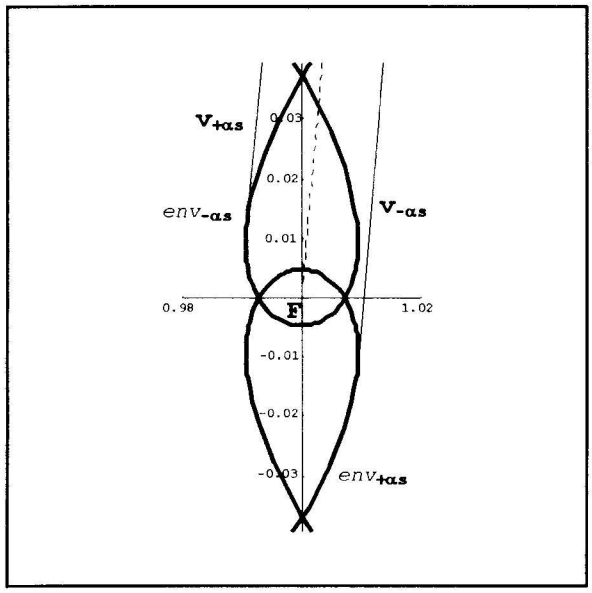


Figura 2. Curvas envolventes de rayos extremos.

Se observa de esta última ecuación que las envolventes obtenidas son cúbicas de Tschirnhaus giradas un ángulo α alrededor del foco de la parábola y cuyo tamaño está definido por el factor de escala *sen* α. La curva es simétrica respecto al segmento *AB* mostrado en la figura 3.

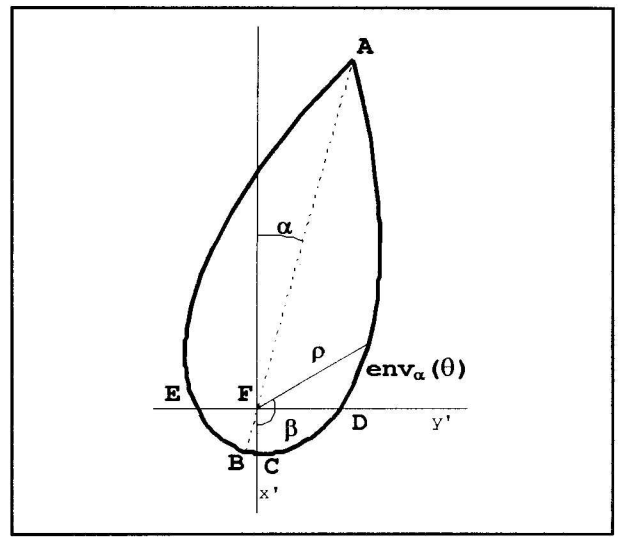


Figura 3. Gráfica de $env_\alpha(\theta)$ en el intervalo $-120° \leq \theta \leq 120°$

El punto *A* es un punto doble de la curva y corresponde a los valores de $\beta = \pi - \alpha$ y $\beta = -\pi - \alpha$, que, sustituyendo en la ecuación (10) se determina que corresponde también a $\theta = \pm 120°$.

El punto *D* de intersección del lado derecho de la curva con el eje focal de la parábola (eje *y'*) se da cuando $\beta = 90°$, o equivalentemente $\theta = -60° - (2\alpha/3)$; el punto *E* de intersección del lado izquierdo corresponde a $\beta = -90°$, o sea $\theta = 60° - (2\alpha/3)$; el punto más bajo de la curva, punto *C*, se obtiene para $\beta = 0$ o $\theta = -(2\alpha/3)$ y, finalmente, el punto *B* corresponde a $\beta = -\alpha$ o $\theta = 0$.

Las curvas envolventes que interesan en este artículo, para $\alpha = \alpha_s$ y $\alpha = -\alpha_s$, se intersectan dos veces sobre el eje focal de la parábola (figura 2). Puede determinarse del análisis del párrafo anterior que los puntos de intersección corresponden a los valores $\theta_E \approx 59.822°$ y $\theta_D \approx -60.178°$ del parámetro que, evaluando en la función vectorial de la envolvente, se obtienen: $env_{\alpha s}(\theta_E) \approx (0.9928,0)$ y $env_{\alpha s}(\theta_D) \approx (1.0072,0)$.

ABSORBEDOR ÓPTIMO

Para ángulos de borde θ_r del espejo menores o iguales que θ_E, puede usarse como base para construir la sección del absorbedor a los segmentos de las curvas que corresponden a la variación del parámetro en el intervalo $-\theta_r \leq \theta \leq \theta_r$; puntos T_2 y T_1 respectivamente para $env_{\alpha s}$ (figura 4); T_1' y T_2' respectivamente para $env_{-\alpha s}$. El absorbedor se completa con los segmentos rectilíneos T_1T_1' y T_2T_2'.

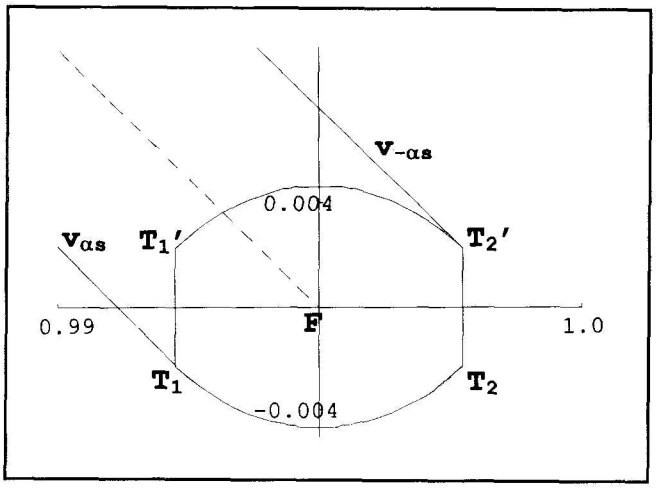


Figura 4. Forma del absorbedor para ángulo de borde menor que 59.822°

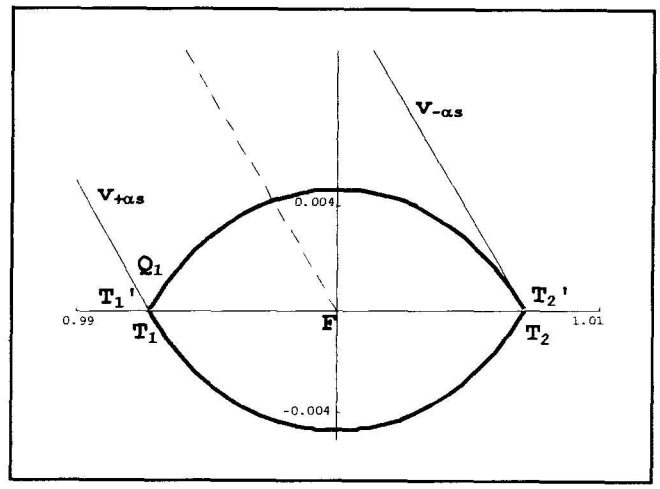


Figura 5. Forma del absorbedor para ángulo de borde entre 59.822° y 60.178°

En el caso de que el ángulo de borde esté comprendido entre $\theta_E \approx 59.822°$ y $-\theta_D \approx 60.178°$, el absorbedor se forma sustituyendo la punta del lado izquierdo por dos segmentos tangentes a las envolventes trazados desde el punto Q_1, el cual es el punto de cruce del rayo extremo del haz reflejado con el eje focal de la parábola (figura 5). El lado derecho del absorbedor es todavía el segmento T_2T_2', cuya longitud es muy pequeña ya que las dos envolventes están cerca de intersectarse ($|T_2T_2'| \approx 0.00013$ en $\theta = \theta_E$). La parte de la envolvente inferior que se utiliza para formar el absorbedor abarca desde el punto $T_2 = env_{\alpha_s}(-\theta_r)$ hasta el punto $T_1 = env_{\alpha_s}(-\theta_1)$.

El punto Q_1 se determina sustituyendo el valor de $y = 0$ en la ecuación (5) y resolviendo para x. Haciendo esto, y simplificando, se obtiene:

$$x_Q = 1 - \frac{2\,\mathrm{sen}\,\alpha}{(1+\cos\theta)\,\mathrm{sen}(\theta+\alpha)} \tag{12}$$

Por otro lado, el valor de θ_1 resulta de resolver la ecuación vectorial (que equivale a un sistema de ecuaciones con las incógnitas θ_1 y t):

$$Q_1 = env_{\alpha_s}(\theta_1) + t \cdot env'_{\alpha_s}(\theta_1) \tag{13}$$

Es decir, se halla el punto de la curva desde el que la tangente pase por el punto Q_1. Esta ecuación debió ser resuelta utilizando métodos numéricos iterativos, ya que no se encontró una forma directa de hacerlo.

La parte de la envolvente superior es la que tiene como extremos a los puntos $T_1' = env_{-\alpha_s}(-\theta_1)$ y $T_2' = env_{-\alpha_s}(\theta_r)$.

Finalmente, cuando el ángulo de borde es mayor que 60.178°, el absorbedor tiene la forma que se muestra en la figura 6, es decir, en este caso se sustituyen ambas puntas de la curva formada por las dos envolventes, siendo el punto Q_1 como antes mientras que el punto Q_2 es ahora el cruce del rayo reflejado correspondiente al ángulo de inclinación $-\alpha_s$. Este punto se determina con la misma ecuación (12) obtenida previamente para calcular a Q_1 (cambiando solamente α por $-\alpha_s$).

Esta configuración del absorbedor no sería posible si el punto Q_1 estuviera a la izquierda del vértice de la parábola, pero esto ocurre solamente para un ángulo de borde mayor que 164.629, lo cual corresponde a un espejo de grandes dimensiones y cuyo coeficiente de concentración es muy bajo como para considerarse de utilidad práctica.

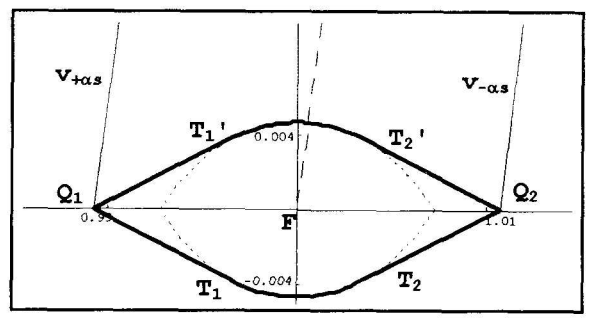


Figura 6. Forma del absorbedor para ángulo de borde mayor que 60.178°

RAZÓN DE CONCENTRACIÓN ÓPTIMA

La razón de concentración se define como el cociente entre el área de aceptación del espejo y el área del absorbedor en la que inciden los rayos, es decir:

$$C = \frac{A_{acp}}{A_{abs}} \tag{14}$$

Como en este caso se trata solamente con espejos cilíndricos parabólicos (canales), el coeficiente puede calcularse mediante

$$C = \frac{2R}{l_{abs}} \tag{15}$$

en donde R es la semiapertura del espejo y l_{abs} es la longitud del absorbedor.

La semiapertura equivale al valor absoluto de la ordenada de un punto en el borde del espejo, y se obtiene a partir de la ecuación (1). De tal manera que el coeficiente de concentración es

$$C = \frac{4\,\mathrm{tg}\,\frac{\theta_r}{2}}{l_{abs}} \tag{16}$$

La longitud del absorbedor se calcula en forma distinta para los diferentes intervalos de variación del ángulo de borde mencionados anteriormente.

Así para $0 < \theta_r < \theta_E$:

$$l_{abs} = |T_1 T_1'| + |T_2 T_2'| + 2\int_{-\theta_r}^{\theta_r} |env'_{\alpha_S}(\theta)|\, d\theta$$

Para $\theta_E \le \theta_r \le -\theta_D$:

$$l_{abs} = 2|Q_1 T_1| + |T_2 T_2'| + 2\int_{-\theta_r}^{\theta_1} |env'_{\alpha_S}(\theta)|\, d\theta$$

y, finalmente, para $\theta_r \ge -\theta_D$:

$$l_{abs} = 2|Q_1 T_1| + 2|Q_2 T_2| + 2\int_{\theta_2}^{\theta_1} |env'_{\alpha_S}(\theta)|\, d\theta$$

La gráfica de concentración obtenida evaluando estas expresiones se muestra en la figura 7, en donde se compara también con la gráfica de concentración para una absorbedor de sección circular.

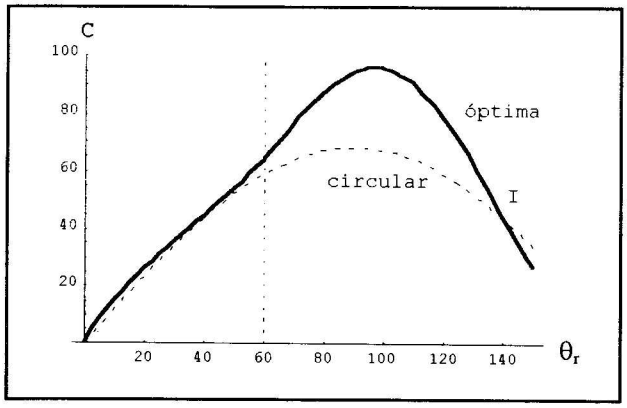


Figura 7. Coeficiente de concentración.

La concentración para el absorbedor óptimo es mayor que la concentración para el absorbedor circular, hasta el punto de intersección entre ambas gráficas, en el que con una concentración de .

El valor máximo de concentración que se observa en la gráfica es para un ángulo de borde .

La forma del absorbedor correspondiente al máximo coeficiente de concentración se muestra en la figura 6. Los vértices del absorbedor son los puntos y . Los puntos de tangencia entre el absorbedor y los segmentos rectos ocurren para y .

DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

En la determinación de la forma óptima del absorbedor no se consideraron aspectos importantes en los espejos y los absorbedores reales tales como, por ejemplo, el que la absortancia y la reflectancia dependen del ángulo con el que los rayos solares inciden sobre ellos, por lo que este óptimo lo es desde un punto de vista puramente geométrico.

En la figura 6 se muestra que el absorbedor óptimo tiene una concentración máxima con un valor 41.12% más grande que el correspondiente a la concentración máxima que es posible alcanzar con absorbedores de sección circular[2]. Lo anterior implica que si se requieren altas temperaturas (como en el caso de los sistemas para generar potencia mediante ciclos termodinámicos), el empleo de estos absorbedores óptimos resulta muy atractivo. El incremento en el costo de los espejos (por requerirse ángulos de borde de casi 100°), se compensaría ampliamente con el incremento de la eficiencia térmica del sistema. Sin embargo, para ángulos de borde menores que 60° (como ocurre en la mayoría de los sistemas actuales) la diferencia entre las concentraciones alcanzadas con absorbedores de sección óptima y circular es relativamente pequeña y la sencillez de la última geometría justifica plenamente su empleo.

Cobble [3], ha propuesto un absorbedor muy parecido al mostrado en la figura 6, sin embargo no corresponde al óptimo ya que el valor del coeficiente de concentración obtenido por este autor es de 93.8, mientras que el que se obtiene con la sección propuesta en este artículo es de 96.1 (2.5% mayor). El absorbedor de Cobble está diseñado con el único criterio de captar los rayos provenientes del espejo, sin tomar en cuenta el criterio de minimización del área utilizado en este trabajo. Además, el absorbedor de Cobble funciona solamente para ángulos de borde menores o iguales a 90°.

Una ventaja del absorbedor de Cobble podría ser su descripción más sencilla, pues utiliza la misma parametrización de la curva en toda la periferia del absorbedor , mientras que el propuesto en este artículo está formado por dos segmentos de envolvente y cuatro segmentos rectilíneos.

[2] En la referencia [4] se presenta un estudio más detallado sobre este tema.

REFERENCIAS

Boyer C. B., 1989, A History of Mathematics. John Wiley & Sons, New York.

Pogorélov A. V., 1984, Geometría Diferencial. Editorial MIR, Moscú.

Cobble M. H., 1961, Theoretical Concentrations for Solar Furnaces. Solar Energy, Vol. V, No. 2, U.S.A.

Rincón E., Osorio F., Estrada C., 1998, Concentración Geométrica Teórica para Hornos Solares con Espejos Parabólicos, Mitos y Realidades. Memoria de la XXII Semana Nacional de Energía Solar, pp.142-148, ANES, Mexicali.

Artículo

PLANTAS TERMOSOLARES DEL INSTITUTO DE INGENIERÍA

Rafael Almanza
Instituto de Ingeniería, UNAM
e-mail: ras@pumas.iingen.unam.mx

EL USO DE PLANTAS SOLARES PARA GENERACIÓN de electricidad en regiones geográficas con alta insolación constituye una opción promisoria, con numerosas ventajas desde el punto de vista ambiental. Además, la diversificación en el abastecimiento de energía es una estrategia altamente recomendable de política energética. En los últimos veinte años, la generación de electricidad con energía solar ha sido desarrollada a diferentes escalas que van desde algunos kilovatios hasta centenas de megavatios. Destacan como una de las más populares los concentradores cilíndrico-parabólicos.

La forma de estos concentradores es parecida a la de una parábola extendida a lo largo de un eje, montada sobre un mecanismo que rastrea al Sol. La tecnología en cuestión es conocida como ***canal parabólico*** o ***cilíndrico-parabólico.***

Estos dispositivos aumentan la intensidad de la radiación solar, al reflejarla sobre una superficie absorbente situada en el foco de la parábola, la cual recibirá solamente el flujo solar que pueda captar la apertura del concentrador. Esta concentración es lograda por medio de superficies que reflejan la radiación solar. El absorbedor o receptor puede ser un tubo recubierto de negro, con el cual se alcanzan temperaturas del orden de *300 °C*, si se recubre al tubo con una sustancia con adecuado comportamiento térmico y se le rodea a su vez por otro tubo de vidrio al vacío, se pueden alcanzar temperaturas de hasta *400 °C*. El equipo absorbe la energía solar y la convierte en calor, el cual es transferido al fluido térmico -que puede ser un aceite especial-. El uso de vapor de agua, como fluido térmico, está cobrando popularidad pues no provoca impactos ambientales y evita incurrir en los altos costos asociados con el manejo de los aceites especiales y de los intercambiadores de calor, con la conveniencia de que poibilita el trabajo a mayores temperaturas y por lo tanto a mayores eficiencias.

La potencia que puedan alcanzar estos sistemas depende del número de concentradores. Módulos escalables de *30 MW* y *80 MW* son manejados comercialmente.

El *Instituto de Ingeniería* inició sus estudios de plantas termosolares en *1975* con el diseño, construcción y puesta en marcha de una planta de *1KW*. Posteriormente en *1980* se inició la planta solar de *10 KW*. Desde *1995* a la fecha se viene trabajando en la generación directa de vapor en dicha planta, para la generación de electricidad.

En este documento se da un panorama general de las investigaciones realizadas en este tema en el *Instituto de Ingeniería.* Debe agregarse que *México* cuenta con una alta incidencia de radiación solar (*Figura 1*), por lo que se debe hacer uso de este potencial *(Almanza y López, 1978; Almanza et al., 1992).*

A. PLANTA TERMOSOLAR DE 1KW

Para lograr la transformación de energía solar en energía mecánica debe transferirse el calor captado por un colector o concentrador solar a un fluido, el cual lo conduce hasta la máquina que proporciona el trabajo mecánico.

Los ciclos termodinámicos que se utilizan en los convertidores solares térmicos son esencialmente los mismos que utilizan las plantas generadoras convencionales que están actualmente en uso. Estas plantas convencionales usan un combustible (por ejemplo: carbón, petróleo, nuclear, etcétera), el cual se quema para suministrar la energía térmica al fluido. En plantas generadoras modernas alrededor de *30* o *40* por ciento de la energía térmica se convierte en electricidad y el restante *60* o *70* por ciento se rechaza al ambiente. Las plantas de ciclo combinado que usan gas natural pueden alcanzar una eficiencia un poco mayor al *40%*. Esta eficiencia se explica por la segunda ley de la termodinámica cuando ésta se aplica a una máquina térmica a la que se le suministra calor a su entrada; esta máquina debe tener una eficiencia menor que la eficiencia de Carnot. Por lo que:

$$\eta < \eta_{\text{Carnot}} = (T_c - T_f)/T_c$$

donde T_c es la temperatura alta a la cual se suministra energía al fluido y T_f es la temperatura más baja del ciclo a la que la energía sobrante se rechaza al ambiente. Debido a esta ley, entre más alto sea el incremento de temperatura mayor será la eficiencia por lo que una planta solar térmica debe operar a la temperatura más alta posible; con el fin de poder lograr obtener temperaturas altas en el fluido se hace necesario trabajar con captadores de enfoque.

Para aplicaciones de energía solar, los ciclos con cambio de fase como el ciclo Rankine y algunas de sus variantes han sido ensayados con buenos resultados. No es conveniente utilizar ciclos complicados en plantas pequeñas ya que se ha probado que no se logran las eficiencias esperadas. Utilizar un ciclo del tipo Rankine presentan las siguientes ventajas:

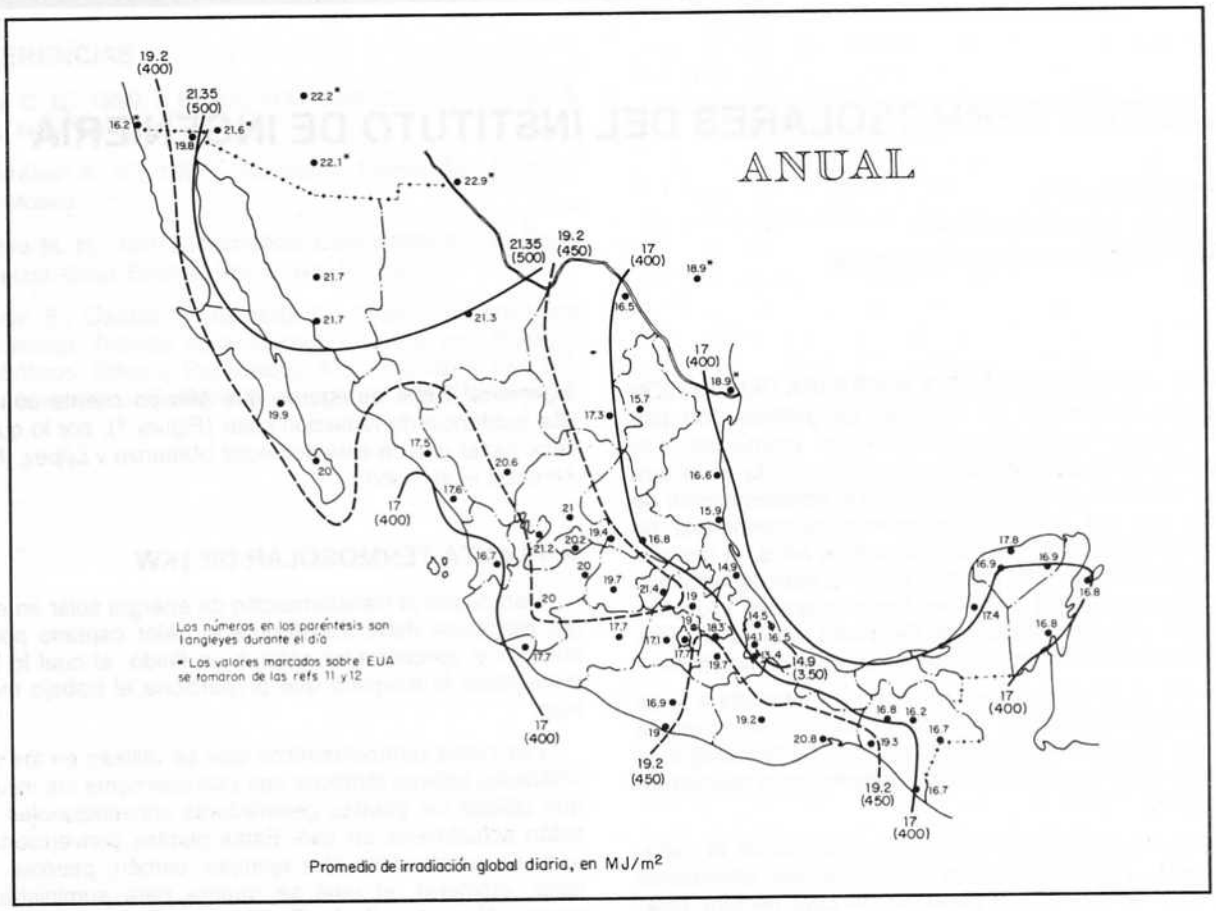


Figura 1. Mapa de irradiación solar global en promedio anual.

1) Aprovechando el calor que el fluido utiliza para el cambio de estado, se puede mantener bajo control la temperatura a todo lo largo de los absorbedores, lo cual es necesario dadas la propiedades de éstos.
2) El ciclo *Rankine* permite trabajar a intervalos de temperatura menores (para una misma eficiencia), que otros ciclos, como podrían ser el *Brayton* y el *Stirling*. Esto disminuye las pérdidas propias de las altas temperaturas y permite utilizar una gama mayor de materiales lo cual repercute favorablemente en el costo.

Por lo que se refiere al fluido que es más recomendable utilizar como medio de transporte de energía, es el vapor de agua. Las principales razones por las que se elige el agua son:

Economía: existe a nivel comercial la facilidad de contar con pequeñas máquinas de émbolos diseñadas para funcionar con vapor. Todo el equipo necesario para trabajar con vapor está disponible en el mercado a precios convenientes.

Factibilidad: utilizar otros fluidos requiere concentrar la atención en el diseño de equipos especiales, lo cual no ha sido el objetivo de estas investigaciones. Además la tecnología relacionada con el vapor está ampliamente estudiada lo cual suprime el peligro propio de encontrar efectos no previstos.

El conjunto total de la planta de *1 kW* (*Almanza y Muñoz, 1994*) consistió esencialmente de dos partes; un sistema captador que genera el vapor de agua a base de energía solar y otro que transforma la energía del vapor en energía mecánica.

SISTEMA CAPTADOR

El sistema captador lo formaron un absorbedor cilíndrico cubierto con una superficie selectiva para disminuir las pérdidas por radiación, un captador cilíndrico-parabólico recubierto con acrílico aluminizado y un mecanismo de relojería para girar al captador de modo que siga al Sol.

El resto del sistema consistió, de una turbina de *1KW* o un motor de vapor de *125 W*, una bomba de agua, un condensador y un sistema hidroneumático inyector del agua al sistema.

El conjunto más sencillo y apropiado para esta potencia fue el captador cilíndrico-parabólico con un tubo absorbedor también cilíndrico.

En lo que respecta al absorbedor, éste fue de tubo de cobre con un diámetro de *3.33 cm* y un grueso de pared de *3 mm*, se oxidó con procesos químicos a fin de formar una

película selectiva de óxido de cobre sobre él, con una absortividad de *0.9* y una emisividad de *0.2*; el fin fue disminuir las pérdidas por radiación y aumentar la eficiencia del sistema.

El absorbedor estuvo encerrado en tubos de pyrex a fin de evacuar el sistema alrededor de éste con presiones del orden de 10^{-1} *mm de Hg* y así minimizar las pérdidas por convección.

A fin de que el absorbedor al calentarse a *200 °C* y expandirse no rompa el vacio se pusieron fuelles especiales para vacio en sus extremos para amortiguar las expansiones y contracciones con los cambios de temperatura. Todos los sellos en las bridas que se usan para unir los tubos de vidrio fueron anillos toroidales a bases de silicón o vitón.

SISTEMA MECÁNICO

Sistema inyector:

La función del sistema inyector es suministrar agua a alta presión (8.1×10^5 *Pa*) al captador. Constó de un tanque de aire comprimido (tanque comercial de buceo) a una presión de alrededor de 1.65×10^7 *Pa* y una capacidad de $2.0\ m^3$. También se tiene un tanque hidroneumático cuya función es mantener la presión del agua a 8.1×10^5 *Pa* por medio de una cámara de presión en su interior; para esto se usó un tanque de gas doméstico de *20 Kg* al cual se le hicieron adaptaciones para convertirlo en tanque hidroneumático; se llena de agua hasta la mitad y de aire comprimido la otra. En su exterior tiene un nivel graduado de vidrio para observar el gasto de agua. Consta además de un medidor de presión, las válvulas de entrada y salida, válvula de seguridad y de una trampa de aire a su salida a fin de eliminar en lo posible el aire que contiene el agua que entra al captador. A fin de evitar su oxidación en su interior y obtener el agua lo más pura posible, se recubrió con una pintura plástica antioxidable. Una alternativa para alcanzar la presión en este sistema es el uso de una bomba de aire del tipo mecánico.

El caso que nos interesa es la transformación de energía térmica, adquirida por el vapor en una caldera u otro medio (en nuestro caso de la energía solar), en energía mecánica cuya finalidad se puede lograr mediante una turbina o un motor de vapor.

MOTOR DE VAPOR

Las turbinas de vapor de baja potencia se caracterizan por ser ineficientes, de alto consumo específico de vapor y de muy alta velocidad de rotación. Reconociendo que para generar altas potencias las turbinas son las máquinas más indicadas.

Como ejemplo se presentan los resultados experimentales obtenidos en la turbina ensayada, dando resultados que se pueden resumir en una eficiencia del *2 %*, consumo específico de *70* a *100 kg/kW* y velocidad de operación de *20* a *30* mil *rpm*.

La baja eficiencia en las turbinas se debe principalmente a pérdidas mecánicas (roce, embarramiento, etcétera), y mala expansión del vapor (alta velocidad de salida del vapor de la turbina.

Los motores de vapor son máquinas dotadas de piezas de movimiento alternativo, generalmente con dos inversiones de movimiento por cada revolución del cigüeñal; comparados con las turbinas de vapor, estas máquinas son lentas, tienen un gran par de arranque, bajo consumo específico de vapor y son mucho más eficientes para iguales condiciones de operación. Sin embargo, es necesario tener presente que estos motores con el tiempo han perdido interés en la generación de energía eléctrica a gran escala, debido a la pequeña potencia por unidad de masa y grandes pérdidas térmicas que en ellos se generan.

Características del motor ensayado

Tiene dos cilindros cuyos pistones son de *25.4 mm* de diámetro por *25.4 mm* de largo, la potencia nominal de salida es *120 watts* a *2 000 rpm*. El consumo de vapor para la generación anterior es *8 kg/h*, cantidad factible de generarse en la instalación solar que se esta describiendo.

Las características del vapor para operar el motor son:

$P_1 = 3.38 \times 105$ *Pa*.

$T_1 = 145°C$. (Vapor de entrada al motor).

$m = 8$ *kg/h*.

Durante el año de *1979* se iniciaron las pruebas de todo el sistema.

En el mes de marzo el sistema generó vapor para tener funcionando el sistema continuamente durante aproximadamente *4* horas.

En estas pruebas iniciales se inyectó agua fría a una temperatura de *18 °C* y una presión de 3.55×10^6 *Pa*, la cual pasó a través de los precalentadores planos; en estos dispositivos el agua sale a temperaturas en el intervalo de *90* a *110 °C* que se envía al captador cilíndrico-parabólico para formar vapor a temperaturas del orden de *200 °C* o mayores (la máxima obtenida fue de *250 °C*). El gasto necesario para que funcione el motor es del orden de *8 kg/h*.

Se realizaron mediciones en el dispositivo de captación de energía solar, con objeto de conocer mejor su comportamiento.

Por lo que respecta a la eficiencia total del sistema, ésta puede estimarse como sigue: durante las pruebas realizadas en marzo de *1979*, la radiación solar directa se estimó del orden de $700\ W/m^2$. Ya que el área total de captación fue de $12\ m^2$, se puede concluir que una eficiencia total del *2 %* es la obtenida ya que el motor de *125 W* fue movido a su máxima potencia por *4* horas ininterrumpidas. En la figura 2 se muestra el sistema desarollado.

B. PLANTA SOLAR DE 10 KW (Almanza y Muñoz, 1994)

Diversos estudios sobre energéticos concluyen que la progresiva escasez de éstos obliga a emplear la energía solar como fuente alterna energética, así como la contaminación producida por éstos. Aún cuando las instalaciones

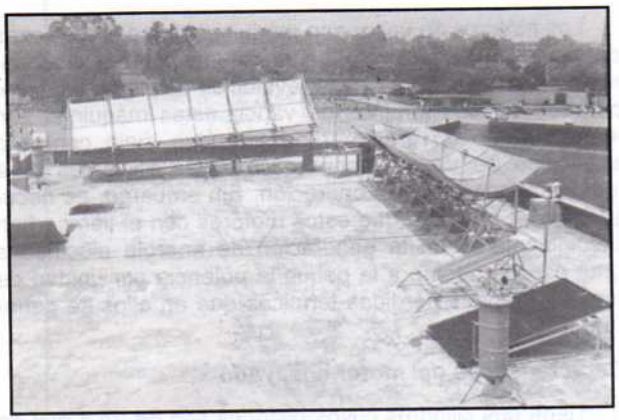


Figura 2. Arreglo de la planta solar de 1kW

para su aprovechamiento y comercialización todavía están a nivel de prototipos, por lo que existe un alto costo de generación (*costo/kW*), ya que incluye el precio y aspectos constructivos del sistema de captación (colectores), siendo otro obstáculo la ineficiencia de los motores primarios, convertidores de la energía solar en mecánica o eléctrica, especialmente cuando se trata de bajas potencias de generación. Estos sistemas se están usando en la generación de energía eléctrica o vapor para usos industriales. Por ejemplo, actualmente se tienen sistemas hasta de *354 MW* como las estaciones solares generadoras de electricidad SEGS desarrolladas por Luz Internacional, en el desierto de Mohave, California (EUA), con una área de captación de *2 300 000* m^2.

Dado que la eficiencia del convertidor utilizado y el fluido de trabajo empleado juegan papeles fundamentales en la instalación, éstos se deben seleccionar mediante aplicación del criterio de máxima eficiencia.

El ciclo termodinámico de las máquinas aquí analizadas, como el de cualquier otra máquina para objetivos similares, se debe seleccionar según el criterio de costo mínimo por *kWh* . La eficiencia máxima teórica obtenible mediante un convertidor termomecánico operando entre dos temperaturas dadas, es la correspondiente al ciclo termodinámico de Carnot, como ya se discutió.

No se recomienda emplear vapor húmedo en las máquinas, en especial en las turbinas, pues disminuye la eficiencia y se presenta erosión en las paletas; es mejor trabajar con vapor recalentado.

La característica sobresaliente del ciclo Rankine con vapor de agua es que la expansión es de vapor saturado y/o recalentado a vapor húmedo, lo que significa una desventaja para el buen funcionamiento de las máquinas, en especial para las turbinas, que reducen su eficiencia por efecto de la erosión, embarramiento y ventilación.

Ciclos simples y ciclos duales

Al transformar energía solar en trabajo, uno de los principales problemas es obtener vapor con buenas propiedades térmicas a partir de un líquido. Esto es un punto crítico, dado que en los colectores solares es bastante difícil obtener temperaturas y presiones elevadas, por lo que se debe tener un circuito de vapor tal que el aprovechamiento de la energía térmica del fluido en la turbina sea el máximo.

1) De inyección directa de agua.
2) Dual (dos fluidos)

Cada uno de éstos presenta un sinnúmero de ventajas y desventajas, de manera que fue necesario estudiarlos detalladamente para seleccionar el mejor.

En el primer circuito el fluido entra en él como líquido, pasa por el colector y sale como vapor, listo para se usado directamente en el expansor, teniéndose que el cambio de fase se produce dentro del colector, con lo que se evitan pérdidas cuando el cambio de fase ocurre fuera del mismo.

Sin embargo, la ventaja aparente se contrarresta con las dificultades que implica un circuito de inyección directa, siendo las principales:

1) A la turbina o expansor puede llegar agua mezclada con vapor, en lugar de vapor saturado o recalentado.
2) La ebullición para lograr el cambio de la fase obstruye el flujo del fluido en el colector.
3) La generación de vapor es difícil debido al escaso volumen en el colector o absorbedor, dado que desde un principio está lleno de líquido (relación de expansión muy grande para el agua). Esto hace que pensar que el circuito de inyección directa de agua debe ser modificado.
4) El flujo en dos fases es un tema que había sido poco estudiado en tubos horizontales, principalmente en absorbedores solares; uno de los principales inconvenientes es que se pueden producirse esfuerzos térmicos, produciéndose flexiones en el tubo absorbedor y por lo tanto romper la envolvente de vidrios que los rodea.

El otro circuito para aprovechar energía solar es el dual. Se usan dos fluidos, uno para transferir calor y otro para producir trabajo. Es recomendable que este último tenga un punto crítico más bajo, peso molecular más alto, mayor densidad de vapor, etcétera, comparado con un fluido de transferencia. Una pequeña diferencia de temperatura en el fluido de transferencia produce una gran diferencia de presión en el fluido del trabajo.

Se recomienda que el fluido de transferencia tenga alto calor latente y que el trabajo lo tenga bajo; esto disminuye las pérdidas por calor latente extraído en el condensador a la salida del expansor, mientras que en el fluido de transferencia se aprovecha dicho calor latente a fin de mantener las características del fluido.

Los componentes de un circuito dual debe tenerse un intercambiador de calor.

El funcionamiento de este circuito es aproximadamente el siguiente: la energía que el fluido de transferencia recibe del Sol en el colector solar se transfiere al fluido de trabajo en forma de calor en el intercambiador correspondiente; posteriormente, el fluido pasa por el expansor, generando trabajo, para salir al condensador, donde el fluido de

trabajo pierde calor latente; los fluidos circulan mediante bombas de circulación.

Cuando se hace necesario utilizar recipientes térmicos para almacenar los diferentes fluidos, surgen distintos tipos de problemas. Estos recipientes constituyen un sistema adicional, y por ser la mayoría de ellos de un alto costo, convendría diseñar el sistema sin su empleo. Sin embargo, debe analizarse el sistema termodinámico para ver la posibilidad de utilizar la energía térmica directamente de los colectores solares. Dado que la insolación solar máxima varía alrededor del mediodía (en este caso de *580* a *930* W/m^2 , aproximadamente), para obtener el mayor uso de la energía se debe diseñar el sistema de operación lo más cercano al mínimo (*580* W/m^2); esto significaría que sin almacén el sistema estaría sobrealimentado alrededor del mediodía. En las turbinas comerciales la potencia varia con la tercera potencia del gasto.

Una ventaja más para utilizar un tanque de almacenamiento es la posibilidad de obtener fluido a altas temperaturas desde las primeras horas del día, a fin de ir almacenándolo y empezar a funcionar el sistemas más temprano.

Es importante que en un circuito dual los fluidos empleados sean seleccionados para aprovechar al máximo la transformación de energía solar en trabajo mecánico.

Los motores alternativos de baja potencia son más eficientes que las turbinas, aunque éstas son buenas para altas potencias. Las ventajas frente a las turbinas son:

1) Baja velocidad de trabajo, par de arranque alto.
2) Permiten altos rendimientos con bajo gasto de vapor en unidades pequeñas.
3) Trabajan con vapor de bajas características térmicas, presión, temperatura y vapor saturado.
4) Es una máquina de bajo costo, eficiente y segura en su funcionamiento; el mantenimiento es mínimo.
5) Para arrancar el motor alternativo, generalmente se debe dar un pequeño impulso, haciéndolo girar en el sentido que sea necesario (en la turbina esto no es necesario).

Finalmente la planta solar quedó diseñada como sigue (Figura 3) (*Almanza et al. 1981*):

16 módulos de canal parabólico con una longitud de *14.5* y *2.5 m* de apertura orientados este-oeste, dando una área total de *580* m^2 de captación. Esta configuración se obtuvo después de realizar diferentes estimaciones con modelos teóricos y con los recursos económicos con que se contaba. Se utilizaron como espejos el polimero aluminizado *FEK-244* de la *3M*, el cual cubrió un *70 %* del área total. El restante *30 %* fue acrílico aluminizado de *3 mm* de espesor fabricado en México y aluminio electropulido protegido con alumina de la compañía Kingston.

Los tubos absorbedores fueron de acero suave tipo *SAE 1020* con diámetro nominal de *2.54 cm* colocados en el foco de la parábola a *0.625 m*. La película selectiva que se usó fue de cromo negro con una absortividad $a = 0.95$ y una emisividad $e = 0.13$.

Los tubos absorbedores están protegidos con tubos concéntricos pyrex; su diámetro externo es de *6.26 cm*.

El fluido de transferencia de calor fue el aceite mineral Therm *GL 480* de Esso Mexicana. Se usó en un circuito dual donde se transfería su calor al agua desmineralizada para generar vapor.

La planta solar inició su instalación en *1981* y desde esa fecha hasta *1987* se realizaron diferentes pruebas para conocer su comportamiento, principalmente en lo referente al comportamiento de materiales de la parte solar como son:

espejos, películas selectivas de cromo negro, degradación del aceite, sistema de seguimiento y deformación de las conchas de fibra de vidrio que conforman los concentradores, entre otras pruebas.

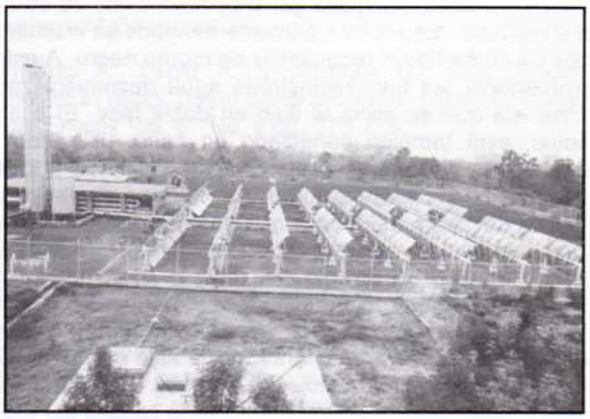


Figura 3. Planta Solar del Instituto de Ingeniería de 10kW

C. GENERACION DIRECTA DE VAPOR

En los últimos *10* años la generación directa de vapor (GDV) con concentradores de canal parabólico ha tenido un programa interesante de investigación llevado a cabo por diferentes grupos. Las ventajas de la GDV permiten la eliminación de los aceites y de los intercambiadores de calor, además existe un mayor limite de la temperatura de transferencia de calor (mayor a *400 °C*), no como en los aceites (menor a *400 °C*), incrementándose la eficiencia del sistema.

En estudios realizados por diferentes autores relativos a la producción de vapor en absorbedores lineales, se conoce que el principal problema es la distribución no uniforme del calor en la circunferencia del tubo absorbedor, cuando éste se presenta como un flujo en dos fases; esto provoca a su vez esfuerzos térmicos en el tubo que lo hacen flexionarse. Este fenómeno ha sido estudiado por *Almanza et al* (*1996, 1997*). Dicha flexión puede ser de *6.5* cm o mayor cuando la radiación directa sobre el concentrador es aproximadamente de *980* W/m^2 con un flujo de *1 L/min*; ésta provocó la ruptura de los tubos de vidrio que cubren al absorbedor. El tubo que se utilizó fue un tubo de acero original de la planta solar de *10 kW*, sujetado por *6* postes cada uno de ellos, separados a *2.9 m*. La flexión se

presentó a la mitad del tubo que esta colocado entre los postes (primera sección) que lo sujetan, iniciándose en el lado donde entra el agua, regresa a su estado normal pasando posteriormente a la segunda sección, continuando en las siguientes hasta terminar en la última sección. Para corregir este fenómeno, el tubo de acero fue sustituido por cobre, el cual tiene mayor conductividad térmica, siendo ésta hasta *7* veces mayor que la de acero, eliminándose prácticamente dicha flexión, la cual fue sólo de *2* a *3 mm*, haciendo posible la GDV.

En el trabajo de *Zarza et al* (*1997*), se muestra que la producción de electricidad por medio de GDV puede ser competitiva si se trabaja con turbinas de gas en un ciclo combinado, esto significa que el costo de electricidad estará en el rango de *5* a *7 ¢/kWh* de acuerdo con predicciones de la Agencia Internacional de Energia (IEA).

En el sistema final para generar electricidad se utilizaron *4* módulos. En los tres primeros módulos se instalaron tubos de cobre tipo *K* recubiertos de cromo negro. A estos absorbedores les fue suminstrada agua desmineralizada de manera que se inicia el flujo en doble fase. El cuarto módulo, está también conectado en serie, utilizando el tubo de acero original; en este último tubo el fluido entrante es practicamente vapor saturado, de manera que la transferencia de calor es menor y sólo se sobrecalienta el vapor, además no se observaron esfuerzos térmicos. La figura 4 muestra el arreglo del modelo de la planta de generación de vapor usando el proceso conocido como de recirculación; en dicha figura los concentrados de canal parabólico se encuentran orientados de este a oeste (E-O). Una válvula de control de flujo fue utilizada a la entrada del primer concentrador y el incremento de la calidad del vapor se llevó a cabo en los dos últimos módulos.

Se utilizó un separador de agua-vapor y una trampa de vapor antes de suministrar vapor al motor para alimentarlo solamente con vapor saturado o sobrecalentado. Con estos dispositivos se evitan daños en dicho motor cuando las nubes se presentan.

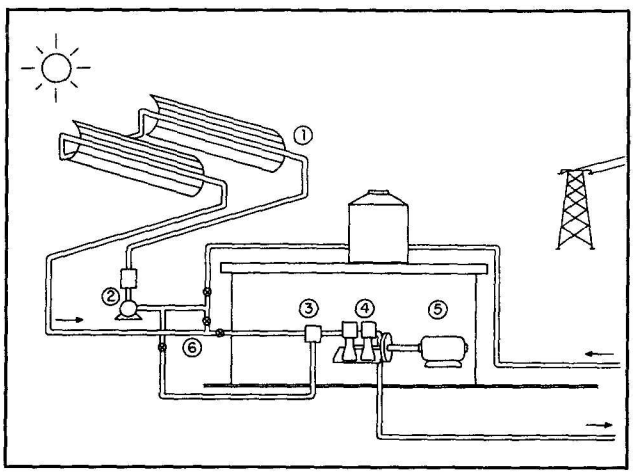


Figura 4. Arreglo para la producción de electricidad con GDV. 1. Campo de concentradores; 2. Medidor de flujo y bomba; 3. Trampa y separador de vapor; 4. Motor de vapor; generador eléctrico; 6. Válvulas para el proceso de recirculación.

Para la conversión total de la entalpía del vapor en energía mecánica se utilizó un motor de vapor modelo Stuart Swan de dos pistones de doble efecto de la marca Stuart Turner Ltd. (*1995*); dicha máquina es de *2.4 kW* (*3 HP*) con potencia máxima de *800 rpm* y *6.9 bar* (*100 psi*) de presión de vapor con un consumo de *93 kg/h* (*205 lb/hr*).

En el primer módulo se suministró agua desmineralizada con un flujo de *2 L/min*. los cuatro módulos en serie pueden producir más de *100 kg/h* de vapor con una radiación de *866* W/m^2 dos horas antes y dos horas después del medio día durante el verano en la Ciudad de México, con altitud mayor a los *2000 m* sobre el nivel del mar. La máquina de vapor requiere un flujo de aproximadamente *93 kg/h* para entregar una potencia de *2.24 kW*; en este sentido los cuatro módulos están por encima del gasto que necesita la máquina. La presión fue de *7 bar* para obtener vapor saturado a *164 °C*.

La radiación fue medida con un piranómetro de banda giratoria fabricado por Ascención Technologies, obteniéndose una radiación máxima al medio día de *980* W/m^2 ; la producción de vapor fue medida por un medidor de flujo de vapor tipo Vortex marca Omega, dando una lectura máxima en la producción de *150 kg/h*.

La eficiencia promedio en la producción de vapor fue del *42 %* usando únicamente el primer módulo. A la salida de éste se obtiene una mezcla agua-vapor por lo que le fue conectado un separador de vapor a la salida.

Con dos módulos conectados en serie se obtuvo menos mezcla agua-vapor, incrementándose la calidad a *100%* sin ningún problema con los cuatro módulos. Ya que el calor suministrado al fluido va disminuyendo, la flexión observada en el absorbedor de acero del último módulo fue despreciable al no tener un flujo en doble fase.

La eficiencia medida del expansor fue de *25 %*, el generador aproximadamente tiene *80 %* de eficiencia. Finalmente, con una eficiencia en el concentrador de *42 %*, se obtuvo una eficiencia solar-eléctrica de *8 %*.

Una de las aplicaciones de GDV es la generación de electricidad, siendo la principal ventaja la eliminación de combustibles fósiles con las correspondientes emisiones contaminantes del combustible tanto en su extracción como tranportación y procesamiento.

Esta pequeña planta debe ser considerada como un esfuerzo inicial en la producción de energía mediante GDV a pequeña escala; serán necesarios avances importantes para obtener GDV a altas presiones para ser usado a gran escala con mejores eficiencias.

De acuerdo con *Zarza et al.* (*1997*), los costo nivelados de generación para diferentes opciones solares como SEGS, ISCCS (solar-ciclo combinado con gas natural) y GDV comparados con generación con turbina de gas y otras, las plantas ISCCS aún no son competitivas con ciclos combinados de generación, pero la predicción es que cuando las plantas de GDV entren al mercado, estas podrán ser competitivas con plantas de gas de acuerdo con las proyecciones de la IEA.

Un nuevo trabajo escrito por *Nickals* (*1997*), pronostica que la era de la producción con combustible empezará a decrecer en el comienzo del siguiente siglo. Por lo tanto es importante que se den mayores incentivos a las aplicaciones de la energía solar. Otro aspecto importante es el relativo al incremento en la contaminación y de la población; de acuerdo con *Aitken* (*1997*), si se toma como parámetro el crecimiento en la producción de energía eléctrica en el periodo de *1971* a *1991*, entonces el consumo eléctrico se incrementará en un factor de *11.2*, esto significa que para el año *2050* las reservas de gas por lo menos deben haberse incrementado en un factor de *13*. Con respecto a la contaminación, estudios prospectivos muestran un tremendo incremento del CO_2 debido a las plantas de carbón, petróleo y gas natural; esto puede provocar un cambio climático; en el panel realizado por la Organización Meteorológica Mundial con el Programa de Medio Ambiente de Naciones Unidas (*Houghton, 1990*) muestra que de no tomar medidas, la temperatura ambiente puede incrementarse más de *4 °C* en el año *2100* con respecto a *1990*, además el nivel de los mares puede llegar a elevarse *60 cm*; y el CO_2 podría incrementarse de *350 ppmv* en *1990* a casi *850 ppmv* para el año *2100*. En el mismo panel se obtuvieron varias conclusiones sobre ciertas acciones que deberían ser tomadas en cuenta sobre el uso de los recursos renovables. Si se observa el punto anterior, las concentraciones de CO_2 pueden incrementarse de *350 ppmv* a sólo *450 ppmv*, el incremento global de la temperatura puede llegar sólo a *2 °C* y el nivel del mar a tan sólo *25 cm* en el año *2100*.

De acuerdo con literatura reciente, las externalidades según *Beachlel y Lee* (*1991*) son otro aspecto importante. Con este concepto la generación solar-eléctrica es más competitiva con los sistemas de generación tradicional. En un trabajo similar realizado por *Aitken* (*1997*), sugiere que las externalidades para combustibles fósiles incrementan el precio de *kWh* de *0.15 ¢* a *1 ¢* para el gas natural y de *2.5 ¢* a *3 ¢* para el carbón al tomar en cuenta este concepto.

Por lo tanto existen argumentos convincentes para dar mejores incentivos para la producción de vapor con energía solar. Será muy importante la difusión de esta tecnología y dar más apoyos para su implantación.

RECONOCIMIENTOS

Estos trabajos de investigación (*1975-1998*) han sido patrocinados por diferentes dependencias de la UNAM, del Sector Gubernamental y de la Iniciativa Privada. Se destacan principalmente PUE, DGAPA, CFE, Secretaría de Energía (antes SEMIP), PEMEX e ICA, Angélica Mendoza hizo la captura de todo el texto.

REFERENCIAS

Aitken D. W., 1997, New economic thinking and approaches to utility scale applications of solar energy in the 90's, In Advances in Solar Energy, Böer K. W. (Ed) Vol II pp 329-414 American Solar Energy Society, Boulder. CO, EUA

Almanza R., y López S., 1978, Total Solar Radiation using sunshine hours and meteorological data, Solar Energy Vol. 21 pp 441-448

Almanza R., y Muñoz F., Valdéz A., Barrera E., Montes E., 1981, Recent developments in solar power generation, In proceedings of ISES World Forum, Hall D. O. and Morton J. (Eds) pp 2926-2930, Brighton, UK.

Almanza R., Estrada -Cajigal V., y Barrientos J., 1992, Actualización de los mapas de irradiación global solar en la República Mexicana, Series Instituto de Ingeniería No. 543, UNAM.

Almanza R., y Muñoz F., 1994, Ingeniería de la Energía Solar, libro publicado por El Colegio Nacional

Almanza R., Lentz A., y Jiménez G., 1996, Generación directa de vapor en un concentrador tipo canal parabólico, Memoria ANES, pp 86-89.

Almanza R., Lentz A., y Jiménez G., 1997, Receiver behavior in direct steam generation with parabolic troughs, Solar Energy Vol. 67 No. 4 pp. 275-278.

Almanza R., y Lentz A., 1998, Electricity production by direct steam generation with parabolic troughs, Solar Energy, Selected Proceedings of ISES 1997: Solar World Congress (en prensa)

Almanza R., Lentz A., Santiago L. y Valdés A., 1998, Some experiences on electricity production at low powers with DSG using parabolic troughs, 9th International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, Font-Romeu-Odeillo, Francia (en prensa).

Baechler M. C. and Lee A. D., 1991, Implications of environmental externalities assessment for solar thermal power plants, Solar Enginnering, ASME Proceedings of International Solar Energy Conference, pp 151-158.

Hougton J. T., Jenkins G. J. and Ephraums J. J., 1990 (Eds.) Climate Change. The IPCC Scientific Assessment, World Meteorological Organization and the United Nations Environment Programme, Cambridge University Press.

Nicklas M., 1997, 40% Renewable energy by 2020: an ISES goal, a global necessity, In Advances in Solar Energy, Böer K. W. (Ed) Vol pp 415-460 American Solar Energy Society, Boulder. CO.

Stwart Models Catalog, 1995-1996, Braye Road Industrial Estate, Vale, Guernsey, Channel Island (comunicación privada).

Zarza E., Ajona J.I. and Hennecke K. 1997, Development of a new generation of solar thermal power stations, In Proceedings of 8th International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, Köln, Germany. Pp 397-415

BIBLIOGRAFÍA GENERAL

Becker M, Gupta B, Meinecke M y Böhn M, 1995, Solar Energy Concentrating Systems (DLR), C.F.Müller, Alemania

Becker M. and Böhmer M., (Eds) 1997, Solar Thermal Concentrating Technologies. Proceedings of the 8th International Symposium, Vol. 1,2, and 3, Colonia, C.F. Müller Verlag, Heidelberg, Alemania.

Campbell-Howe R. and Wilkins-Crowder, Proceedings of the Annual Conference. American Solar Energy Society, EUA. Publicaciones anuales.

Kreider J.F., 1979, Medium and High Temperature Solar Process, Academic.

Pilkington Solar International Gmbh, 1995, Solar Thermal Power and Solar Plants. Funtion, Applications, Benefits, Alemania.

Pilkington Solar International Gmbh, 1996, Status Report on Solar Thermal Power Plants. Experence, prospects and recommendations to overcome market barriers of parabolic trough collector power plant technology.

Solar PACES Program (IEA), Solar Thermal Power and Solar Chemical Systems (boletines periódicos). EUA y Alemania.

Trieb F, 1995, Solar Eelectricity Generation, Description and comparison of solar technologies for electricity generation . DLR Institut für Technische Termodynamik, Alemania

Winter C.J., Sizmann R.L. and Vant-Hull L.I., (Eds), 1991, Solar Powers Plants Fundamentals, Technology, Systems, Economics, Springer Verlag, Alemania.

ANES

XXIII SEMANA NACIONAL DE LA ENERGÍA SOLAR
MORELIA, MICHOACÁN
SEP. 27 - OCT. 1, 1999

ISES

La Asociación Nacional de Energía Solar anuncia la celebración de su XXIII Semana Nacional de Energía Solar, que tendrá lugar en la ciudad de Morelia, del lunes 27 de septiembre al viernes 1° de octubre del presente año, correspondiendo en esta ocasión a la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo ser la institución anfitriona.

Participantes

Se convoca a los investigadores, docentes, estudiantes, industriales, funcionarios públicos, ONG's y demás personas interesadas en las Fuentes Renovables de Energía, a participar en esta Reunión Nacional.

Actividades

Cursos de Actualización.- Se abordarán al menos los siguientes temas: *Concentradores Solares, Diseño Bioclimático de Edificios, Colectores Solares Planos, Destilación Solar y Sistemas de Bombeo de Agua Solar.* Cada uno de estos cursos tendrá una duración aproximada de 16 horas, y serán ofrecidos de manera simultánea los días lunes 27 y martes 28 de septiembre.

Reunión Técnica.- Tendrá lugar los días miércoles 29, jueves 30 de septiembre y 1° de octubre. A lo largo de esta Reunión se presentarán los trabajos de los investigadores participantes en la modalidad de ponencia (15 min). Habrá también conferencias plenarias y mesas redondas a cargo de investigadores expertos.

Exposición Industrial.- Se presentará a lo largo de toda la semana y se podrán apreciar equipos y tecnologías diversas relacionadas con el uso de las fuentes renovables de energía.

Presentación de Trabajos

Para participar con algún artículo en la Reunión Técnica se deberá enviar un resumen del mismo de alrededor de 500 palabras, en el que se describan los resultados originales, las aplicaciones novedosas, así como metodologías hallazgos o información relevante relacionada con las Fuentes Renovables de Energía. El resumen deberá incluir los nombre de los autores, sus instituciones, direcciones, números telefónicos, números de fax y direcciones de correo electrónico.

Fechas

Marzo 1, 1999. Los resúmenes (original y dos copias) deberán llegar antes del 1° de marzo al Secretario de Vocalías Técnicas, Ing. Eduardo Rincón Mejía, con dirección postal: Facultad de Ingeniería de la UAEMEéx, Cerro de Coatepec, Toluca, México, C.P. 50130, Tel. 91 (72) 140855, Fax: 91 (72) 154512, y E-mail: erincon@coatepec.uaemex.mx.

Marzo 15, 1999. Los autores serán notificados de la aceptación (en su caso) de sus resúmenes, y se les enviarán las instrucciones para la preparación de los artículos terminados, durante la segunda quincena de marzo.

Mayo 17, 1999. Fecha límite para la recepción de trabajos in extenso. En caso de requerir modificaciones, las observaciones de los revisores serán enviadas a los autores durante la segunda semana de junio.

Julio 30, 1999. Fecha límite para la recepción de versiones finales.

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA

POSGRADO EN INGENIERÍA(ENERGÍA)

El Centro de Investigación en Energía invita a todos los estudiantes egresados de las carreras de Ingeniería Química, Industrial, Mecánica, Eléctrica, Química, Física, en Energía, Arquitectura y demás carreras afines, a inscribirse en el ***Posgrado en Ingeniería*** área ***Energía*** para el ciclo escolar 2000-I que dará inicio el próximo 9 de agosto de 1999.

Los campos de conocimiento de la ***Maestría y Doctorado en Ingeniería*** área ***Energía*** son:

Diseño bioclimático de edificaciones
Geotermia
Economía de la energía
Energía y medio ambiente
Procesos y uso eficiente de la energía
Solar fototérmica
Solar fotvoltaica

Informes

Dr. Wilfrido Rivera Gómez F
Coordinador del Posgrado en Energía Solar
Tel: (73) 25-00-52, E-mail: wrgf@mazatl.cie.unam.mx

CURSO DE ACTUALIZACIÓN EN ENERGÍA SOLAR

El Centro de Investigación en Energía, en colaboración con el Instituto de Geofísica, el Instituto de Ingeniería y la Facultad de Arquitectura, invitan al Curso de Actualización en Energía Solar, que se efectuará del 19 al 23 de abril de 1999 en sus instalaciones en Temixco, Mor., México.

Informes
Sra. Eréndira Degante Fernández
Tel: (73) 25-00-52, E-mail: edf@mazatl.cie.unam.mx