

01193

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**



POSGRADO DE INGENIERÍA

**INCREMENTO EN LA CANTIDAD DE VAPOR DE LOS
CICLOS GEOTERMOELÉCTRICOS MEDIANTE
CONCENTRADORES SOLARES DE CANAL
PARABÓLICO**

**T E S I S
QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
DOCTOR EN INGENIERÍA
P R E S E N T A:**

ÁLVARO EDUARDO LENTZ HERRERA

(Tutor: Dr. Rafael Almanza Salgado)



MÉXICO, D.F.

2005

m343893



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Autoriza a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de este trabajo excepcional.

NOMBRE: Álvaro E. Lentz Herrera

FECHA: 09/ mayo / 2005

FIRMA:



**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

COMITÉ DE EVALUACIÓN DOCTORAL:

Dr. Carlos Cruickshank Villanueva

Dr. José Luis Fernández Zayas

Dr. Rafael Almanza Salgado

Dr. Alejandro Rodríguez Valdés

Dr. Hernando Romero Paredes Rubio

Dr. Valeriano Ruiz Hernández

Dr. Arturo Palacio Pérez

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

Coordinación de Mecánica, Térmica y Fluidos
Instituto de Ingeniería, UNAM.

Planta Termosolar de Canal Parabólico
Instituto de Ingeniería, UNAM.



Álvaro Eduardo Lentz Herrera
Alumno



Vo.Bo. Tutor
Rafael Almanza Salgado

A Lorena y a mi hija Sofía

dedico esta tesis con

todo mi amor

Índice

Introducción	1
Capítulo 1 La geotermia	5
1.1 Energía geotérmica	5
1.2 El ciclo geotermoeléctrico	6
1.3 La central geotermoeléctrica	7
1.4 Eficiencia de los ciclos geotermoeléctricos	9
1.5 Antecedentes de la geotermia en México	10
1.6 Situación mundial de la geotermia	11
1.7 Capacidad efectiva instalada de generación	11
1.8 Cerro Prieto	13
1.8.1 Análisis químico de la salmuera	16
1.8.2 El ciclo en Cerro Prieto IV	17
1.8.3 Costos de producción geotérmica	18
Capítulo 2 Energía solar	21
2.1 El Sol	21
2.2 Energía solar	22
2.3 La energía solar en México	25
2.4 Tecnologías para aprovechamiento de la energía solar	27
2.4.1 Sistema de receptor central	28
2.4.2 Discos parabólicos	29
2.4.3 Sistema de canal parabólico	30
2.4.4 Ventajas y desventajas de los concentradores	31
2.5 Principales desarrollo de CCP para el aprovechamiento de la energía solar	31
2.5.1 México	32
2.5.2 La Plataforma Solar de Almería	32
2.5.3 Las Plantas SEGS	34
2.5.3.1 Concentradores solares de las plantas SEGS	40
2.5.3.1.1 Diseños LS-1 y LS-2	40
2.5.3.1.2 Diseño LS-3	43
Capítulo 3 Evaluación del recurso solar en Cerro Prieto	47
3.1 Control de calidad de los datos de radiación solar	47
3.1.1 Filtros	48
3.1.1.1 Filtro 1, físicamente posible	48
3.1.1.2 Filtro 2, valores extremadamente raros	49
3.1.1.3 Filtro 3, variables cruzadas	50
3.1.1.4 Filtro 4, comparación con un modelo	50
3.1.1.5 Filtro 5, inspección visual	52
3.1.2 Aplicación de los filtros	53
3.2 Elaboración de un año de diseño	55
3.3 Energía disponible y curva de frecuencia acumulada	56
3.4 Curvas de frecuencia acumulada y energía disponible en Cerro Prieto	57
3.5 Comparación de los datos	61

Capítulo 4 Concentradores de canal parabólico y generación de vapor	63
4.1 Concentrador de canal parabólico	63
4.1.1 Componentes principales de un CCP	64
4.1.1.1 El espejo reflector	64
4.1.1.2 El tubo absorbedor	66
4.1.1.3 El sistema de seguimiento solar	67
4.1.1.4 La estructura metálica	69
4.2 Pérdidas en un CCP	71
4.2.1 Pérdidas ópticas	71
4.2.2 Pérdidas geométricas	72
4.2.3 Pérdidas térmicas	73
4.2.4 Rendimiento global de un CCP	75
4.3 Generación de vapor con concentradores de canal parabólico	79
4.3.1 Producción de vapor mediante un intercambiador de calor	80
4.3.2 Producción de vapor mediante expansión súbita	81
4.3.3 Generación directa de vapor	82
Capítulo 5 Sistema híbrido solar geoterminia	87
5.1 Marco teórico	87
5.1.1 Cálculo del ángulo de inclinación de la irradiancia solar directa sobre la superficie captadora	87
5.1.2 Evaluación de la producción de vapor en el sistema híbrido	89
5.1.2.1 Dimensión del campo solar	90
5.1.2.2 Vapor generado por el capo solar	91
5.2 Evaluación de las opciones del sistema híbrido solar geoterminia	92
5.2.1 Primera opción	93
5.2.1.1 Discusión	94
5.2.1.2 Resultados	95
5.2.2 Segunda opción	99
5.2.2.1 Discusión	100
5.2.2.2 Resultados	100
5.2.3 Tercera opción	104
5.2.3.1 Discusión	104
5.2.3.2 Resultados	105
5.2.4 Cuarta opción	109
5.2.4.1 Discusión	110
5.2.4.2 Resultados	110
5.3 Comparativa de las opciones del sistema híbrido solar-geoterminia	114
5.4 Aspectos relacionados al sistema híbrido solar-geoterminia	115
Conclusiones	117
Recomendaciones	120
Anexo 1	123
Anexo 2	127

Índice de figuras

Figura 1.1 Energía geotérmica	5
Figura 1.2 Esquema de un pozo y separador de vapor	7
Figura 1.3 Diagrama de una central geotérmica	8
Figura 1.4 Capacidad instalada de generación eléctrica en México	12
Figura 1.5 Generación eléctrica en México por fuente	13
Figura 1.6 Fallas en Cerro Prieto	13
Figura 1.7 Corte transversal de los campos geotérmicos	14
Figura 1.8 Pozos de la Central Geotermoeléctrica de Cerro Prieto	15
Figura 1.9 Diagrama T-S del ciclo CPIV	18
Figura 2.1 Piranómetro	24
Figura 2.2 Pirheliómetro	24
Figura 2.3 Distribución espectral de la radiación solar	24
Figura 2.4 Promedio de la radiación anual total diaria en MJ/m ²	26
Figura 2.5 Tecnología de receptor central	28
Figura 2.6 Tecnología de paraboloídes de revolución	29
Figura 2.7 Tecnología de canal parabólico	30
Figura 2.8 Esquema de las plantas SEGS VIII y IX	37
Figura 2.9 Vista aérea de las plantas SEGS III y IV	39
Figura 2.10 Vista de una sección transversal del diseño LS-2	41
Figura 2.11 Eficiencia pico de concentradores tipo LS – 2	42
Figura 2.12 Vista de una sección transversal del diseño LS-3.	43
Figura 3.1 Gráfica de la relación Md-Mt	52
Figura 3.2 Valores de irradiancia global, difusa, extraterrestre y global calculada, para Cerro Prieto el día 17 de enero de 2003	54
Figura 3.3 Valores de irradiancia global, difusa, extraterrestre y global calculada, para Cerro Prieto el día 2 de mayo de 2002	54
Figura 3.4 Valores de irradiancia global, difusa, extraterrestre y global calculada, para Cerro Prieto el día 10 de octubre de 2003	55
Figura 3.5 Curvas de frecuencia acumulada de enero, febrero y marzo en Cerro Prieto	58
Figura 3.6 Curvas de frecuencia acumulada de abril, mayo y junio en Cerro Prieto	58
Figura 3.7 Curvas de frecuencia acumulada de julio, agosto y septiembre en Cerro Prieto	58
Figura 3.8 Curvas de frecuencia acumulada de octubre, noviembre y diciembre en Cerro Prieto	58
Figura 3.9 Energía disponible de enero, febrero y marzo en Cerro Prieto	58
Figura 3.10 Energía disponible de abril, mayo y junio en Cerro Prieto	58
Figura 3.11 Energía disponible de julio, agosto y septiembre en Cerro Prieto	58
Figura 3.12 Energía disponible de octubre, noviembre y diciembre en Cerro Prieto	58
Figura 3.13 Curvas de frecuencia acumulada de enero, febrero y marzo en Cerro Prieto	59
Figura 3.14 Curvas de frecuencia acumulada de abril, mayo y junio en Cerro Prieto	59
Figura 3.15 Curvas de frecuencia acumulada de julio, agosto y septiembre en Cerro Prieto	59
Figura 3.16 Curvas de frecuencia acumulada de octubre, noviembre y diciembre en Cerro Prieto	59
Figura 3.17 Energía disponible de enero, febrero y marzo en Cerro Prieto	59
Figura 3.18 Energía disponible de abril, mayo y junio en Cerro Prieto	59

Figura 3.19 Energía disponible de julio, agosto y septiembre en Cerro Prieto	59
Figura 3.20 Energía disponible de octubre, noviembre y diciembre en Cerro Prieto	59
Figura 3.21 Curvas de frecuencia acumulada de enero, febrero y marzo en Cerro Prieto	60
Figura 3.22 Curvas de frecuencia acumulada de abril, mayo y junio en Cerro Prieto	60
Figura 3.23 Curvas de frecuencia acumulada de julio, agosto y septiembre en Cerro Prieto	60
Figura 3.24 Curvas de frecuencia acumulada de octubre, noviembre y diciembre en Cerro Prieto	60
Figura 3.25 Energía disponible de enero, febrero y marzo en Cerro Prieto	60
Figura 3.26 Energía disponible de abril, mayo y junio en Cerro Prieto	60
Figura 3.27 Energía disponible de julio, agosto y septiembre en Cerro Prieto	60
Figura 3.28 Energía disponible de octubre, noviembre y diciembre en Cerro Prieto	60
Figura 3.29 Comparación de la irradiancia global de Cerro Prieto y Mexicali	61
Figura 4.1 Principio de funcionamiento y componentes de un CCP	64
Figura 4.2 Tubo absorbedor de un CCP	66
Figura 4.3 CCP con seguimiento solar en dos ejes	68
Figura 4.4 Orientaciones del eje de un campo de CCP	69
Figura 4.5 Estructura de un CCP modelo LS-3	70
Figura 4.6 Vista de un CCP completo	71
Figura 4.7 Pérdidas térmicas en el tubo absorbedor de un CCP	74
Figura 4.8 Diagrama de pérdidas y rendimientos en un CCP	78
Figura 4.9 Rendimiento global de un CCP en función de la temperatura	79
Figura 5.1 Diagrama de la primera opción	93
Figura 5.2 Producción anual por un campo solar con orientación Norte-Sur para la primera opción	96
Figura 5.3 Producción anual por un campo solar con orientación Este-Oeste para la primera opción	97
Figura 5.4 Vapor generado con un campo N-S correspondiente a la primera opción, promedios mensuales de enero, junio y septiembre	98
Figura 5.5 Vapor generado con un campo E-O correspondiente a la primera opción, promedios mensuales de enero, junio y septiembre	98
Figura 5.6 Diagrama de la segunda opción	99
Figura 5.7 Producción anual por un campo solar con orientación Norte-Sur para la segunda opción	101
Figura 5.8 Producción anual por un campo solar con orientación Este-Oeste para la segunda opción	102
Figura 5.9 Vapor generado con un campo N-S correspondiente a la segunda opción, promedios mensuales de enero, junio y septiembre	103
Figura 5.10 Vapor generado con un campo E-O correspondiente a la segunda opción, promedios mensuales de enero, junio y septiembre	103
Figura 5.11 Diagrama de la tercera opción	104
Figura 5.12 Producción anual por un campo solar con orientación Norte-Sur para la tercera opción	106
Figura 5.13 Producción anual por un campo solar con orientación Este-Oeste para la tercera opción	107
Figura 5.14 Vapor generado con un campo N-S correspondiente a la tercera opción, promedios mensuales de enero, junio y septiembre	108
Figura 5.15 Vapor generado con un campo E-O correspondiente a la tercera opción, promedios mensuales de enero, junio y septiembre	108
Figura 5.16 Diagrama de la cuarta opción	109
Figura 5.17 Producción anual por un campo solar con orientación Norte-Sur para la cuarta opción	111
Figura 5.18 Producción anual por un campo solar con orientación Este-Oeste para la cuarta opción	112
Figura 5.19 Vapor generado con un campo N-S correspondiente a la cuarta opción, promedios mensuales de enero, junio y septiembre	113

Figura 5.19 Vapor generado con un campo N-S correspondiente a la cuarta opción, promedios mensuales de enero, junio y septiembre	113
Figura 5.20 Vapor generado con un campo E-O correspondiente a la cuarta opción, promedios mensuales de enero, junio y septiembre	113
Figura 5.21 Comparativa de vapor generado por las cuatro opciones, con el área requerida	115

Índice de tablas

Tabla 1.1 Capacidad geotermoeléctrica instalada en el mundo en 2002	11
Tabla 1.2 Análisis químico de la salmuera de Cerro Prieto	17
Tabla 1.3 Ciclo en Cerro Prieto IV	17
Tabla 1.4 Datos energéticos significativos del ciclo	18
Tabla 2.1 Características del fluido del DISS, según el modo de operación	33
Tabla 2.2 Características básicas de las plantas SEGS I – IX	38
Tabla 2.3 Características de los concentradores LS-1, LS-2 y LS-3	45
Tabla 3.1 Límites inferiores y superiores de la irradiancia global, difusa y directa para el filtro 1	48
Tabla 3.2 Límites inferiores y superiores de la irradiancia global horizontal, difusa horizontal y directa normal para el filtro2	49
Tabla 3.3 Parámetros Mt y Md	51
Tabla 3.4 Curvas de frecuencia acumulada y energía disponible de la irradiancia global	58
Tabla 3.5 Curvas de frecuencia acumulada y energía disponible de la irradiancia difusa	59
Tabla 3.6 Curvas de frecuencia acumulada y energía disponible de la irradiancia directa	60
Tabla 5.1 Producción mensual de vapor de la 1ª y 2ª opciones	114
Tabla 5.2 Producción mensual de vapor de la 3ª y 4ª opciones	114

Resumen

Se propone la creación de un sistema híbrido solar geotermia, donde un campo solar de concentradores de canal parabólico se integra al ciclo geotérmico de Cerro Prieto, lográndose con esto un aumento en la producción de vapor durante el día para la generación de electricidad. Cerro Prieto es el campo geotérmico más importante del país y en esta zona es donde se presentan los mayores niveles de irradiancia. Este sistema aprovecha las dos fuentes de energía para proveer vapor al ciclo geotermoeléctrico actual de ciclo Rankine abierto. Cuatro alternativas son analizadas para dicho propósito: En la primera el campo solar está entre el pozo y el primer separador, en la segunda el campo solar se encuentra entre el primer y segundo separador, en la tercera se utiliza el fluido residual de las torres de enfriamiento para generar vapor a las condiciones de la turbina en el campo solar y en la cuarta también se genera vapor mediante un campo solar con el excedente de agua de la torre de enfriamiento, en esta opción se añade un tanque de evaporación, con el que se suministra vapor a la turbina. Campos con orientación Norte-Sur y Este-Oeste son estudiados, con el propósito de incrementar sólo en 10% la calidad del vapor, ya que se encuentra limitado debido a la presencia de sales y sílice en la salmuera geotérmica proveniente de los pozos, para evitar altas concentraciones en la parte líquida. En este trabajo se obtuvo el tamaño de los campos y la producción anual de cada opción, teniéndose la mayor de ésta en los meses de verano.

Abstract

A solar-geothermal hybrid system is proposed in order to increase the steam flow in the present geothermal cycle, adding a solar field of parabolic trough concentrators. Cerro Prieto is the most important geothermal field in Mexico; this area also has the highest levels of irradiance in the country. This system uses two energy resources to provide steam to a turbine to generate electricity in an open Rankine cycle. Using the Cerro Prieto geothermoelectric cycle, four alternatives are presented by adding a concentrator solar field for such system. The first alternative is setting the solar field between the wells and the first separator; the second alternative is setting the solar field between the first and the second separator, the third and fourth alternatives produce steam with the exceeding waterfront from the cooling tower, the difference being in the evaporation tank in the fourth alternative. The parabolic trough solar field is evaluated in North-South and East-West orientation collector alignments. A proposal to obtain an increase of 10% in steam flow is evaluated, because this increase in flow is limited by the content of dissolved salts, so as to avoid a liquid phase with high salt concentrations. The size of the parabolic troughs field was obtained as well as the annual steam production for both orientations. In summer the highest steam production is presented.

Introducción

La vida como la conocemos ahora no podría entenderse sin la electricidad; gran parte de nuestras actividades cotidianas están directa o indirectamente relacionadas con el uso de la electricidad y en consecuencia con los recursos energéticos para producirla. Los recursos de la Revolución Industrial fueron en gran medida la energía hidráulica de las caídas de agua y el carbón mineral, que en cierta medida, originaron la era de las máquinas. El carbón mantuvo su posición como combustible hasta que el petróleo y el gas natural empezaron a utilizarse cada vez más hasta llegar a dominar totalmente el balance energético mundial (Hernández J., 1985). La inquietud originada por el incremento en los precios del petróleo y el deterioro del medio ambiente han despertado el interés de muchas personas por utilizar fuentes energéticas renovables como son la energía solar y la geotérmica entre otras.

La energía geotérmica es un buen ejemplo del aprovechamiento de una fuente renovable de energía en México, destacándose en el mundo entre los tres primeros productores de electricidad por su capacidad instalada; la geotermia en México cuenta con los campos de Cerro Prieto, Los Azufres, Los Humeros y Tres Vírgenes entre los más importantes por su generación. ((Hiriart G. et al., 2003). Si bien la geotermia se ha destacado y es ejemplo a seguir para otras fuentes renovables, en contraparte la energía solar no ha tenido el mismo éxito en nuestro país. Se han hecho muchos intentos para su aprovechamiento, pero hasta ahora ninguno se ha destacado de manera importante, siendo en su gran mayoría sistemas de calentamiento de agua para uso doméstico y albercas los más utilizados.

Este trabajo propone el aprovechamiento de estas dos fuentes de energía, la solar y la geotérmica, en lo que se ha llamado sistema híbrido solar-geotermia, tomando como base el ciclo geotérmico en donde se está estudiando insertar un campo solar de concentradores para la producción de vapor y con esto poder cubrir la demanda de energía eléctrica, principalmente en verano.

Existen pocos antecedentes de sistemas híbridos solar-geotermia, por ejemplo el propuesto por Archibald J. y Karagiorgas. para el calentamiento de viviendas, otro sistema de desalinización de García-Rodríguez; sin embargo, esta es la primera vez que un sistema híbrido de estas características se propone para la generación de electricidad.

Existen diversas formas de aprovechar la energía solar; una de ellas es la utilización de concentradores de canal parabólico; esta tecnología ha sido probada exitosamente por más de 15 años en el desierto de Mojave, donde se tienen instalados 354MWe; también es destacable lo hecho en la Plataforma Solar de Almería, en España, en el Proyecto DISS (Zarza, 2001). Otro desarrollo importante es la generación directa de vapor (GDV) en concentradores de canal parabólico, la cual ha sido estudiada por Eduardo Zarza, Rafael Almanza y Vicente Flores (Almanza, 2004), (Almanza et al, 1997), (Flores, 2004). La eficiencia alcanzada con GDV en concentradores de canal parabólico es de aproximadamente 70% (Zarza, 1999) (200°C y 800 W/m^2) Este tipo de tecnologías son las opciones más viables para que México entre a la lista de países que las utilizan, mediante la integración de ésta en el sistema solar-geotermia (Almanza y Lentz 1997), (Lentz, 2002).

Se ha seleccionado el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, por ser este campo el que tiene la mayor cantidad de días despejados y los mejores niveles de radiación solar durante el año. Durante el verano el noroeste de la República Mexicana presenta las más altas temperaturas (50°C) y con esto un aumento en la demanda de electricidad por el uso del aire acondicionado; además, si a esto se le suma el que la producción de vapor de un pozo geotérmico disminuye con el tiempo, entonces es necesario perforar nuevos pozos para cubrir dicha demanda; es por esto que un campo solar podría aportar el vapor requerido para cubrir la demanda de vapor y de electricidad (Lentz, 2004).

La inserción del campo solar en el ciclo geotérmico tiene también el objeto de no realizar grandes modificaciones al ciclo actual, utilizando la infraestructura que actualmente se tiene, dado que Cerro Prieto IV es la unidad más reciente; en éste es donde se presentan las mejores eficiencias de generación, razón por la cual se tomará como referencia para la realización de los cálculos y ser el posible candidato a albergar dicho proyecto.

Los objetivos principales de este trabajo son: Evaluar el recurso solar disponible en Cerro Prieto y estimar la producción de vapor de un campo solar de concentradores integrado a un campo geotérmico, a lo largo del año.

En los siguientes capítulos se describen ambas fuentes de energía, la forma de aprovecharlas, su historia, su situación actual; por lo referente al sistema híbrido, sus alternativas de integración y los resultados de este estudio.

En el Capítulo 1, se describen los aspectos más importantes sobre: la energía geotérmica, su aprovechamiento en la central geotérmica y el rendimiento de la misma, así como su historia en México y la situación mundial; también se realiza una descripción del campo geotérmico de Cerro Prieto, concluyendo con una sencilla estimación de los costos de producción del vapor geotérmico.

El Capítulo 2 se refiere a la energía solar, describiendo los principales aspectos del Sol y su energía emitida; se describen las formas en las que esta energía puede ser aprovechada mediante su concentración; también se describen las tres principales tecnologías termosolares que destacan en el aprovechamiento de la energía solar y los desarrollos a nivel mundial tanto experimental como comercial, que han sobresalido por su grado de avance.

En el capítulo 3 se hace una evaluación de la energía solar que se recibe en el campo geotérmico de Cerro Prieto; se realizó un control de calidad de los datos de radiación solar medidos por la Comisión Federal de Electricidad y se describe el método utilizado para la realización de dicho control de calidad; además, se describen a su vez las curvas de frecuencia acumulada y de energía disponible, realizadas para mostrar el potencial de la energía solar para la irradiancia solar global, directa y difusa de Cerro Prieto.

El capítulo 4 describe el funcionamiento del concentrador de canal parabólico y de sus principales componentes; las pérdidas presentadas en éste, las cuales se dividen principalmente en tres: las pérdidas ópticas, las pérdidas térmicas del tubo absorbedor al ambiente y las pérdidas geométricas. El concentrador solar de canal parabólico tiene como una de sus principales aplicaciones la de generar vapor, ya sea indirecta o directamente, haciendo pasar un fluido a través del tubo absorbedor, existiendo ventajas y desventajas en cada una de ellas.

En el Capítulo 5 se proponen diversas formas en las que este sistema híbrido puede integrarse en el campo geotérmico de Cerro Prieto, mediante la instalación de un campo de concentradores solares de canal parabólico. Se estima el flujo de vapor generado por el campo de concentradores de canal parabólico con la orientación norte-sur (N-S) y con la orientación este-oeste (E-O) para las diferentes opciones presentadas; en cada caso se comparan las diferencias en la generación de vapor. Las opciones varían dependiendo del lugar en el que se encuentre ubicado el campo solar; en este trabajo, se estudian cuatro opciones mediante la generación directa de vapor (GDV) en el ciclo geotérmico actual. La primera opción consiste en utilizar una parte del flujo proveniente del pozo y aumentar la cantidad de vapor de la salmuera, antes de su separación; la segunda toma la parte líquida del flujo que sale del primer separador, para aumentar la relación de vapor y llevarlo a una segunda separación; la tercera opción utiliza el fluido residual de las torres de enfriamiento

generando vapor a las condiciones del pozo o de la turbina; finalmente, la cuarta opción que también utiliza el fluido residual de las torres de enfriamiento para generar vapor con un tanque de evaporación instantánea a las condiciones de la turbina.

Referencias

- Almanza R. y Lentz A., 1998, Electricity production at low powers by direct steam generation with parabolic troughs, *Solar Energy*, Vol. 64, (1-3), 115-120.
- Almanza R. Lentz A. y Jiménez G., 1997, Receiver behavior in direct steam generation with parabolic troughs, *Solar Energy*, Vol. 61 (4), 275-278.
- Almanza R., Jiménez G. y Lentz A., 2002, DSG Under two-phase and stratified flow in a steel receiver of a parabolic trough collector, *Transactions of ASME, Journal of Solar Energy Engineering* , Vol 124, 140-144.
- Archibald J., Geoghegan E. y Surikova T., 2002, Design of solar-geothermal heating and cooling retrofit for a physics laboratoty, <http://www.americansolar.com/solar2002-design.pdf>.
- Flores V. y Almanza R., 2004, Behavior of the Compound Wall Copper-Steel Receiver with Stratified Two-Phase Flow Regimen in Transients States when Solar Irradiance is Arriving on One Side of Receiver, *Solar Energy* Vol. 76 No.1-3, 195-198.
- Flores V. y Almanza R., 2004, Direct steam generation in parabolic trough concentrators with bimetallic receivers, *Energy* Vol. 29 No. 5-6, 645-651.
- García-Rodríguez L., 2003, Renewable energy application in desalination: state of the art, *Solar Energy* (75), 381-393,
- Hernández J., 1985, La energía de la tierra, CECSA, Instituto de Investigaciones Eléctricas, México, pp 11-26.
- Hiriart G. y Gutiérrez-Negrín L. 2003, Main Aspects of geothermal energy in México, *Geothermics* 32, Elsevier, pp 389-396.
- Karagiorgas M., Mendrinós D. y Karytsas C., 2003, Solar and geothermal heating and cooling of the European Centre for Public Law building in Greece, *Renewable Energy* 29, pp461-470,
- Lentz A, Almanza R y Ruiz V., 2002, A hybrid Geothermal-Solar System to increase the Quantity of steam in Cerro Prieto, Baja California, Mexico, *Proceedings of the 11th SolarPACES International Symposium*, Zurich, Suiza.
- Lentz A. y Almanza R., 2004, Parabolic troughs to increase the geothermal wells flow enthalpy, *Proceedings of the 12th SolarPACES International Symposium*, Oaxaca, Mexico.
- Zarza E, Hennecke K., Herrman U., Langenkamp J., Goebel O., Eck M., Rheinländler J., Ruiz M., Valenzuela L., Zunft S. y Weyers D., 1999, DISS-phase I Project. Final Project Report, Madrid, Editorial CIEMAT, ISBN: 84-7834-358-X.
- Zarza E, Weyers D., Eck M., y Hennecke K., 2001 The DISS project: Direct steam generation in parabolic troughs operation and maintenance experience update on project status. *Forum 2001 Solar Energy*, Washington, DC.

Capítulo 1

La geotermia

1.1 Energía geotérmica

La geotermia aprovecha el calor y el agua que se han concentrado en ciertos sitios del subsuelo, conocidos como yacimientos geotérmicos, por lo que la energía geotérmica, es aquella que proviene del núcleo de la Tierra y se desplaza hacia la corteza terrestre a través de las fisuras de las rocas sólidas y semisólidas del interior del planeta hasta alcanzar niveles cercanos a la superficie, donde existen condiciones geológicas favorables para su acumulación (fig. 1.1.).

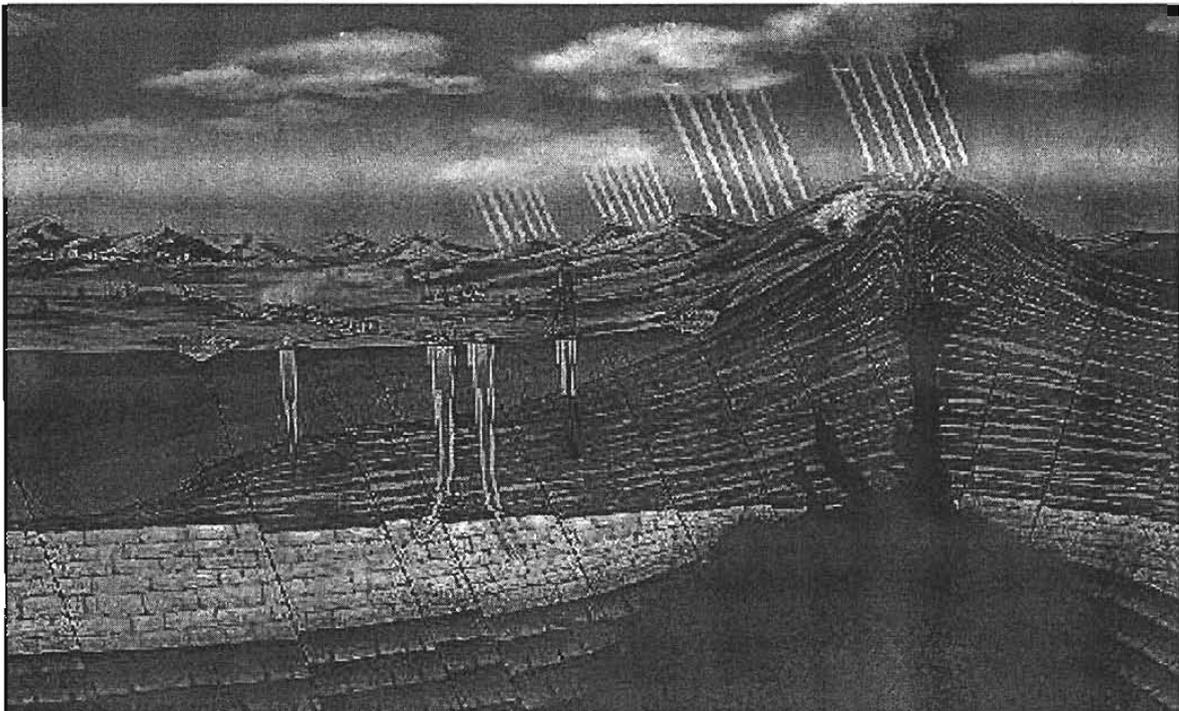


Fig 1.1) Energía geotérmica

Este tipo de yacimiento se asocia a fenómenos volcánicos y sísmicos, cuyo origen común son los movimientos profundos que ocurren continuamente entre los límites de las placas litosféricas en las que se divide la porción sólida más externa de la Tierra.

Un yacimiento geotérmico típico se compone de una fuente de calor, un acuífero y la llamada capa sello. La fuente de calor es generalmente una cámara magmática en proceso de enfriamiento. El acuífero es cualquier formación litológica, con permeabilidad suficiente para alojar agua meteórica percolada desde la superficie o desde otros acuíferos someros. La capa sello o parte de ella, es una formación con menor permeabilidad; su función es impedir que los fluidos geotérmicos se disipen totalmente en la superficie.

1.2 El ciclo geotermoeléctrico

En una central de generación termoeléctrica, normalmente se utiliza vapor de agua como fluido de trabajo principal, el cual describe un ciclo para convertir la energía disponible en trabajo útil. Dicho ciclo toma como base el ciclo Rankine del vapor (Wark, 1988), que básicamente consta de cuatro procesos:

- Suministro de calor, o evaporación a presión constante
- Expansión isoentrópica en una turbina, en la que el vapor cede trabajo útil
- Condensación a presión constante, con transmisión de energía en forma de calor al medio ambiente
- Compresión isoentrópica en una bomba, con ingreso al ciclo

En una central geotérmica el vapor no cumple en sentido estricto el ciclo Rankine. El vapor, tras ser separado del líquido, ingresa a la turbina, realiza trabajo e inmediatamente es condensado. Después de esta última etapa en lugar de continuar el ciclo comprimiéndose adiabáticamente, el líquido obtenido pasa a formar parte del circuito de enfriamiento, y así alcanzar la condensación del vapor. Ya en este circuito, el condensado junto con el agua de enfriamiento se envía a la torre, donde su temperatura se reducirán a valores adecuados.

En la torre, el enfriamiento del agua del circuito se debe a que una buena parte de ésta no se evapora, como consecuencia de entrar en contacto directo con un fluido de aire ambiente no saturado. Dado a que continuamente todo el fluido de vapor condensado que pasa por la turbina, ingresa al circuito de enfriamiento, y que además la cantidad de líquido que se evapora en la torre de enfriamiento es menor

a dicho flujo de vapor, resulta necesario que continuamente se deseche a los drenajes el exceso de líquido, el cual puede reinyectarse o enviarse a una laguna de evaporación.

Por otro lado, cuando el vapor condensado sale del condensador, lleva en solución cierta cantidad de gases, lo que le da un carácter ácido que puede ser altamente corrosivo. Los gases extraídos del condensador quedan listos para su eventual tratamiento químico mediante reactivos o por combustión, y con ello aminorar el efecto contaminante del medio ambiente.

1.3 La central geotermoeléctrica

Por medio de pozos específicamente perforados, las aguas subterráneas (que poseen una gran cantidad de energía térmica almacenada) se extraen a la superficie transformándose en vapor y así generar energía eléctrica.

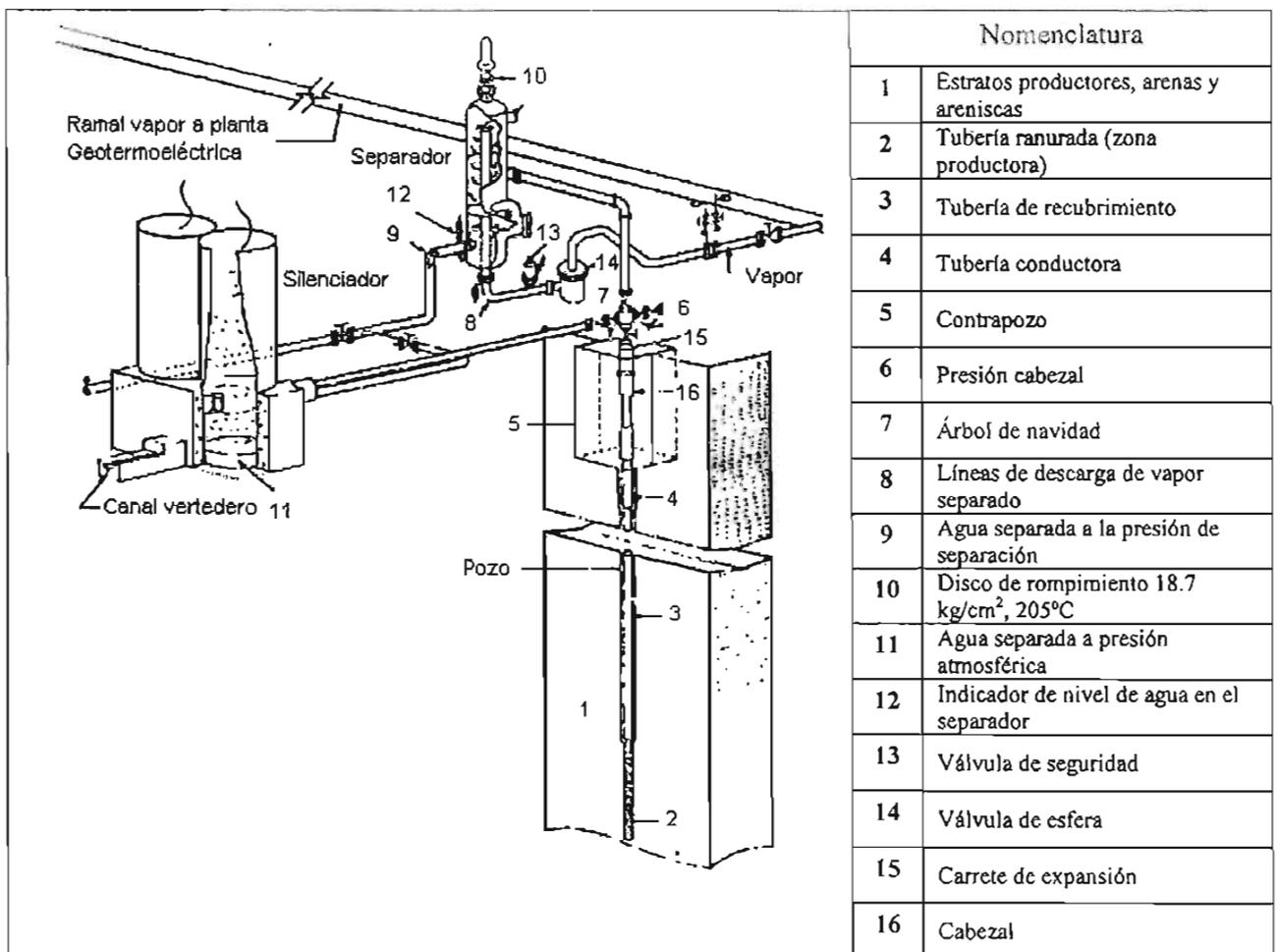


Fig 1.2. Esquema de un pozo y separador de vapor

Una central geotermo-eléctrica está compuesta de varios pozos, de los cuales unos son pozos secos y otros conocidos como pozos húmedos, en este último caso, una mezcla de vapor y agua sube a través de ellos hasta una plataforma donde es separada mediante unos equipos llamados separadores; el vapor ya seco se dirige a la turbina donde se transforma la energía cinética en mecánica y ésta a su vez en electricidad en el generador; el vapor que sale de las turbinas pasa al condensador de contacto directo donde finalmente el agua se desecha. El generador de vapor de una central geotérmica está compuesto por los pozos y el equipo de separación para retirar la humedad del vapor (fig 1.2).

En algunos casos el agua sobrante se envía a pozos inyectoros, donde se reingresa al subsuelo, en tanto que en otros casos se conduce a lagunas de evaporación.

Esta clase de centrales operan con principios análogos a los de una termoeléctrica tipo vapor, excepto en la producción de vapor, que en cuyo caso se extrae del subsuelo. La mezcla agua-vapor que se obtiene del pozo se envía a un separador. El ciclo y la central geotermoeléctrica se describen en la fig 1.3.

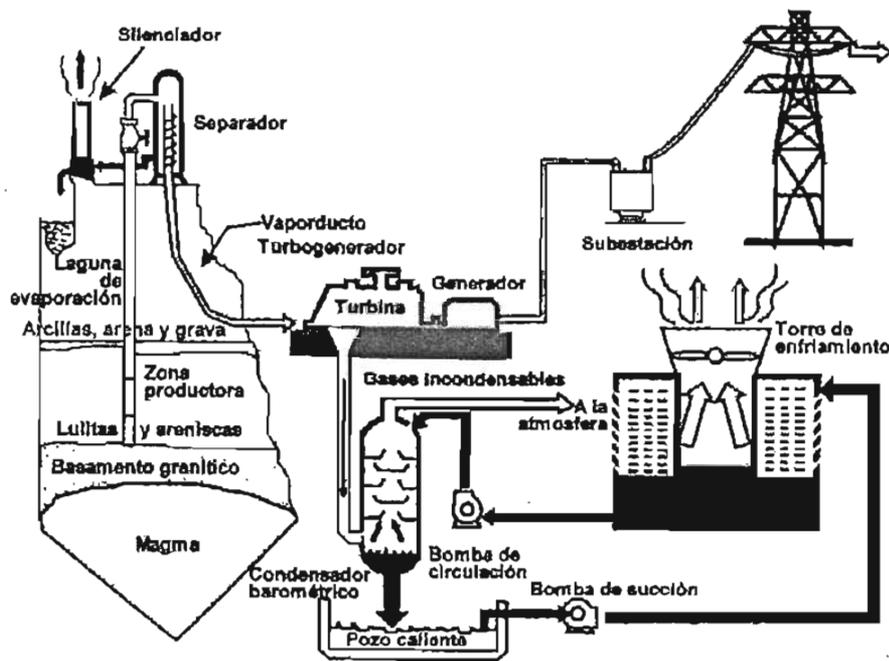


Figura 1.3 Diagrama de una central geotérmica

El diseño de una planta geotérmica y una termoeléctrica convencional presentan las siguientes diferencias:

- a) El generador de vapor (caldera) se sustituye por el yacimiento geotérmico y los pozos que producen dicho vapor
- b) El contenido de gases en el vapor requiere del uso de condensadores similares a los que se emplean en las centrales convencionales, pero con grandes compresores para extraerlos ya que son incondensables
- c) El uso del vapor proveniente de los pozos, una vez condensado, permite prescindir de una fuente externa de agua para reponer las pérdidas por evaporación que se registran en la torre de enfriamiento.

1.4 Eficiencia de los ciclos geotermo-eléctricos

El hecho de que los fluidos geotérmicos se obtengan de la naturaleza a bajas temperaturas en comparación con los ciclos convencionales implica una limitación: que la eficiencia termodinámica del ciclo geotérmico sea necesariamente menor; además de que las plantas deben ser económicas ya que el costo del calor resulta ser bajo.

El potencial energético del vapor entregado por una planta no depende sólo de su presión, temperatura, calidad o su presión a la salida de la turbina, sino también de las configuraciones de la tubería del ciclo, separadores y válvulas; en cuyos casos, las pérdidas de presión inducidas pueden ser considerables.

Si en teoría se tiene una presión óptima en la boca del pozo de vapor de 0.608 Mpa, una presión a la entrada de la turbina de alrededor de 0.456 Mpa y presión de salida de 0.0136 MPa, puede obtenerse una eficiencia térmica de 15% (Christopher *et al.*, 1973). Si se sabe que una eficiencia de alrededor de 30% se obtiene de una planta térmica convencional moderna, esto muestra qué tan barato es el calor de la tierra, para hacer económicamente competitivo el ciclo geotérmico con los ciclos convencionales. ¿?

Cuando un campo húmedo va a ser explotado y se va a hacer uso de agua caliente por medio de doble estrangulamiento, la eficiencia de generación se reducirá, pero la cantidad de potencia generada se incrementará.

Para el caso de eficiencias en pozos secos, éstas son un poco mejores debido a que después de su paso a través de la turbina se obtiene vapor todavía seco, como resultado de haber recurrido al vapor sobrecalentado. Pero como el grado de sobrecalentamiento es usualmente moderado por el tiempo en que el vapor llega a la planta, las diferencias son pequeñas y pueden ser despreciadas debido a las diferencias en calidad de diferentes plantas. Por ejemplo, en los pozos secos los fabricantes de una

unidad de 55 MW especifican un consumo de vapor de 411,649 kg/h a una presión de 0.689 Mpa y 179.4 °C con una presión de salida de 0.0136 Mpa. Esto equivale a una eficiencia de 17.3%. Al no haber pérdidas de condensación en la tubería, debido a la condición de sobrecalentamiento del vapor, sino pérdidas mínimas de drenado; y al no haber agua caliente que sea rechazada, la eficiencia total calculada será aproximadamente 5% menor que la estimada, es decir, de aproximadamente 16.4%.

Como ya se explicó, la diferencia en la eficiencia entre los pozos secos y los pozos húmedos es muy pequeña, por lo que trabajar con calidad del 100% o sobrecalentado no mejorará de manera significativa la eficiencia del ciclo; por lo que incrementar la calidad del vapor tiene como fin lograr un gasto mayor de vapor.

1.5 Antecedentes de la geotermia en México

El país tiene una larga historia de aprovechamiento de la geotermia para generar electricidad a partir de 1954, cuando el Gobierno mexicano solicitó asistencia técnica a la Organización de Naciones Unidas, ONU, formándose un año después la Comisión de Energía Geotérmica, fue en ese mismo año cuando dio inicio la perforación del primer pozo en Pathé, Hidalgo a tan sólo 130 km de la Ciudad de México; la unidad, de 3.5 MW comenzó su operación comercial el 20 de noviembre de 1959. Fue la primera central geotermoeléctrica en el continente y la tercera nación del mundo en aprovechar la energía de la tierra (Hernández, 1985).

Por su parte los primeros estudios en los Azufres, Michoacán, para la explotación de este campo geotérmico se iniciaron también en los años cincuenta, pero no fue sino hasta 1977 cuando se perforaron los primeros pozos exploratorios profundos, y en 1982 se instalaron las primeras unidades generadoras a contra presión de 5 mega-watts (Cadenas, 1999).

En Cerro Prieto, Baja California, los primeros reconocimientos exploratorios se comenzaron en 1958, en una zona de intensa actividad termal cercana al volcán. Aunado a lo anterior, se implementaron diversos estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos dando como resultado la construcción de tres pozos someros, de 750 metros, de los cuales dos resultaron productores de agua y uno de vapor de baja entalpía.

Posteriormente en 1964 ya con mayor conocimiento de la zona y del subsuelo, dio inicio la perforación de cuatro pozos exploratorios profundos, los cuales arrojaron buenos resultados al registrar

temperaturas del orden de los 300°C en estratos generadores de gran potencialidad, dando lugar a 14 pozos adicionales para la primera central, denominada Cerro Prieto I, la cual entró en operación comercial en mayo de 1973 con capacidad de 75MWe.

1.6 Situación mundial de la geotermia

Para el año 2002 México se ubicaba como el tercer productor de energía geotermoeléctrica a nivel mundial, solamente detrás de Estados Unidos y Filipinas (tabla 1.1), con una capacidad de generación de 853 MW, como producto de cuatro campos geotérmicos: Cerro Prieto, Baja California, con 720 MW; Los Azufres, Michoacán, 93 MW; Los Humeros, Puebla, 30 MW; y Tres Vírgenes, Baja California Sur, 10 MW (Hiriart G. *et al.*, 2003).

Tabla 1.1. Capacidad geotermoeléctrica instalada en el mundo, en 2002

País	Capacidad (MW)	% Total
Estados Unidos	2228	27.1
Filipinas	1908	23.2
México	853	10.4
Italia	795	9.6
Indonesia	748	9.1
Japón	533	6.5
Nueva Zelanda	436	5.3
Islandia	170	2.1
El Salvador	161	1.9
Costa Rica	143	1.7
Nicaragua	70	0.8
Kenia	53	0.6
Otros países	137	1.7
Total	8235	100

1.7 Capacidad efectiva instalada de generación

La generación de energía eléctrica a través de la Comisión Federal de Electricidad se realiza con base en las tecnologías disponibles en la actualidad: centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, eólicas y nucleares.

Al cierre del mes de marzo del año 2004 la CFE, incluyendo productores independientes de energía, cuenta con una capacidad efectiva instalada para generar fluido eléctrico de 44,269.74 MW, de los cuales 9,363.82 MW son de hidroeléctricas, 29,979.36 MW corresponden a las termoeléctricas que consumen hidrocarburos; 2,600.00 MW a Carbo-eléctricas; 959.50 MW a geotermo-eléctricas; 1,364.88 MW a la núcleo-eléctrica, y 2.18 MW a la Eolo-eléctrica.

La geotermia es un recurso abundante en el país, debido a sus características tectónicas y volcánicas. Los 859.5 MW de generación geotermoeléctrica representan el 2.17% de la capacidad eléctrica total de México (fig 1.4).

La electricidad correspondiente a la geotermia es una de las más limpias y respetuosas del medio ambiente; su costo de generación es competitivo con el de la electricidad producida por las plantas convencionales, ya que aunque la inversión inicial es alta, su monto de operación es más bajo que el de una termoeléctrica normal.

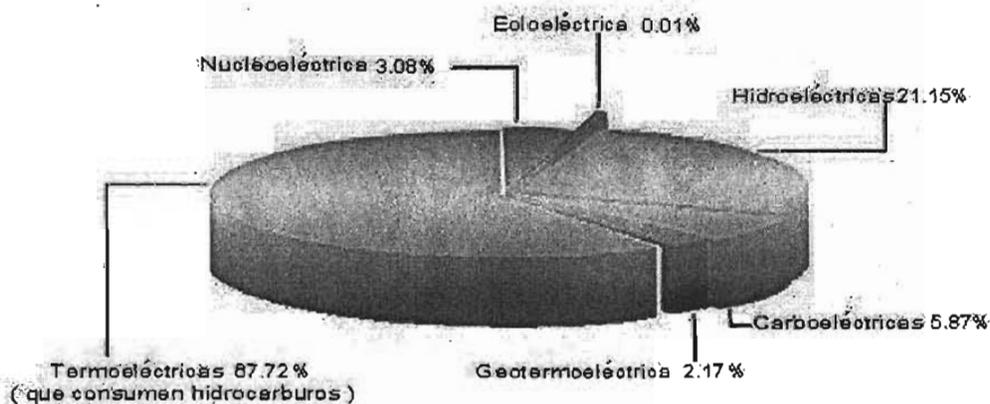


Fig 1.4. Capacidad instalada de generación eléctrica en México

La electricidad geotérmica representa cerca del 3.4% de la producción anual total de la electricidad en México (fig 1.5); la generación de Cerro Prieto adquiere importancia fundamental, ya que con su capacidad de 720 MW satisface a más de la mitad de la electricidad que se consume en la red de distribución de Baja California, y por no estar interconectada con la red eléctrica nacional abastece a más de la mitad de los dos millones 900 mil habitantes de la península, incluyendo Tijuana, con un millón 210 mil pobladores, y Mexicali con 764 mil habitantes (CFE, 2004). Sin embargo en la época de verano existe un déficit y es necesario utilizar otras fuentes en Mexicali.

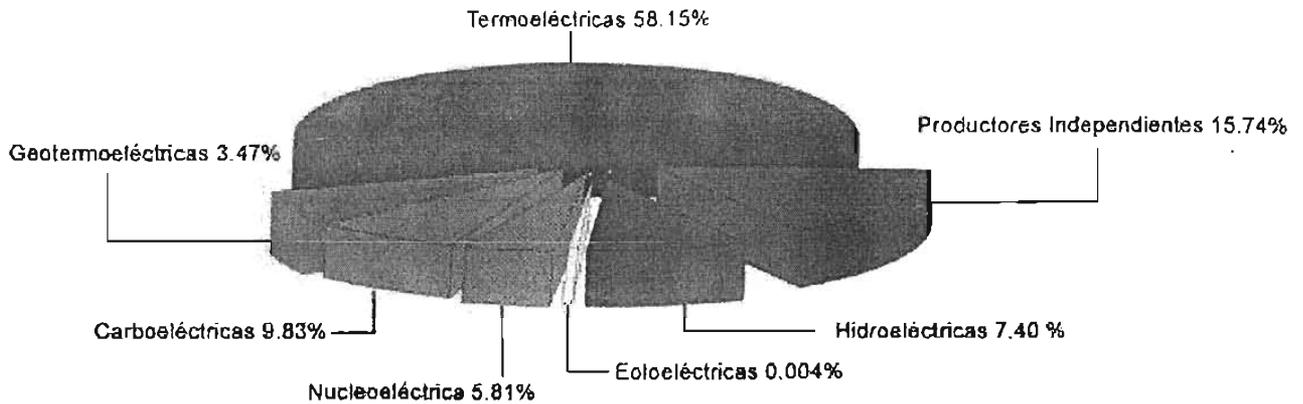


Fig 1.5 Generación eléctrica en México, por fuente

1.8 Cerro Prieto

El campo geotérmico de Cerro Prieto, en el Valle de Mexicali, a 35 km. al sur de la frontera con los Estados Unidos y a 30 km al suroeste de Mexicali, entre los meridianos $114^{\circ} 40'$ y $115^{\circ} 33'$ longitud oeste, y los paralelos $31^{\circ} 55'$ y $32^{\circ} 44'$ de latitud norte. Destacando como rasgo geográfico el volcán de Cerro Prieto; dicho valle forma parte de la cuenca de Salton, la cual tiene una activa y desarrollada depresión estructural como resultado de la actividad tectónica que se ha creado con una serie de centros de dispersión y fallas asociadas a la cresta del Pacífico Este y al sistema de fallas de San Andrés. Cerro Prieto se asocia a uno de esos centros de dispersión, donde la corteza está separada por movimientos de sentido lateral derecho a lo largo de las fallas de Cerro Prieto e Imperial (fig 1.6).

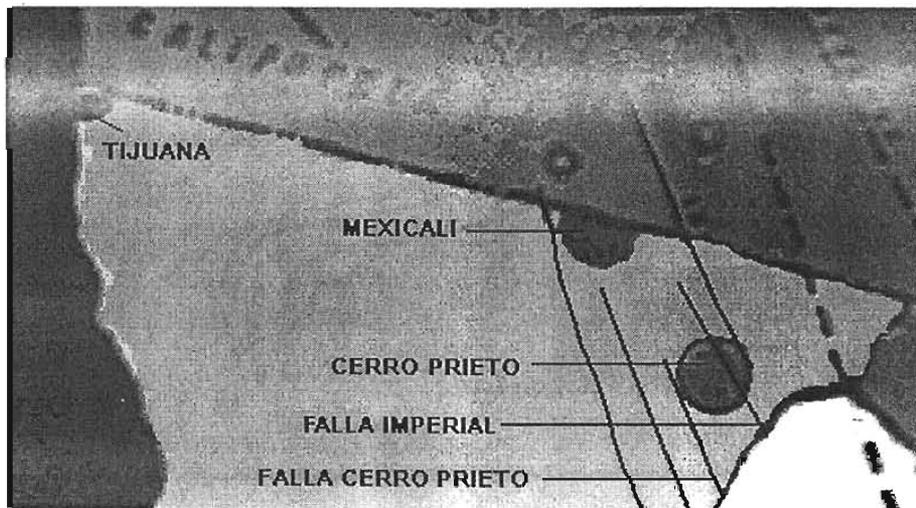


Figura 1.6 Fallas en Cerro Prieto

La región es árida, con clima extremo, variando su temperatura de 12° C a 47° C en verano, y lluvias muy escasas con una precipitación media anual de 80 milímetros según registros climatológicos de los últimos 20 años.

Según modelos geológicos a cargo de la CFE, el flujo de agua del subsuelo tiene una dirección que va de oeste al este geográfico; por el contrario, la fuente de calor presenta un flujo en sentido contrario, lo que explica haya mayores temperaturas al este del campo en donde está localizado CP IV; en la zona norte de CPI, y al oeste del campo; los efectos por la infiltración del agua producen una disminución en la temperatura de los pozos de aproximadamente 20°C; esto también se presenta en menor medida en CPIII (Rodríguez, *et al.*, 2000).

Un corte transversal del campo geotérmico muestra que los pozos de Cerro Prieto son más profundos de oeste a este; de igual manera estos presentan las mayores presiones y temperaturas en su interior (fig 1.7).

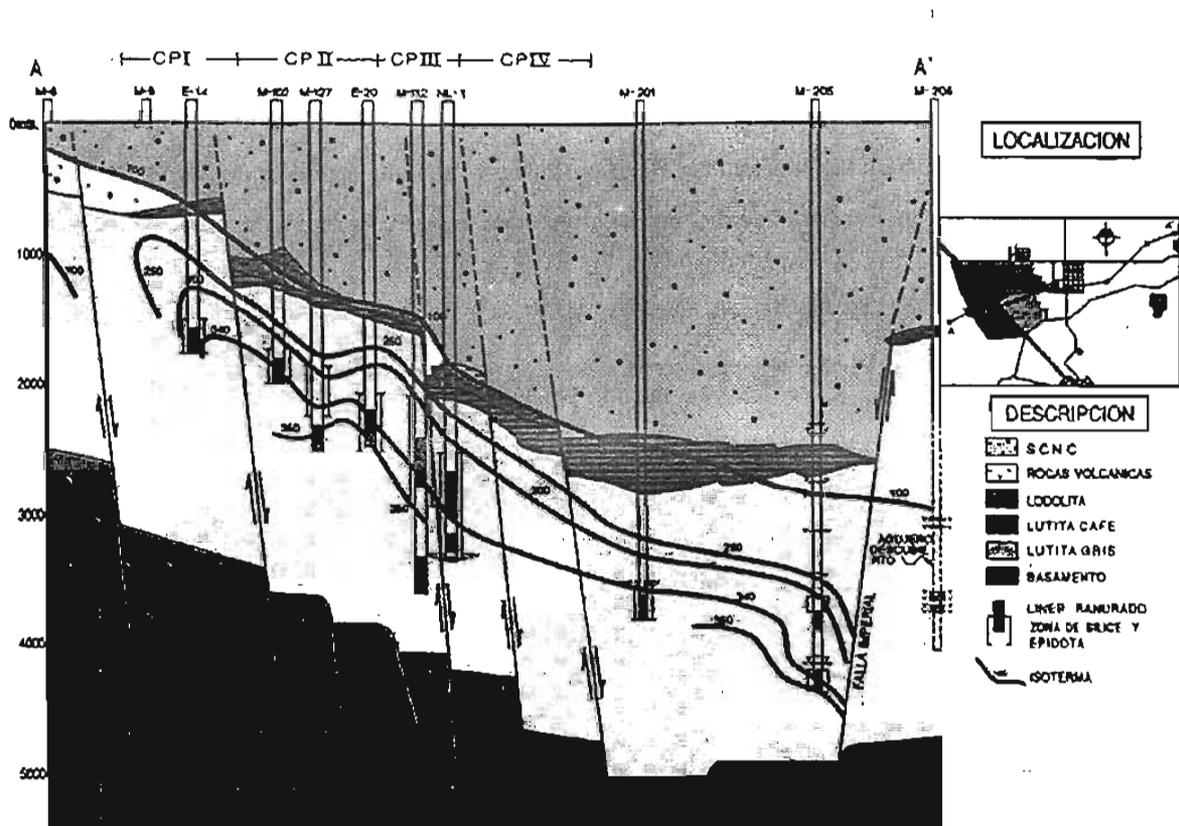


Fig 1.7. Corte transversal de los campos geotérmicos

La unidad I tiene una capacidad instalada de 180 MW con cuatro unidades de una turbina de cilindro doble, de impulso con condensación de 37.5 MW cada una; y una quinta de 30 MW de baja presión, con vapor secundario obtenido del agua de desecho de los pozos que alimentan las primeras cuatro centrales turbogeneradoras.

En 1981 se inició la construcción de Cerro Prieto II, unidades 6 y 7, y Cerro Prieto III con dos unidades de 110 MW de capacidad cada una, con las unidades 8 y 9 entrando en operación comercial en 1986, con una capacidad instalada de 620 MW. En 1991 se puso en marcha la unidad IV con cuatro unidades de 25MW, unidades 10, 11, 12,13; llegando a un total de 720 MWe instalados en Cerro Prieto.

Además, existen en Cerro Prieto pozos con una y dos separaciones para suministrar vapor de alta, media y baja presión. En las unidades I, II y III el vapor se separa inmediatamente a la salida del pozo; posteriormente se envía a las unidades generadoras de potencia. En los pozos con doble separación, el vapor desechado por el primer separador se conduce al segundo, separando a menor presión para obtener vapor (fig 1.8). El desecho de ambos separadores se encauza a un silenciador y mediante un sistema de canales a cielo abierto el fluido llega a una laguna de evaporación de aproximadamente 19 km² (CFE, 2003).

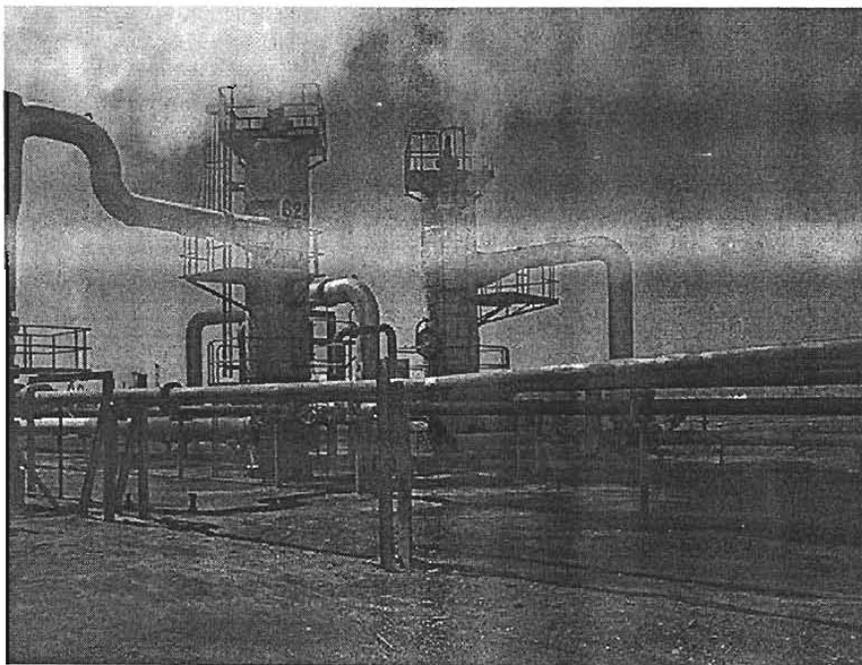


Figura 1.8, Pozos de la Central Geotermolétrica de Cerro Prieto.

En Cerro Prieto IV la mezcla de salmuera (agua-vapor) se envía a islas de separación a diferencia de las anteriores, donde el vapor se separa para alimentar a las unidades generadoras de la 10 a la 13; en algunos casos se realiza al resto de la mezcla una segunda separación para dirigir el vapor a Cerro Prieto I, y el fluido restante a los canales que lo conducen a la laguna de evaporación.

En el año de 1987 se alcanzó una producción de vapor de 4729 t/h; un año después con una generación de 4688 t/h se logró un volumen máximo anual de 4400 GWh; de ahí que el consumo específico de vapor por megawatt generado correspondiente a ese año fue de 9.23 toneladas por hora (Ocampo J., 1991)

En Cerro Prieto, entre 1996 y 1998, se perforaron 20 pozos; 17 fueron para la producción de vapor y tres para inyección. El número total de los pozos de producción funcionando a la fecha es de 96. En años recientes una firma privada perforó 32 pozos para proveer 1600 t/h del vapor a CFE. Cerca del 40% de la salmuera separada se reinyecta en siete pozos y el resto se va a una laguna de evaporación (Huntter G, 2001).

La construcción de la fase IV dio principio en 1999, con cuatro unidades de 25MWe cada una. Por su parte en el 2001 se puso en marcha la unidad IV de 100MWe, con lo cual Cerro Prieto llegó a 720MWe de capacidad instalada.

Actualmente (2004) la central geotermoelectrica de Cerro Prieto cuenta con 13 unidades en las plantas I, II, III y IV; los factores de planta de estas son del orden de 90%. Una turbina de Cerro Prieto IV tiene un consumo específico de vapor entre 7 y 8 t/h por MW generado.

1.8.1 Análisis químico de la salmuera

Datos proporcionados por la CFE de 59 pozos estudiados en Cerro Prieto I y II, muestran que la relación agua-vapor promedio es aproximadamente de 33.1 % de vapor del total de la mezcla, siendo predominantemente agua. La tabla 1.2 contiene el análisis químico de la salmuera de una muestra tomada a la salida del primer separador (líquido).

Tabla 1.2. Análisis químico de la salmuera de Cerro Prieto, masa en porcentaje

NaCl	2.0324
KCl	0.3650
CaCl ₂	0.1184
SiO ₂	0.0918
LiCl	0.0138
H ₃ BO ₃	0.0084
MgCl ₂	0.0079
Otros	0.0067
<u>Agua</u>	<u>97.3556</u>
Total	100.000

1.8.2 El ciclo en Cerro Prieto IV

Los datos que se presentan a continuación corresponden a Cerro Prieto IV y presentan los estados del fluido de trabajo en la planta (tabla 1.3); los valores energéticos más significativos (tabla 1.4); y un diagrama T-s del ciclo actual (fig 1.9).

Tabla 1.3 Ciclo en Cerro Prieto IV

Ciclo con turbina actual C.P. 4 y ciclo cerrado				Potencia de la turbina, 26950 kW				
Estado	P (bar)	T (°C)	hl (kJ/kg)	hv (kJ/kg)	sl (kJ/(kgK))	sv (kJ/(kgK))	h(kJ/kg)	s(kJ/kg.K)
1	0,107	47,2	196,8	2585,9	0,6647	8,1271	196,8	0,6647
2	10,5						197,9	0,6647
3l	10,5	182	772,3	2779,5	2,1594	6,5691	772,3	2,1594
3v	10,5	182	772,3	2779,5	2,1594	6,5691	2779,5	6,5691
4	0,107	47,2	196,8	2585,9	0,6647	8,1271	2231,7	
4s	0,107	47,2	196,8	2585,9	0,6647	6,5691	2087,1	6,5691

Donde:

P: presión	hv: entalpía del vapor
T: temperatura	hl: entalpía del líquido
h: entalpía	sv: entropía del vapor
s: entropía	sl: entropía del líquido

Tabla 1.4 Datos energéticos significativos del ciclo

Q _{2-3l} =	28403.3 kW
Q _{3l-3v} =	99244.9 kW
Q aportado =	127648 KW
Eficiencia del ciclo	11.9 %

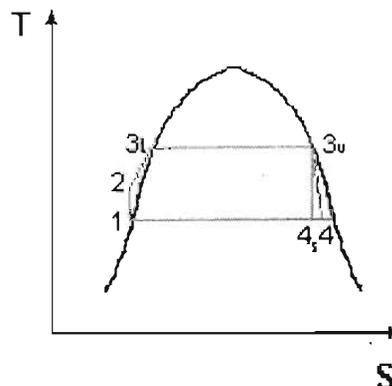


Figura 1.9. Diagrama T-S del ciclo en CPIV

A partir del esquema y datos anteriores, se estudiarán las propuestas en las que se pueda apreciar la inclusión del campo solar de concentración entre los pozos y el sistema actual, incorporando el rechazo procedente del separador en el mismo circuito. El estudio se ha de hacer de manera paramétrica empleando como parámetro el aumento de la calidad de vapor, y como resultado el área de concentradores solares necesarios.

La eficiencia obtenida del ciclo es muy similar a la estudiada por Saez, donde se estudió el ciclo de generación Cerro Prieto IV; en éste también se obtiene la eficiencia de primera ley con valor de 11.72.

1.8.3 Costos de producción geotérmica

A continuación se realiza una estimación del costo de la producción de vapor de pozos geotérmicos en Cerro Prieto con datos proporcionados por CFE (comunicación personal); el costo unitario es:

$$CU = 1,500,000 \text{ USD} * (1 + 1/1.1^{10}) / (8,760\text{h} * 40\text{t/h} * 8.51)$$

$$CU = 0.71 \text{ USD/t}$$

En el cálculo anterior se llevaron a cabo las siguientes consideraciones:

Costo de perforación de un pozo geotérmico	1.5 millones de USD
Producción media de un pozo geotérmico	40 t/h
Vida útil del pozo	10 años
Factor de valor presente	8.51 *
Tasa de descuento	10% *

* Datos utilizados por CFE , de acuerdo al presupuesto de egresos de la Federación.

Un turbogenerador geotérmico a condensación consume 7 toneladas de vapor por cada MWh generado, por tanto, con el costo de 0.071 USD/t, el monto del kWh producido en un turbogenerador geotérmico sería de:

$$\text{USD/kWh} = (7 \text{ t/MWh}) * 0.84 \text{ USD/t} / 1000$$

Por lo que costo del vapor geotérmico resultante es de

$$\text{USD/kWh} = 0.005$$

Referencias

- Cadenas R., 1999, Residual steam to energy: a proyect for Los Azufres geothermal field, Mexico, Geothermics 28, Elsevier, pp 395-423.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2004, Pagina electrónica de la CFE: www.cfe.gob.mx .
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2003, boletín de prensa CFE-BP-018/03.
- Christopher H. y Armstead H., 1983, Geothermal Energy, New York, USA
- Hernández J., 1985 La energía de la tierra, CECOSA, Instituto de Investigaciones Eléctricas, México.
- Hiriart G. y Gutiérrez-Negrín L. 2003, Main Aspects of geothermal energy in México, Geothermics 32, Elsevier, pp 389-396.
- Huntter G., 2001, The status of world geothermal power generation 1995-2000, Geothermics 30, Elsevier, pp1-27.
- Ocampo J., 1991, Estadística de la producción de energía eléctrica y vapor en los diecisiete años de operación comercial del proyecto geotermoeléctrico de Cerro Prieto, Revista Mexicana de Geotermia, ISSN 0186-5897.
- Rodríguez M., Gutiérrez H. y León J., 2000, Update fluid flow model for the CPI area of the Cerro Prieto geothermal field, Proceedings 25 Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford California USA.
- Saez A., 2002, Mejoramiento de la calidad de vapor de salmuera en los ciclos geotérmicos mediante concentradores solares, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Wark K., 1988, Termodinámica, Mc Graw Hill, México, pp 678-686.

Capítulo 2

Energía solar

2.1 El Sol

Es una masa gaseosa aproximadamente esférica con diámetro de 1.39×10^6 km. y distancia promedio de la Tierra de $1,5 \times 10^8$ km. Visto desde el planeta Tierra el Sol completa sobre su propio eje una revolución en aproximadamente un mes; sin embargo no rota como un cuerpo sólido, le toma 27 días el giro en el ecuador y en las regiones polares 30 días.

Tiene una temperatura equivalente de cuerpo negro de 5777 K; es un reactor continuo de fusión; varias reacciones se han sugerido para explicar la energía radiante que genera el Sol; una considerada de las más importantes es el proceso por el cual el hidrógeno se transforma en helio (reacción de fusión nuclear); la masa del núcleo de helio es menor que cuatro protones, por lo que se pierde masa en la reacción, que se convierte en energía según la célebre ecuación masa-energía de Einstein; la potencia energética producida en su interior, de aproximadamente 3.8×10^{20} MW origina una temperatura de varios millones de grados kelvin y es transferida hacia la superficie para después ser radiada al espacio como campos electromagnéticos que viajan a la velocidad de la luz.

La capa exterior de la zona convectiva del Sol se conoce como fotosfera, es esencialmente opaca; los gases que la componen son altamente ionizados y es posible que absorban y emitan el espectro continuo de radiación.

2.2 Energía solar

Es la energía radiante generada en el Sol como resultado de reacciones nucleares de fusión según se ha comentado en el apartado anterior; ésta energía llega a la Tierra a través del espacio en forma de ondas electromagnéticas que también puede ser entendida como cuantos de energía llamados fotones, que interactúan con la atmósfera y la superficie terrestre. El flujo de la radiación solar en el borde exterior de la atmósfera, si se considera que la Tierra está a la distancia promedio del Sol, se llama constante solar, y su valor medio es 1367 W/m^2 . Sin embargo, esta cantidad aunque reciba el nombre de constante, no lo es, ya que parece ser que varía continuamente un 2% en un periodo de 30 años. En realidad el valor citado de 1367 W/m^2 es un valor promedio obtenido por un procedimiento bastante complejo. El flujo de energía real disponible en la superficie terrestre es menor que la constante solar, debido a la absorción y a la dispersión de la radiación que origina la interacción de los fotones con la atmósfera.

Se considera que el Sol radia continuamente una potencia de $3.8 \times 10^{23} \text{ kW}$, con un flujo energético de 63.2 MW/m^2 , de los cuales el planeta intercepta $1.7 \times 10^{14} \text{ kW}$. El flujo de energía solar disponible en un punto determinado de la Tierra depende, en forma complicada e impredecible, del día, hora, latitud y longitud del lugar además del estado de nubosidad, etc. La cantidad de energía solar que puede recogerse en un dispositivo depende de la orientación e inclinación de este.

La radiación solar que se recibe constituye la principal fuente de energía para la Tierra y sus componentes tanto vegetales como animales. Sin el Sol, la vida en la Tierra no sería posible, ya que gracias a la radiación solar la temperatura en la superficie terrestre es 250°C más alta de lo que sería si tuviese que depender solamente del calor interno.

La mayor parte de la energía solar llega a la Tierra por radiación electromagnética, cuyo espectro está comprendido en un 99% dentro del rango de longitudes de onda de $0,276 - 4,96 \mu\text{m}$. De esa cantidad el 30% es reflejado al espacio exterior por las nubes y otros componentes; el 47% es absorbido por la atmósfera, mares y tierra para mantener la temperatura ambiente; y el restante 23% se usa para mantener la convección atmosférica y el ciclo hidrológico. Naturalmente el equilibrio energético del planeta se tiene gracias a la radiación electromagnética de onda larga que emite el conjunto de acuerdo con las leyes de la radiación térmica (Planck, Wien y Stefan- Boltzmann).

La radiación extraterrestre en su camino hacia la superficie del planeta interacciona con las diversas sustancias que encuentra en la atmósfera, sufriendo un proceso de absorción y otro de difusión, que hace que en la superficie terrestre haya que distinguir entre irradiancia solar directa e irradiancia solar difusa. La componente directa es aquella fracción de radiación solar que llega a la superficie terrestre con una trayectoria rectilínea bien definida a partir del disco solar en tanto que la difusa es la que arriba a la superficie sin una trayectoria definida procedente de toda la bóveda celeste. La suma ambas componentes al incidir en un plano se conoce como irradiancia solar global sobre ese plano.

La radiación solar al incidir sobre cualquier sustancia modifica el estado de movimiento de sus componentes microscópicos (moléculas, átomos, iones, etc.) y, por tanto, su energía interna. A esta interacción energética se le llama “conversión fototérmica” y, normalmente da lugar a un aumento de la temperatura de la sustancia en cuestión. Casos concretos de interés son:

- Captación solar pasiva en edificaciones, donde la energía es captada a través de muros o ventanas y almacenada o distribuida en los espacios interiores, para calentarlos.
- Instalaciones solares térmicas de baja temperatura para el calentamiento de agua o de aire, etc.
- Instalaciones de más alta temperatura, entre las que destacan los sistemas de receptor central; los discos parabólicos; y los sistemas de canal parabólico.

Parte de la radiación solar la absorben el vapor de agua, el ozono y otros gases en la atmósfera, produciendo una disminución en su flujo. Esta atenuación no es uniforme desde el punto de vista espectral, ya que afecta más a unas longitudes de onda que a otras. De este modo, el espectro de la radiación solar se modifica al atravesar la atmósfera, por lo que el espectro resultante a nivel del suelo depende del espesor y composición de la capa de atmósfera que ha tenido que atravesar la radiación.

Existen diferentes aparatos para medir la radiación solar en la superficie terrestre. Uno de ellos, el más significativo, es el piranómetro. Se trata de un instrumento que permite conocer la radiación global, esto incluye la directa y la difusa, ver figura 2.1. Si la radiación directa se sombrea con una banda, se puede medir la radiación difusa. El pirheliómetro es otro aparato que se utiliza para la medición de la radiación directa, la cual incide normal al instrumento, ver figura 2.2.

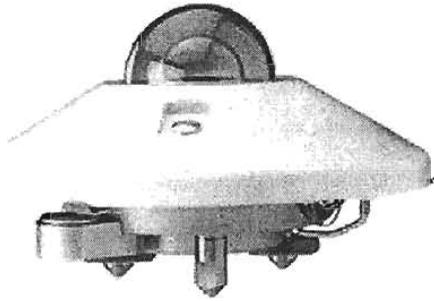


Figura 2.1: Piranómetro.



Figura 2.2: Pirheliómetro.

En la figura 2.3 se muestran dos curvas diferentes de la irradiancia solar espectral: la extraterrestre (antes de entrar en la atmósfera) y la correspondiente a un factor $AM = 1,5$ (Air Mass en inglés) que es uno de los parámetros habitualmente considerados ya que hace referencia al “camino óptico” de la radiación solar a través de la atmósfera. Se aprecia claramente el efecto atenuador no uniforme que ejerce la atmósfera en la distribución espectral de la radiación solar.

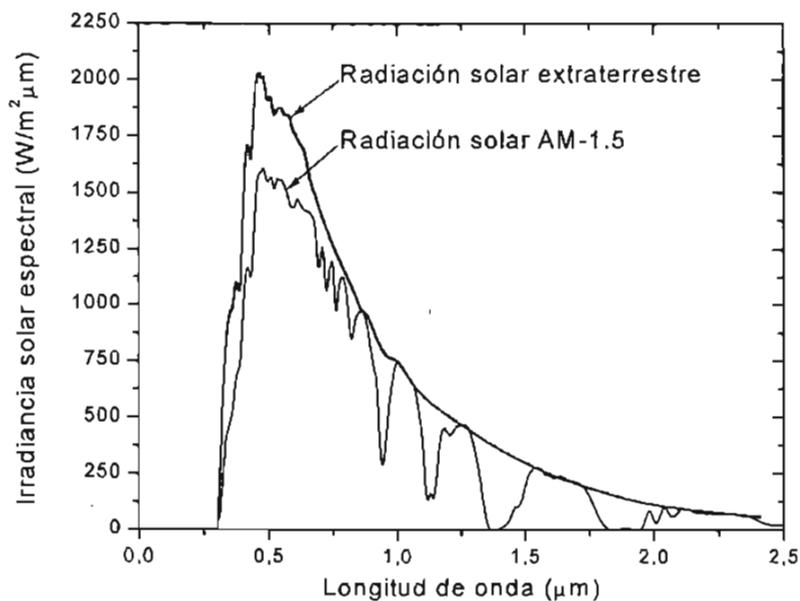


Fig. 2.3. Distribución espectral de la radiación solar

Cuando se habla de radiación solar conviene tener clara la diferencia entre los conceptos básicos: irradiancia solar e irradiación. Por irradiancia solar se entiende la potencia asociada a la radiación solar por unidad de área, siendo [W/m^2] la unidad más usada para cuantificarla. En cuanto al concepto de irradiación, con él se denomina a la energía asociada a la radiación solar incidente por metro cuadrado de superficie, durante determinado lapso de tiempo. Las unidades que pueden emplearse para su cuantificación son de: J; kJ; MJ o kWh.

Como es lógico, el conocimiento previo de la radiación solar disponible en determinado lugar resulta esencial para diseñar un sistema solar que se desee implementar allí. Pero no siempre se dispone de medidas reales, por lo que es necesario recurrir a modelos teóricos que permiten estimaciones más o menos aproximadas. Dependiendo de cuáles sean los datos de partida de que se dispongan, existe todo un abanico de modelos que resultan útiles cuando se requiere conocer valores que no están disponibles a partir de mediante medidas reales como los desarrollados por Duffie & Beckman, y Rabl.

La heliofanía, aunque no es una medida radiométrica, está directamente relacionada con la radiación solar, y en particular con la radiación visible. La heliofanía constituye una de las fuentes principales de datos para la estimación de la radiación solar mediante diversas técnicas. Existen diversos métodos de medida de la heliofanía. Uno de los más utilizados es el de método de quemadura, el cual se basa en el empleo de una banda de papel o cartulina y un dispositivo concentrador. Cuando la irradiancia supera un cierto valor umbral, la radiación concentrada produce una quemadura sobre la banda. La heliofanía se obtiene midiendo la longitud de la traza quemada. El más conocido de los instrumentos basado en este método es el heliógrafo de Campbell-Stokes.

2.3 La energía solar en México

Almanza y Muñoz presentaron en 1994, en su libro, Ingeniería de la energía solar, mapas de radiación solar global media diaria, para los doce meses del año y un mapa de la radiación media anual en Langley por día ($\text{ly}/\text{día}$); los mapas están elaborados con intervalos de $2.13 \text{ MJ}/\text{m}^2$ entre isolíneas obtenidas para valores menores de $21.3 \text{ MJ}/\text{m}^2$; y para mayores, un intervalo de $4.26 \text{ MJ}/\text{m}^2$. Es importante recordar que éstos han sido obtenidos sobre todo a partir de bandas de horas de sol (heliofanía).

En el mapa correspondiente al promedio anual (fig 2.2), se observa que las regiones con mayor radiación en la República Mexicana son las del norte de Sonora y Chihuahua, que serían las más propicias para fines de instalaciones que requieran una incidencia alta de energía solar. Existen otras

dos bastante definidas, con más de 19.2 MJ/m^2 al año: una que abarca Durango, Zacatecas, Aguascalientes, la mayor parte de Guanajuato y el noroeste de Jalisco; otra que comprende parte de Puebla; y una más, bastante amplia, de Oaxaca. Además se aprecia que más de la mitad del país recibe 17 MJ/m^2 , lo que significa que en México el uso de la energía solar representa una fuente importante de energéticos para el futuro.

En el país su empleo estaría destinado a calentamiento de agua, secado de granos, cocción, refrigeración, aire acondicionado, calefacción, bombeo de agua, generación de energía eléctrica, etcétera.

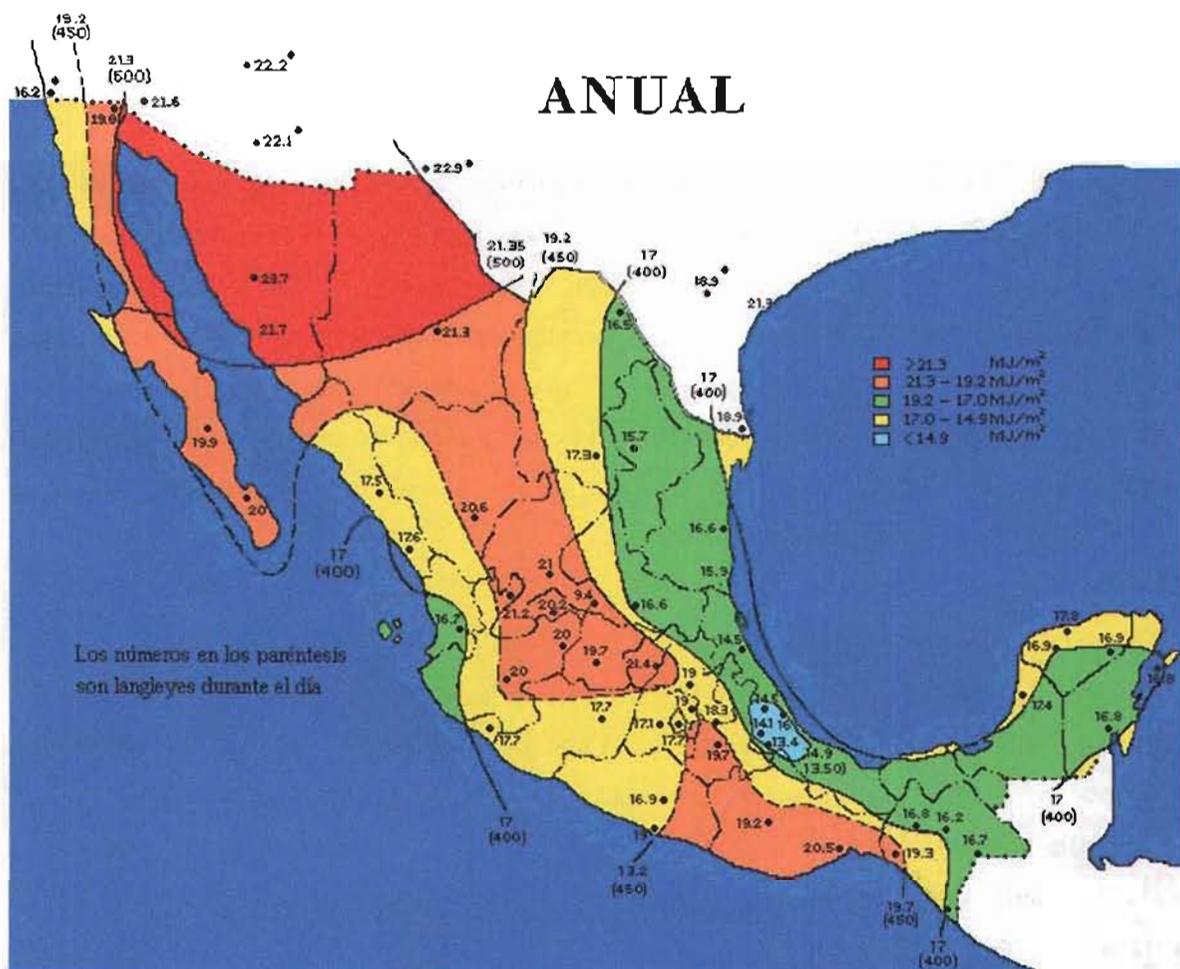


Fig 2.4: Promedio de la radiación anual total diaria, en MJ/m^2 .

2.4 Tecnologías para aprovechamiento de la energía solar

Existen diversos sistemas basados en distintas tecnologías concebidas para la conversión de radiación solar en otra forma de energía, apta para su utilización inmediata o para su almacenamiento, mediante captadores.

Los captadores solares se dividen en tres clases:

- Captadores planos
- Concentradores estacionarios
- Concentradores de enfoque que siguen el movimiento aparente del Sol

Los captadores planos son los más sencillos y capaces de obtener temperaturas cercanas a los 100°C. En estos se incluyen los colectores planos para calentar agua.

Los concentradores estacionarios son concentradores que no requieren seguimiento del Sol; tienen concentración baja y diseño con base en una curvatura sencilla; su orientación debe ser en dirección este-oeste (E-W). Los concentradores estacionarios de mayor utilización, son los llamados CPC.

Los concentradores de enfoque que siguen al Sol son dispositivos que aumentan el flujo solar sobre una superficie absorbadora; la concentración de la irradiancia solar se logra mediante dispositivos ópticos que reflejan o refractan la irradiancia solar de manera que concentran el flujo incidente sobre un absorbedor de área mucho menor que la de apertura del concentrador.

Entre estas tecnologías hay tres que se destacan por su grado de desarrollo: los sistemas de receptor central, a veces impropriamente denominados sistemas de torre; los discos parabólicos o paraboloides de revolución; y los sistemas de canal parabólico o colectores cilindro-parabólicos. Las tres principales tecnologías de concentración, ya mencionadas, se componen de un sistema concentrador, un sistema receptor y un sistema de conversión de potencia, pudiendo además incluir un sistema de almacenamiento energético. La función del sistema concentrador es concentrar la radiación solar sobre el receptor, donde la energía radiante se convierte en energía térmica (normalmente, en forma de aumento de energía termodinámica de un fluido), que finalmente se convierte en otra forma de energía disponible para su utilización (por ejemplo, energía eléctrica) en el sistema de conversión de potencia. La existencia de almacenamiento térmico permite operar al sistema, en períodos de ausencia de radiación solar.

El grado de desarrollo de las distintas tecnologías es diverso. Mientras que los sistemas de canal parabólico se encuentran en una etapa cercana a la madurez, gracias principalmente al impulso conseguido con las plantas SEGS (Solar Electric Generating Systems) en el desierto de Mojave en California, Estados Unidos, tanto los sistemas de receptor central como los de paraboloïdes de revolución se encuentran aún en la etapa de pre-viabilidad comercial; al respecto, comienzan a superar claramente la etapa de demostración tecnológica. Sin embargo, ambas opciones presentan el atractivo de su capacidad para obtener más altas temperaturas y, por tanto, de su integración con ciclos termodinámicos de alto rendimiento.

2.4.1 Sistema de receptor central



Fig 2.5.
Tecnología de receptor central
(Solar two)

Los sistemas de receptor central están compuestos por una serie de espejos llamados heliostatos, los cuales siguen el movimiento aparente del Sol a lo largo del día, y reflejan la energía solar a un receptor en la parte superior de una torre (fig 2.5). La cantidad de energía concentrada que se recibe en el receptor, se transfiere en parte a un fluido de trabajo, que puede utilizarse directamente o almacenarse y posteriormente utilizarse para producir trabajo.

Existen dos configuraciones básicas para este tipo de sistemas. En la primera llamada “campo central”, los heliostatos rodean completamente a la torre receptora, por tanto, el receptor es cilíndrico. En la segunda llamada “campo norte”(para el hemisferio norte), los heliostatos se colocan al norte de la torre receptora con un receptor orientado hacia el norte. Los heliostatos reflejan la energía de manera óptica, y la transfieren al receptor, minimizando las pérdidas.

Los heliostatos suelen ser espejos planos, pudiendo presentar también una pequeña curvatura, con un área de 4 a 100 m² y espaciarse sobre un campo que tenga un área tres veces mayor que la altura de la torre; de manera que entre sí no se hagan sombra excesivamente y evitar al máximo los bloqueos. La

superficie especular de estos helióstatos puede ser de los mismos materiales de los concentradores de canal parabólico; de hecho, es esta la característica común de los sistemas fototérmicos.

Este tipo de sistemas se emplean para generar grandes potencias siendo posible lograr razones de concentración de 3000, y temperaturas que van de los 500 a los 2000°C. El mayor costo de este tipo de instalación es la cantidad de helióstatos que siguen al Sol; estos cuentan movimiento en dos ejes. El absorbedor debe ser capaz de recibir de 1 a 2 MW/m² de flujo de energía solar, y transferir el calor con un mínimo de pérdidas.

2.4.2 Discos parabólicos

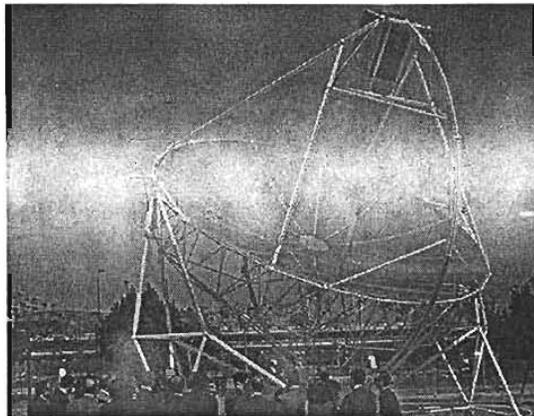


Fig 2.6.
Tecnología de paraboloides de revolución
(Universidad de Sevilla)

Los discos parabólicos o paraboloides de revolución tienen una superficie reflectora en forma de paraboloide de revolución (que se produce al girar una parábola alrededor de su eje óptico (fig 2.4)). En este tipo de concentradores se puede alcanzar un factor de concentración de 500 a 3600. Debido al tamaño finito del Sol y a las imperfecciones en la construcción del espejo, el foco en este tipo de sistemas no es puntual. Las temperaturas que se han logrado van de los 500 a los 3000°C.

Como el área del receptor es reducida, las pérdidas térmicas son pequeñas, principalmente por radiación de onda larga y por convección; por lo que generalmente no necesita utilizar cubierta en su interior a fin de evitar efectos convectivos. En cambio, su desempeño es más sensible a las propiedades ópticas del sistema.

Al igual que en el receptor central, el flujo de radiación puede entrar por un hueco en el receptor y calentar el fluido de trabajo que se encuentre circulando en su interior. Un arreglo utilizado con los platos parabólicos que genera in situ la electricidad, es mediante el absorbedor, un motor Stirling y un

alternador, el cual ofrece mayor eficiencia de conversión, con un límite máximo de 45%; pueden obtenerse potencias que van desde los 7 hasta los 70 kW, en función del tamaño del concentrador. Los que están en vías de comercialización son los de 10 kW. Probablemente es el paso inicial.

La superficie óptica reflectora puede formarse en diferentes formas dependiendo del tamaño de la parábola y de las necesidades. Puede ir desde varios espejos orientados a diferentes ángulos dependiendo de su ubicación, de tal forma que den la geometría parabólica, hasta membranas de acero con deformación plástica, o membranas plásticas aluminizadas y tensas con ayuda de un ligero vacío. Por sus características se les considera apropiados para aplicaciones energéticas en pequeña escala o sistemas aislados. Sin embargo, integrando un gran número de ellos puede ser factible de emplearse en actividades que requieran importantes flujos de energía. Este tipo de sistemas se utilizan en sistemas de cogeneración y a su vez en sistemas híbridos.

2.4.3 Sistemas de canal parabólico

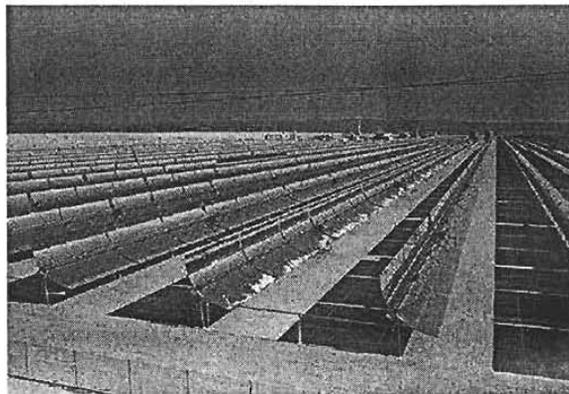


Fig 2.7.
Tecnología de canal
parabólico
(Plantas SEGS)

Los concentradores de canal parabólico (CCP) están compuestos por un espejo cilíndrico parabólico que refleja la irradiancia solar directa, concentrándola en un tubo absorbedor sobre la línea focal de la parábola (fig 2.5); esta radiación concentrada hace que el fluido que circula por el interior del tubo se caliente, transformando la radiación solar como energía térmica en forma de calor sensible del fluido.

La concentración óptica de la radiación solar exige que la superficie del tubo absorbedor sea mucho menor que el área de apertura del colector, lo que reduce significativamente las pérdidas térmicas de éste. Esta concentración óptica provoca que solamente la radiación solar directa sea aprovechable por el colector y exige que el colector se mueva a lo largo del día conforme el Sol describe su trayectoria diaria. En sistemas con orientación norte-sur mantienen su movimiento de aproximadamente 15°/h. Los

captadores solares de concentración con foco lineal permiten temperaturas de hasta 400 °C con una eficiencia térmica que va de entre 60 y 70 %.

Los CCP concentran la radiación solar en un receptor lineal; mientras que los dos anteriores descritos lo hacen en un receptor idealmente puntual, pudiendo alcanzar por ello mayores relaciones de concentración y temperaturas de operación.

Actualmente existen en funcionamiento plantas generadoras de electricidad de 30, 60 y 90 MW de potencia con tecnología de CCP.

2.4.4 Ventajas y desventajas de los concentradores

Las principales ventajas son:

Es posible alcanzar temperaturas más altas aprovechables en algún ciclo termodinámico, es posible disminuir las pérdidas de calor a través de un absorbedor de menor área, con lo cual se mejoran las eficiencias térmicas; se reducen los costos ya que se reemplaza un absorbedor costoso por un área reflectora menos costosa.

Las principales desventajas son:

Su utilización queda restringida a lugares de alta irradiancia debido a que sólo trabajan con la componente directa de la radiación solar, la calidad óptica de la superficie reflectora requiere mantenimiento y protección intensiva por su exposición a la intemperie; los espejos tienen que ser renovados al perder sus propiedades ópticas óptimas.

2.5 Principales desarrollos de CCP para el aprovechamiento de la energía solar.

En México y en varios países del mundo se han llevado a cabo desarrollos en el aprovechamiento y utilización de energía solar; sin embargo, son pocos los que han destacado ya sea a nivel experimental o a nivel comercial y en especial en el uso de CCP.

A nivel experimental destaca lo hecho en la Comunidad Europea en la Plataforma Solar de Almería en España y a nivel comercial, lo realizado en los Estados Unidos de Norteamérica en las plantas conocidas como SEGS.

2.5.1 México

En México, en 1976, en el Instituto de ingeniería UNAM, se comenzó un programa para estudiar un concentrador de canal parabólico, que consistía en un canal de 6 metros de largo por 2 de apertura. El vapor se generaba directamente en el absorbedor y se enviaba a un motor de de pistones de vapor de 125 W (Stuart Sirius); la eficiencia solar mecánica fue de alrededor 2%, con una irradiancia de 700 W/m². Posteriormente se construyó la planta solar del Instituto de Ingeniería con 550 m² de captadores, ubicados en la parte posterior del Jardín botánico exterior, en Ciudad Universitaria; dicha planta contaba con 16 módulos de concentradores de canal parabólico con orientación este-oeste, un tanque de almacenamiento de aceite, un evaporador y equipos auxiliares.

En el año 1995 la planta solar fue modificada y reacondicionada para el estudio de la generación directa de vapor, de igual forma se han probado los espejos fabricados en el mismo Instituto, con muy buenos resultados.

2.5.2 La Plataforma Solar de Almería.

Es el centro de investigación más grande de la Comunidad Europea; está acondicionada para experimentar principalmente con tres tecnologías, el receptor central, el plato parabólico, y el canal parabólico.

Con un grupo de patrocinadores alemanes y españoles, y el respaldo financiero de la Comisión Europea del Programa JOULE, comenzó en 1996 el proyecto DISS (Direct Steam Generation), dirigido a desarrollar de una nueva generación de plantas de potencia solar-térmico con concentradores de canal parabólico y generación directa de vapor (GDV). Sobre todo esto último.

Durante la primera fase del DISS (1996-1998), se diseñó y construyó un laboratorio de pruebas de tamaño real en la Plataforma Solar de Almería (PSA), acondicionado para experimentar tres procesos básicos de generación directa de vapor (flujo continuo, recirculación e inyección), en condiciones reales de irradiancia solar y generación de vapor; con la finalidad de encontrar la mejor opción para una planta comercial y obtener así experiencia en el diseño de futuras plantas de potencia, basadas en GDV con flujo anular en dos fases.

El laboratorio está compuesto por dos subsistemas: el campo solar y el compensador de la planta. El primero convierte la irradiancia directa en vapor sobrecalentado, mientras que el compensador de planta condensa este vapor sobrecalentado y lo regresa a la entrada del campo solar.

El campo solar se compone de una línea de 11 concentradores de canal parabólico con orientación norte-sur conectados en serie con una longitud total de 550 m y 3000 m² de espejos. Cada concentrador maneja cuatro módulos de canal parabólico, con excepción de los concentradores 9 y 10, los cuales tienen sólo dos. Cada módulo posee una apertura de 12 m y una longitud de 5.57 m con longitud focal de 1.71 m. La relación entre diámetro interno y externo del tubo absorbedor es de 50/70 mm. La línea de concentradores se divide en dos secciones por un separador de agua/vapor:

- Sección de evaporación de agua. Formada por los primeros nueve concentradores de la línea donde el agua alimentada se precalienta y se convierte en vapor saturado. Su eje de seguimiento solar puede colocarse horizontal o inclinado en 2 ó 4° para estudiar la influencia de la inclinación sobre el patrón de flujo bifásico.
- Sección de sobrecalentamiento del vapor. Integrada por los dos últimos concentradores en la línea donde el vapor saturado derivado de la sección de evaporación se sobrecalienta. Las características termodinámicas de los tres principales modos de operación del laboratorio solar, se muestran en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Características del fluido del DISS, según el modo de operación.

	Entrada al campo solar	Salida del campo solar
Modo 1	Agua a 40 bar/210oC	Vapor a 30 bar/300oC
Modo 2	Agua a 68 bar/270oC	Vapor a 60 bar/350oC
Modo 3	Agua a 108 bar/300oC	Vapor a 100 bar/375oC

En el compensador de planta, el vapor sobrecalentado generado por el campo solar al penetrar en un condensador a base de aire, se convierte en agua de alimentación que es bombeada a la entrada del campo solar y al sistema de inyección de agua en un circuito cerrado. El compensador de planta contiene también un desaerador y un equipo de dosificación química. Por su parte el sistema de recirculación de agua consiste de un separador de agua/vapor y una bomba que recircula el agua al separador a la entrada del campo solar.

Existen inyectores de agua en el campo solar que facilitan la operación del sistema en cualquiera de los tres procesos básicos de generación directa de vapor: circulación continua; inyección y recirculación. Todos los componentes del laboratorio DISS se diseñaron para una operación flexible, así que pueden instalarse en cualquiera de los esquemas de los procesos básicos de generación directa de vapor.

El laboratorio de pruebas DISS de la PSA estuvo en operación por más de 2000 horas de enero de 1999 a octubre del 2000. A pesar de los problemas técnicos en este período a la vez que se realizaron muchas pruebas se ganó en experiencia. Estas pruebas continuaron hasta agosto del 2001. Es importante mencionar que los principales problemas no se presentaron en los procesos de generación directa de vapor, sino en el equipo convencional periférico utilizado durante los procesos (termopares en los tubos absorbedores, bomba de recirculación de agua, y en tarjetas electrónicas); siempre se trabajó con flujo anular en dos fases.

Las conclusiones más importantes después de operar las instalaciones del proyecto DISS, por un lado, es la certeza de que la generación directa de vapor es posible en concentradores de canal parabólico, asegurando el control y estabilidad del sistema aún con transitorios prolongados por la presencia de nubes; por otro lado, se identificaron los aspectos más importantes que deberán tomarse al diseñar una planta comercial de GDV, principalmente en equipos de bombeo para la recirculación de agua.

2.5.3 Las plantas SEGS

Una planta SEGS se compone básicamente de dos elementos: el campo de colectores solares de canal parabólicos encargado de recoger la energía solar disponible transformándola en térmica en forma de calor sensible de un fluido y el sistema de conversión de potencia, encargado de transformar esa energía térmica en eléctrica, mediante un ciclo de vapor Rankine convencional.

Básicamente se puede decir que una planta SEGS difiere de una central térmica convencional, sólo en el método de aportación de calor al ciclo Rankine. En una central convencional, este aporte se realiza mediante combustibles fósiles (gas, combustóleo o carbón), mientras que en una SEGS la contribución de calor lo realiza principalmente el campo de concentradores solares.

La planta SEGS I utiliza colectores de la primera generación (modelo LS-1) y dispone de un pequeño calentador auxiliar de gas, capaz de calentar el aceite en paralelo al campo de colectores.

La planta SEGS II posee una potencia nominal de 30 MW, ocupa un terreno de 60 ha (150 acres), con un campo de colectores de 165,376 m² instalado sobre 40 ha (100 acres). Esta planta difiere de la SEGS I en que no tiene sistema de almacenamiento, pero dispone de una caldera de gas natural para optimizar el funcionamiento de la planta durante las horas pico de demanda de energía eléctrica. También está situada en Daggett, California.

Al igual que la planta SEGS I, la SEGS II utiliza colectores tipo LS-1, pero no dispone de tanques de almacenamiento térmico, ya que su costo resultaba excesivo. Como contrapartida, posee una caldera auxiliar de gas, capaz de alimentar a la turbina por sí sola. Aparte, tiene un recalentador de gas para el vapor producido por el sistema solar.

Las plantas SEGS III y IV se consideran un paso adelante en este tipo de instalaciones, al incorporar un colector de nuevo diseño. La construcción de estas plantas comenzó a principios de 1986 y fueron puestas en operación en diciembre de 1986. Ambas tienen un campo de colectores con un área colectora de 203,980 m². Se eliminó en el diseño el sobrecalentador de gas de la planta SEGS II, y se aumentó la temperatura del aceite a la salida del campo solar. Como resultado de las mejoras, cada una de las plantas genera un 6% más de electricidad que la planta SEGS-II; aunque las tres plantas poseen la misma potencia nominal, de 30 MW.

La planta SEGS V también tiene una potencia nominal de 30 MW, y entró en funcionamiento en septiembre de 1987. Su configuración es esencialmente la misma que la de las plantas SEGS III y IV. El área de captación de su campo de colectores es de 233,120 m². Las plantas SEGS III, IV y V poseen colectores tipo LS-2, mayores y más económicos que el modelo LS-1. Debido a que la temperatura de trabajo de estas plantas es de 40°C superior a las dos anteriores, utilizan otro tipo de aceite térmico como fluido de trabajo. Aunque elevar la temperatura de trabajo tiene el inconveniente de que requiere un aceite más caro, posee una ventaja importante como contrapartida, el aumento de la eficiencia del ciclo Rankine.

En estas plantas, el aceite se calienta en el campo de concentradores a partir de los 250°C, hasta alcanzar los 350°C. El aceite caliente pasa a un generador de vapor con dos cuerpos: sobrecalentador y evaporador. En el evaporador entra agua a 177° C y sale vapor saturado a 259° C, el cual es sobrecalentado en el segundo cuerpo hasta 330° C y una presión de 43.4 bar. Dicho vapor sobrecalentado pasa a expandirse en el cuerpo de baja presión de la turbina. El vapor producido por la caldera auxiliar se expande en el cuerpo de alta presión de la turbina, el agua entra a 224° C tras ser

precalentada mediante vapor procedente de una extracción de la turbina. Estas plantas poseen un calentador auxiliar de aceite de 15 MWt, para proteger al campo de colectores del peligro de heladas y para generar vapor de cobertura para la turbina durante las horas nocturnas.

A partir de la planta SEGS VI, LUZ incrementó la temperatura del aceite a la salida del campo solar hasta 390°C. Este incremento fue acompañado de otra serie de mejoras en el diseño, como la incorporación de un recalentador solar, en paralelo a otro recalentador de gas. Las plantas SEGS VI y VII poseen el mismo esquema, y el campo de colectores está también configurado con colectores LS-2. La mayor temperatura del aceite a la salida del campo solar permite al ciclo térmico solar generar vapor a presiones mucho más altas (100 bar, frente a los 43.5 bar de las plantas SEGS III, IV y V). Este hecho, junto con el uso de una turbina especial desarrollada por Asea Brown Boveri (ABB), permite mejorar en siete puntos el rendimiento global de la conversión térmica a eléctrica, lo que supone un incremento del 23%.

La turbina de las plantas SEGS VI y VII emplea un sofisticado ciclo de recalentamiento, con múltiples extracciones a fin de conseguir altos rendimientos. A plena carga, el rendimiento de la conversión energía térmica - energía eléctrica es del 37.5% comparado con el 30.5% de las plantas SEGS III, IV y V. Es importante hacer hincapié en que este rendimiento se alcanza trabajando la turbina con vapor generado únicamente por el sistema solar.

A partir de la construcción de las plantas SEGS VI y VII (cuyo costo fue de 116 y 117 millones de dólares respectivamente), la compañía LUZ Internacional comenzó a trabajar en el desarrollo de una planta de 80 MW. Este tamaño no solamente suponía una economía debido a la escala, sino que mejoraba el comportamiento de la planta y reducía significativamente los montos de operación y mantenimiento. Este aumento en el tamaño proporcionó una baja del 25% en los costos de la electricidad producida.

La primera planta SEGS de 80 MWe fue la SEGS-VIII, situada en Harper Lake (California). La construcción comenzó el 5 de abril de 1989 y fue puesta en servicio el 28 de diciembre de ese mismo año.

La SEGS IX fue la última planta instalada por LUZ antes de su desaparición en 1991, entrando en servicio en 1990. Aunque LUZ tenía bastante avanzados los proyectos de unidades más para ser

instaladas en Harper Lake, la quiebra financiera de la empresa provocó la paralización de estos proyectos. La figura 2.8 muestra el esquema de la SEGS VIII y IX.

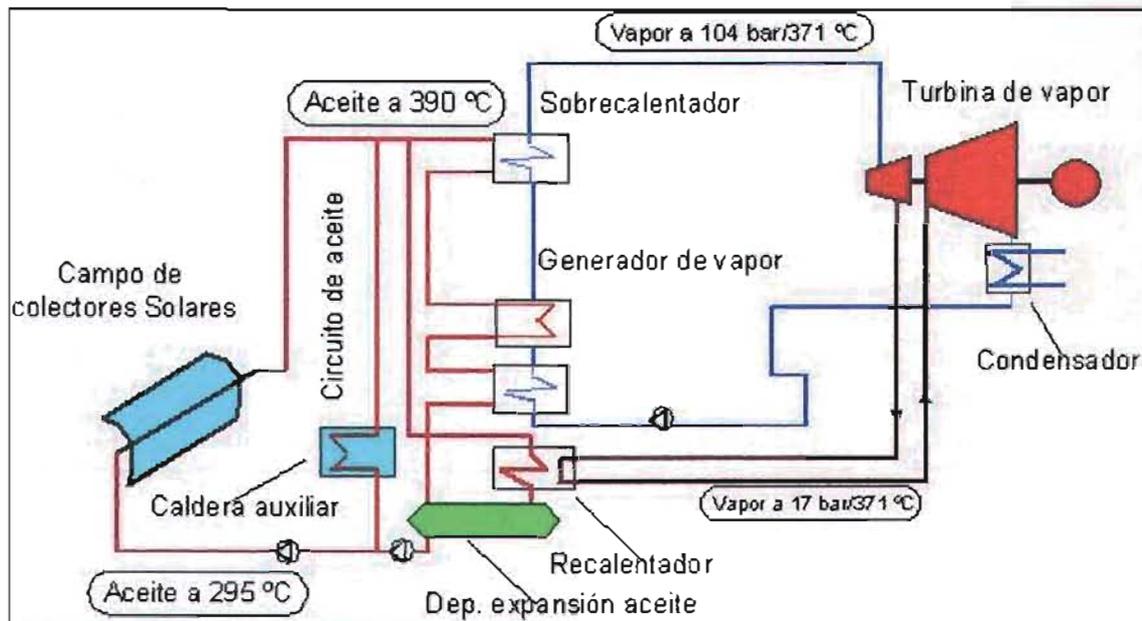


Fig 2.8. Esquema de las plantas SEGS VIII y IX

En las plantas SEGS VIII y IX no existe recalentador de vapor a gas y la turbina tiene dos cuerpos que trabajan con vapor a $371^{\circ}\text{C}/104\text{ bar}$ y $371^{\circ}\text{C}/17\text{ bar}$, respectivamente. El aceite térmico se calienta en los colectores solares hasta aproximadamente 390°C , dividiéndose posteriormente en dos circuitos en paralelo. En uno de ellos, el aceite pasa por un sobrecalentador, un generador de vapor y un precalentador que están colocados en serie, de modo que se genera vapor a 371°C y 104 bar , mismo que se expande en el primer cuerpo de la turbina, pasando a continuación a un recalentador alimentado térmicamente por el otro circuito de aceite caliente; de este modo se vuelve a obtener vapor recalentado a 371°C y 17 bar .

Durante los meses de junio, julio, agosto y septiembre, la caldera auxiliar de gas se pone en funcionamiento a fin de mantener a la turbina funcionando a plena carga en las horas de demanda pico, el resto del tiempo, la turbina opera solamente con el sistema solar. El generador eléctrico se refrigera mediante agua y aire, con una potencia nominal de 108 MVA , $13,8\text{ kV}$, trifásico a 60 Hz y 3600 rpm .

En la tabla 2.2 se recogen las características básicas de las plantas SEGS. Las plantas SEGS III, IV, V, VI y VII se ubican en Kramer Junction, California.

Tabla 2.2 Características básicas de las plantas SEGS I - IX

	SEG I	SEG II	SEG III	SEG IV	SEG V	SEG VI	SEG VII	SEG VIII	SEG IX
- Puesta en marcha	Dic. 84	Dic. 85	Dic. 86	Dic. 86	Oct. 87	Dic. 88	Dic. 88	Dic. 89	Sep. 90
- Costo de la planta (mill. dólares)	62	96	101	104	122	116	117	231	
- Producción eléctrica anual (MWh/a)	30100	80500	92780	92780	91820	90850	92646	252750	256125
- Vida estimada (años)	20	25	30	30	30	30	30	30	30
- N° etapas de la turbina	1	2	2	2	2	2	2	2	2
- Vapor solar (T,P) (C,bar)	248/38	300/27	327/ 43.4	327/43.4	327/ 43.4	371/100	371/100	371/104	371/104
- Vapor con Gas (T,P) (C,bar)	417/37	510/104	510/104	510/104	510/100	510/100	371	371/104	371/104
- Rendimiento en modo solar(%)	31.50	29.40	30.60	30.60	30.60	37.70	37.50	37.60	37.60
- Rendimiento con gas (%)	-	37.30	37.40	37.40	37.40	39.50	39.50	37.60	37.60
Campos solares									
- Tipo de colector	LS1/LS2	LS1/LS2	LS2	LS2	LS2	LS2	LS3	LS3	LS3
- Apertura área (m ²)	82960	188990	230300	230300	233120	188000	194280	464340	483960
- Temperatura de trabajo	279	321	349	349	349	390	390	390	390
- Entrada/salida Campo de colectores temperatura (C)	241/307	248/320	248/349	248/349	248/349	293/ 393	293/ 393	293/390	293/390
- Pérdidas térmicas (%)	15	10	10	10	10	10	10		
-Tipo de aceite	ESSO 500	M-VP1	M-VP1	M-VP1	M-VP1	M-VP1	M-VP1	M-VP1	M-VP1
- Volumen (m ³)	3217	379	403	404	461	372	350		

Un gran esfuerzo de investigación y desarrollo se llevó a cabo paralelamente en el diseño y mejora de los componentes del campo de colectores solares y en la integración del sistema de potencia, a fin de continuar esta tendencia y mantener una tecnología en plantas comerciales de gran tamaño y competir directamente con centrales eléctricas convencionales. Gracias a este esfuerzo, el costo del campo solar por unidad de área se redujo alrededor de un 75%, y el rendimiento térmico del sistema solar aumentó un 8%.

La energía eléctrica generada por las plantas SEGS se vende a la compañía eléctrica Southern California Edison, mediante contratos de larga duración (30 años) individuales para cada una de las plantas.

Para optimizar la rentabilidad de estas plantas es fundamental producir la máxima energía posible durante las horas pico de demanda, que es cuando se paga el más alto precio por la energía eléctrica.

Para conseguir esto se cuenta con calderas convencionales de gas que pueden operar tanto como un complemento del campo solar, como en funcionamiento independiente.

La Comisión Federal Reguladora de la Energía de los Estados Unidos limita a un máximo de 25% la energía que puede producirse con gas del total de la producción anual de energía eléctrica generada por cada planta.

La fig 2.9 muestra una vista aérea de las plantas SEGS III y IV. La disposición elegida por LUZ para los campos de colectores se denomina Alimentación Central, ya que facilita el acceso a todas las filas de colectores para el lavado y mantenimiento.



Fig 2.9. Vista aérea de las plantas SEGS III y IV

En total, las plantas SEGS poseen más de dos millones de metros cuadrados de concentradores cilindro parabólicos. En el centro de los campos de colectores se sitúa el edificio donde se aloja el sistema de producción de electricidad (generador de vapor, turbina, alternador, etc).

El sistema de control del campo de concentradores de las plantas SEGS consta de un control supervisor central y de los controles locales. El primero está instalado en el edificio central de control, siendo el encargado de monitorear las condiciones atmosféricas (velocidad de viento, temperatura ambiente, etc), la radiación directa y el caudal de fluido térmico que circula por el campo de colectores. Los

controles locales están compuestos por micro-procesadores, están instalados en el campo de colectores, a razón de un control local por cada colector modular.

Actualmente, el 16% de la energía eléctrica neta generada por estas plantas es durante las horas de demanda pico en verano, siendo los ingresos de esta producción del orden del 55% del total anual. Las cifras ponen de manifiesto la gran importancia que tiene para la rentabilidad de estas plantas producir el máximo de energía eléctrica durante las horas pico.

Cuando el control central de una planta SEGS detecta que se han alcanzado las condiciones requeridas para empezar a trabajar con el campo de colectores, envía a los controles locales la orden de que los colectores realicen el seguimiento del Sol. Los controles locales son los que se encargan de dicho seguimiento una vez que reciben la correspondiente orden desde el control central, el cual se responsabiliza de dar a los controles locales la orden de abatimiento de los controles cuando desaparecen las condiciones idóneas para que operen. El encargado en la sala de control puede conocer el estado de los diferentes colectores modulares a través del control central, el cual recibe la información desde los correspondientes controles locales.

2.5.3.1 Concentradores solares de las plantas SEGS

El componente básico del campo solar de las plantas SEGS es el colector solar. Todas las SEGS utilizan concentradores de canal parabólico con seguimiento en un eje orientado norte-sur. Los colectores de las plantas SEGS tienen una superficie parabólica reflectante a base de espejos vidriados con película de plata, que concentran la radiación solar directa sobre un tubo absorbedor con vacío. LUZ Industries desarrolló tres generaciones de CCP, conocidos con las siglas: LS-1, LS-2 y LS-3.

2.5.3.1.1 Diseños LS-1 y LS-2

Conceptualmente los diseños LS-1 y LS-2 son muy similares; la principal diferencia son las dimensiones. El reflector de los colectores está compuesto de paneles de espejo de vidrio, y un simple sistema de fijación mediante tornillos, además de un tubo que sostiene los perfiles metálicos a los que van sujetos los espejos, y proporciona al conjunto la necesaria integridad y rigidez estructural. El ángulo de apertura de los concentradores parabólicos es de 80°. La reflectividad de los espejos es de 94%, y el factor de interceptación es del 97%. La fig 2.10 muestra una sección transversal de un colector LS-2.

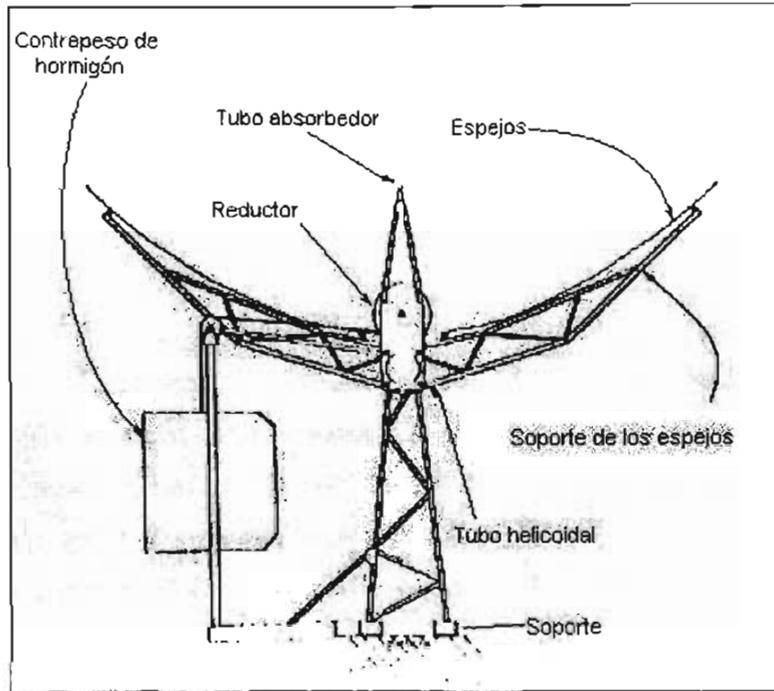


Fig 2.10. Vista de una sección transversal del diseño LS-2

El tubo absorbedor de los colectores LS-1 y LS-2 está constituido por un tubo interior de acero inoxidable con recubrimiento selectivo exterior a base de cromo negro, rodeado por un tubo de vidrio. Entre el tubo metálico y la envoltura de vidrio hay un vacío. La unión de ambos se hace mediante una soldadura vidrio-metal y fuelles metálicos que compensan la diferente dilatación del vidrio y del metal.

El vacío interior del tubo absorbedor sirve tanto para proteger el recubrimiento selectivo, como para disminuir las pérdidas térmicas que se producirían por las elevadas temperaturas de operación. La superficie selectiva tiene una absorptividad del 94% para la radiación solar directa, y una emisividad de 0.24 a 300°C. El tubo exterior de vidrio posee un tratamiento anti-reflectivo en ambas superficies, lo que aumenta su transmitancia hasta un valor de 0.95.

Con el fin de absorber los gases de hidrógeno que con el tiempo emigran a través del tubo de acero y de la cubierta de cristal, se instalan unos "getters". Los tubos absorbedores se fabrican mediante máquinas sofisticadas desarrolladas por la filial LUZ Industries Israel.

El sistema de seguimiento del colector tiene una precisión de 0.1°. Se emplea un codificador angular o un péndulo para detectar la posición del eje del colector, pero estos elementos se usan solamente para

la posición inicial del colector. El seguimiento del Sol lo realiza el colector de modo automático a través de un sensor solar de banda de sombra, compuesto por dos fotoceldas que cuentan con una resolución de 0.05° . Este sensor ordena a un motor eléctrico cuándo y en qué dirección tiene que girar el colector para quedar perfectamente enfocado. El motor mueve al colector a través de unos engranajes reductores en razón de 15000:1, proporcionando la exactitud requerida para un perfecto posicionamiento del colector.

La estructura del reflector y el sistema de accionamiento están diseñados para que el colector pueda funcionar con total precisión, con vientos de hasta 32 km/h. Con una precisión más reducida puede operar hasta con vientos de 72 km/h. No obstante, por razones de seguridad los colectores son abatidos cuando la velocidad del viento sobrepasa los 56 km/h. Durante la noche, o cuando el colector no está operando, se pone en posición de abatimiento, con el reflector mirando hacia el suelo. Esta posición se conoce como "stow". En esta posición de stow, el colector puede resistir sin peligro vientos de hasta 128 km/h.

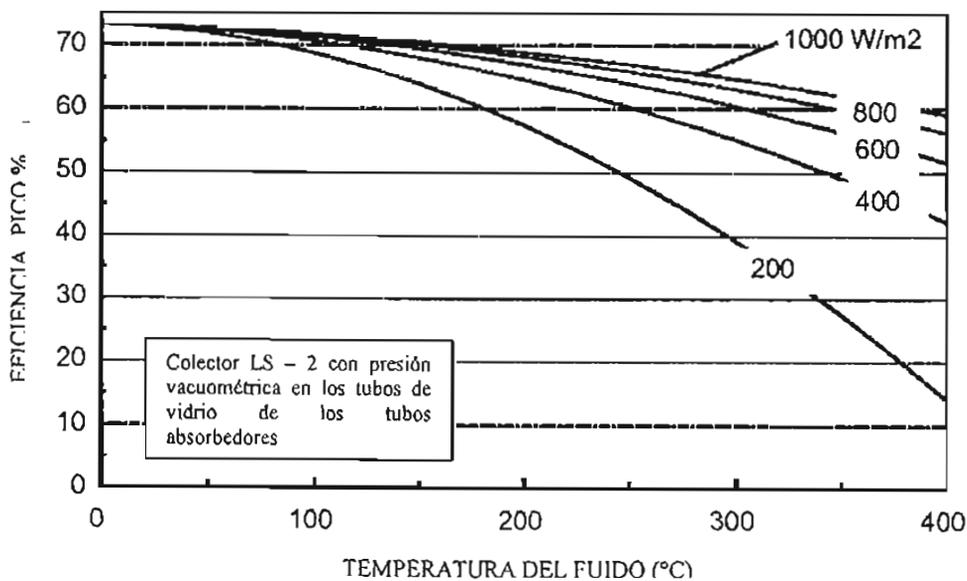


Fig 2.11, Eficiencia pico de concentradores tipo LS - 2 [Cohen G. *et al.*, 1999]

La fig 2.11 representa la eficiencia pico de los concentradores LS-2. Dichas eficiencias son experimentales, la eficiencia a 180°C se encuentra entre 70 y 80%, dependiendo de la radiación solar, por lo que se utilizará un valor de 56% en cálculos posteriores.

2.5.3.1.2 Diseño LS-3

El colector LS-3 es dos veces más largo que el LS-2, y una estructura 14% más ancha, lo cual reduce el número de conexiones flexibles, controles locales, sensores de temperatura y equipo similar, en más de la mitad. No obstante, el LS-3 representa un cambio en la filosofía del colector, más que un cambio en la escala. Mientras que los componentes mecánicos del modelo LS-2 eran diseñados con grandes tolerancias y ensamblados en el lugar de la instalación para obtener el comportamiento óptico requerido, el LS-3 consta de un armazón central conformado por un patrón guía, y ajustado con precisión antes de ser finalmente instalado. El resultado de esta innovación es una estructura más ligera y a la vez más resistente, capaz de operar con gran precisión en condiciones de fuertes vientos. La fig 2.12 muestra una sección transversal de un colector LS-3.

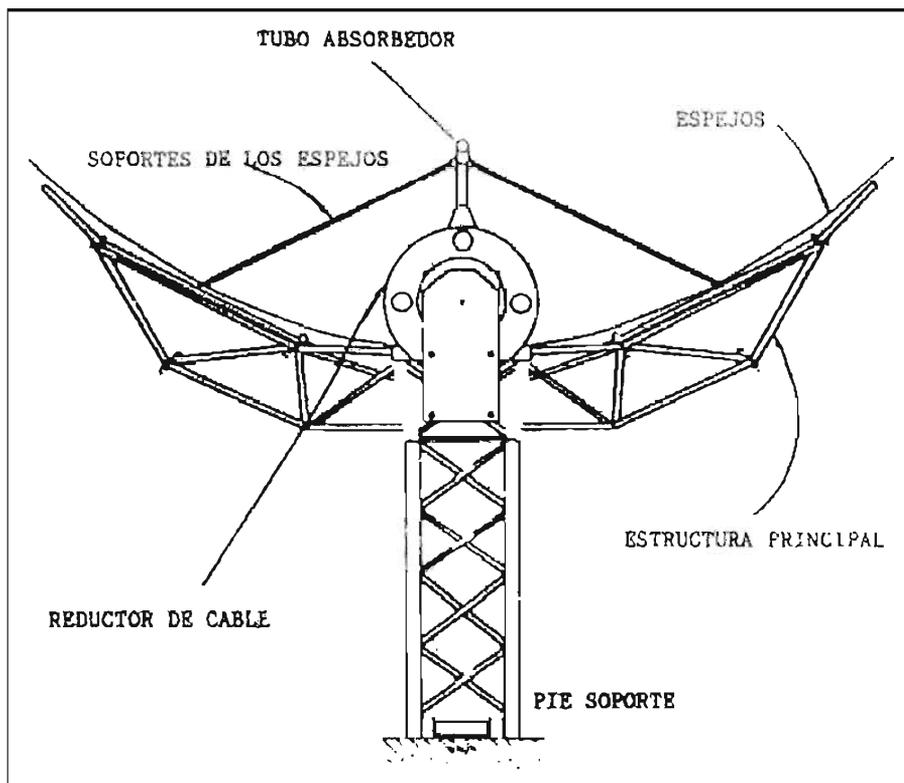


Fig 2.12 Vista de una sección transversal del diseño LS-3.

El sistema motriz de los colectores LS-3 suministra un par superior en más de dos veces el par requerido por los colectores LS-2: 7400 kg-metros (pico) para las filas de colectores interiores, siendo mayor para las filas externas.

En los colectores LS-3, una unidad hidráulica acciona dos cilindros, cuyo control lo realizan dos selectores o válvulas (una para cada cilindro), que determinan la dirección en que cada cilindro debe moverse. La unidad de potencia está compuesta por una bomba hidráulica de 3/4 HP-230 VAC-60 Hz, un reductor de presión y dos selectores.

El diámetro exterior de los cilindros es de 55 ó 70 milímetros, dependiendo de la posición que ocupa el colector correspondiente en el campo de colectores. La unidad hidráulica de potencia está alojada en el interior del soporte-pilote de la estructura.

El sensor de seguimiento del colector LS-3 es básicamente el mismo que el de los dos modelos precedentes, aunque se han realizado algunas modificaciones para reducir su tamaño y su costo. Para detectar el posicionamiento del eje del colector se utiliza un decodificador angular y dos contactos de final de carrera.

El tubo absorbedor del colector LS-3 es básicamente el mismo que el del modelo precedente, con las modificaciones siguientes:

1. Los fuelles metálicos instalados entre el vidrio y el metal se reforzaron para que puedan comportarse adecuadamente a la nueva temperatura de trabajo (390° C), que ha supuesto un salto de 40° C sobre la anterior.
2. La superficie selectiva a base de cromo negro se sustituyó por otra con una absorptividad de 0.95 a la temperatura de trabajo, y una emisividad de 0.15 a 350°C.
3. Estos cambios permitieron a LUZ conseguir un buen comportamiento del colector a una temperatura de 400° C.

La tabla 2.3 Muestra las principales características de los concentradores LS-1, LS-2 y LS-3.

Tabla 2.3. Características de los concentradores LS-1, LS-2 y LS-3

	LS-1	LS-2	LS-3
- Precisión del seguimiento solar (°)	0.10	0.10	0.10
- Máxima velocidad de viento para operar (km/h)	56	56	56
- Estructura	Helic.	Helic.	Space frame
- Superficie selectiva del absorbente	Black Cr	Black Cr	Cermet
- Absortividad / transmisividad (%)	94/94	94/95	96/95
- Emisividad (%)	30(300C)	24(300C)	18(350C)
- Distancia focal del concentrador solar	0.68	1.40	1.71
- Ángulo de apertura	85	80	80
- Reflectividad (%)	94	94	94
- Ancho de la parábola (m)	2.5	5	5.76
- Diámetro del absorbente(mm)	42	70	70
- Concentración geométrica	19	23	26
- Longitud (m)	50.2	47.1	99.0
- Distancia entre apoyos (m)	6.3	8.0	12.0
- Superficie de espejos (m ²)	128	235	545
- Temperatura máxima de trabajo (C)	307	350	390
- Distancia entre filas paralelas (m)	7	12.5/15	17
- Factor de interceptación (%)	87	89	93
- Eficiencia óptica pico	0.734	0.74/76	0.76

Referencias

- Ajona, J.I.; et al. (1999) "Solar Thermal Electricity Generation. Lectures from the Summer School at the Plataforma Solar de Almería". Libro editado por el CIEMAT, ISBN: 84-7834-353-9.
- Almanza, R. y Muñoz F. (1994), Ingeniería de la Energía Solar, El Colegio Nacional, México D.F.
- Duffie, J.A.; Beckman, W.A.; (1980) "Solar Engineering of Thermal Processes". Libro editado por John Willey & Sons. New York, 1980.
- Cohen G., Kearney D., Alexander S., (1999) final Report on the operation and maintenance improvement program for concentrating solar power plants.
- Klaiss, H.; Staiss, F. (1992) "Solar Thermal Power Potential In The Mediterranean Area" Editorial Spriegel-Verlag.
- Lotker, M. (1991) "Barriers to Commercialization of Large Scale Solar Electricity. The LUZ Experience". Informe técnico publicado por Sandia National Laboratories, Ref.: SAND91-7014.
- Perez, R. (2001) "Sattelite Derived Data for Solar Radiation". Proceeding presentado al congreso ASME 2001, Washington, USA.
- Rabl, A. (1985); "Active Solar Collectors and Their Applications". Libro editado por Oxford University Press. New York, USA.
- Renne, D. (2001) "Solar Data Forms and Available Databases". Proceeding presentado al congreso ASME 2001, Washington USA.
- Zarza E., Valenzuela L., Eickhoff M., Weywers D., León J., Hennecke K., Eck M., (2001) The DISS Project: direct Steam Generation in parabolic Troughs. Operation an Maintenance experience and update status, Proceedind Congreso ASME 2001, Washington USA.
- Zarza E. León J. Valenzuela L., (2002), DISS-phase II Project, Final Project Report, Madrid Editorial CIEMAT.

Capítulo 3

Evaluación del recurso solar en Cerro Prieto

3.1 Control de calidad de los datos de radiación solar

En Cerro Prieto la Comisión Federal de Electricidad (CFE) tiene instalada una estación meteorológica donde se mide temperatura, velocidad y dirección del viento, además de irradiancia solar. Dicha estación cuenta con un piranómetro de banda giratoria, el cual mide la irradiancia global y la irradiancia difusa, calculando la irradiancia directa normal.

El control de calidad de los datos de radiación solar consiste en clasificar las medidas de esta radiación; para ello, cada dato medido se acompañará de una etiqueta, existen diferentes tipos de etiquetas, dependiendo del resultado de la aplicación de diversos filtros, esto se realizará a cada uno de los valores de radiación con que se cuente.

Los filtros utilizados aparecen en la metodología empleada por la Baseline Surface Radiation Network (BSRN, 1995), la cual cuenta con gran prestigio internacional y larga trayectoria en este tipo de materias. Dicho criterio propone hacer pasar cada medida de radiación por cinco filtros diferentes, que irán detectando posibles errores de distinta naturaleza, conforme se vayan aplicando los filtros.

3.1.1 Filtros

La finalidad de estos filtros es detectar aquellos posibles errores que se deben a la medición y/o manipulación de los datos. Es importante considerar que al principio y al final del día puede producirse un desfase, es decir, un retraso o un adelanto en la toma de los datos, debido a la hora interna de la computadora.

Para corregir esto es importante calcularlo a través de un centrado del día realizando la semisuma de las diferencias entre los primeros y los últimos datos, así como el valor del orto y el ocaso a fin de calcular los desfases de la mañana y de la tarde para centrar el día. Es básico hacer este proceso antes del control de calidad de los datos medidos; de no hacerlo, estos factores producirán unas desviaciones en los resultados y conclusiones posteriores.

3.1.1.1 Filtro 1, físicamente posible

El rango en el que los datos deben estar comprendidos para catalogarse como físicamente posibles se presenta en la tabla 3.1.

Tabla 3.1. Límites inferiores y superiores de la irradiancia global, difusa y directa para el filtro 1

Límite inferior	Irradiancia	Límite superior
0	Global horizontal	I_0
0	Difusa horizontal	$I_{Top} + 10$
0	Directa normal	I_0

Es importante hacer notar que I_0 es el valor de la constante solar, el cual es de 1367 W/m^2 , y I_{Top} corresponde a la irradiancia solar antes de entrar en contacto con la atmósfera en función de la latitud y el tiempo. La tabla 3.1 tiene dos magnitudes fijas que se encuadran en un rango fijo mientras que la irradiancia difusa es de carácter variable (Zambrano, 2003).

Este valor es sin duda una herramienta valiosa, aunque pueden existir valores altos de irradiancia en la Tierra, los cuales no se aprecian en la realidad cuando sólo se considera 1367 W/m^2 . Se sugiere entonces utilizar un modelo para el cálculo de la irradiancia global horizontal (G), ya que en este caso en particular los valores de irradiancia directa utilizados se calculan a partir de las irradiancias global (I), la difusa (I_d) y difusa reflejada (I_{dm}); uno de los modelos para el cálculo de la irradiancia global horizontal puede ser el propuesto por Sesamori y Hoyt, utilizado también por Iqbal, que calcula con datos de cielos con atmósferas muy limpias por medio de la siguiente expresión:

$$G = I + I_d + I_{dm} \quad (3.1)$$

Donde:

$$I = I_{sc} \cos \theta \left(1 - \sum_{i=1}^{i=5} \alpha_i \right) \tau_r \tau_{as} \quad (3.2)$$

$$I_d = I_{sc} \cos \theta \left(1 - \sum_{i=1}^{i=5} \alpha_i \right) (0.5\tau_r + 0.75\tau_{as}) \quad (3.3)$$

$$I_{dm} = \rho_g Q \left(1 - \sum_{i=1}^{i=5} \alpha_i \right) (0.5(1 - \tau_r') + 0.25(1 - \tau_{as}')) \quad (3.4)$$

Para la estimación de estos parámetros consultar las referencias Iqbal y Hoyt.

La cota superior será entonces la irradiancia global horizontal calculada para cada día del año en lugar de la constante solar, lo que implica estar más cerca de la realidad.

3.1.1.2 Filtro 2, valores extremadamente raros

Los límites de este filtro son más estrechos que los del filtro anterior; los valores de las medidas que no están entre estos límites pueden producirse durante cortos períodos de tiempo, o en situaciones realmente extrañas. Esto se indica en la tabla 3.2. que se muestra a continuación.

Tabla 3.2. Límites inferiores y superiores de las irradiancias global horizontal, difusa horizontal y directa normal para el filtro 2

Irradiancia	Límite superior
Global horizontal	I_{Top} si $Z < 80^\circ$
	$I_{Top} + 0.56*(Z-93.9)^2$ si $Z \geq 80^\circ$
Difusa horizontal	700 W/m ²
Directa normal	$I_0 * E_0 * 0.9m$

Donde:

Z ángulo cenital

m masa del aire relativa según la expresión de Kasten (1989)

E_0 corrección de la distancia entre la Tierra y el Sol

3.1.1.3 Filtro 3, variables cruzadas

El principio de esta prueba se basa en una relación coherente entre los valores de las tres variables. Como se ha visto cada filtro va siendo más restrictivo; en cada uno se van recogiendo diferentes tipos de errores. Este filtro impone una restricción entre la irradiancia directa, global y la difusa correspondiente a cada medida, de ahí el nombre de variables cruzadas que se muestra a continuación:

$$| I_{go} - I_{do} - I_D \cdot \cos Z | \leq 50 \text{ W/m}^2 \quad (3.5)$$

En el caso de la estación de Cerro Prieto, no se le podrá aplicar este filtro, debido a que no son valores medidos de la irradiancia directa, pero se les asignará la etiqueta con el número 5, la cual indicará que no se aplicó dicho filtro.

La prueba trata de comprobar una afinidad entre la misma variable medida en dos formas diferentes, la irradiancia global horizontal es la suma de la difusa horizontal y de la directa horizontal:

$$I_{go} = I_{do} + I_{D0} = I_{do} + I_{D0} \cdot \cos Z \quad (3.6)$$

Z es el ángulo cenital, I_{go} e I_{do} son las irradiancias difusa y global horizontal y por último I_{D0} es la irradiancia directa

Las irradiancias global, difusa y directa se miden con distintos aparatos; la irradiancia global y difusa se miden con piranómetros; en cambio la directa es con un pirheliómetro; pero aun medidas con distintos aparatos, han de cumplir la igualdad de que la suma de la directa con la difusa debe ser la global. Variaciones en ésta puede parecer con frecuencia; este error suele estar ocasionado por un mal funcionamiento del seguidor del pirheliómetro o por un mal ajuste de la banda de sombra del piranómetro que mide la irradiancia difusa.

3.1.1.4 Filtro 4, comparación con un modelo

Existe una gran dependencia de las variables con respecto a las condiciones climáticas y geográficas del lugar, por lo que será necesaria la implantación de un modelo apropiado para la zona donde se desarrolle el estudio.

Se ha elegido el filtro que detecte los errores más comunes; para ello se optó por un modelo Mt-Md, que representa una relación entre la irradiancia global horizontal y la difusa horizontal. Este filtro es un modelo de descomposición con el que se pueden estimar los valores de las componentes directas y difusas, conocidas como irradiancia global (modelo Mt - Md). Este método se basa en un trabajo realizado por los investigadores Liu y Jordan (1960), que indicaba la relación entre el índice de claridad Mt frente al Md (razón entre la irradiancia difusa y global horizontal). A continuación en la tabla 3.3 se detallan las definiciones de ambos parámetros:

Tabla 3.3. Parámetros Mt y Md.

Parámetro Mt	Parámetro Md
$Mt = I_{go} / I_{oh}$	$Md = I_{do} / I_{go}$

Los aspectos que pueden influir en la medida de la radiación difusa dependen tanto de la altura del Sol como del estado de la atmósfera en un momento determinado, caracterizado por la cantidad de nubes y por otros parámetros meteorológicos, como la cantidad y tamaño de aerosoles, y del vapor de agua presente en la atmósfera entre otros.

La radiación solar difusa se incrementa debido al efecto de la nubosidad, aunque también influye la distribución geométrica de las nubes en relación con la posición del Sol; el problema parece complicado, por ello se han desarrollado diferentes correlaciones Mt - Md para el mes del año en cuestión. Se presentarán en el eje de ordenadas los valores de Md, y en el eje de abscisas los correspondientes a Mt. La correlación del modelo Mt se divide en tres tramos:

- Tramo inicial ($Mt < 0.22$), tramo recto (corresponde a días nublados; es decir, valores altos de irradiancias global y difusa, con bajos de directa)
- Tramo intermedio ($0.22 < Mt < 0.75$), tramo curvo (donde se puede apreciar cómo la irradiancia global horizontal varía bastante en dicho rango de valores).

- Tramo final ($M_t > 0.75$), tramo recto donde se puede ver que la irradiancia global horizontal toma valores próximos a los de la extraterrestre horizontal; la irradiancia difusa es baja. En este tramo se encuentran los valores correspondientes a un día claro

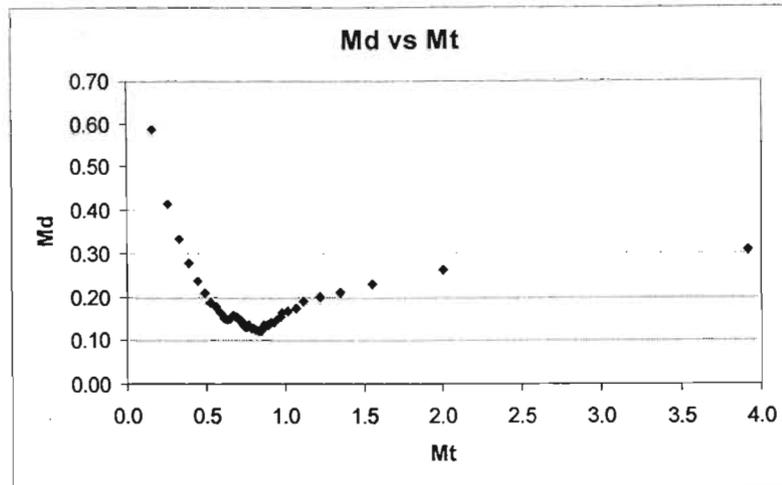


Fig 3.1: Gráfica de la relación Md – Mt.

Es importante hacer notar que cuando la altura solar es menor a 10° , la aplicación del modelo no es confiable puesto que si no se llega a este valor es posible que se produzcan perturbaciones de los valores de irradiancia que no se corrigen por el modelo Mt-Md.

3.1.1.5 Filtro 5, inspección visual

La quinta y última prueba consiste en la inspección visual de gráficas que representen evoluciones temporales de irradiancia a lo largo del día. Las representaciones se deben hacer con varios intervalos de tiempo. Este procedimiento es probablemente el más efectivo de los cinco, indicando que ninguna prueba automática puede sustituir ojos experimentados, por tanto, da mayor firmeza a las conclusiones adoptadas.

El filtro 5 se basa en verificar los resultados de las medidas obtenidas en forma gráfica, y así observar anomalías que se hubiesen escapado a los filtros anteriores. Por ejemplo, un estudio de gráficas de irradiancia global frente al tiempo, en intervalos de 5 minutos, junto a la irradiancia directa y difusa, detecta rápidamente un problema como el desalineamiento del pirheliómetro. Si se comparan gráficas mensuales de diferentes años resulta factible revelar variaciones en la constante de calibración de los aparatos de medición.

3.1.2 Aplicación de los filtros

Se seleccionaron dos días por mes de cuatro años considerados en el estudio, por lo que se analizaron 96 días completos, de forma aleatoria; previamente a la aplicación de los filtros, se corrigió el desfase que presentaban la mayor parte de los días con respecto al medio día solar, encontrándose en la mayoría de los datos un pequeño desfase de tan sólo algunos minutos, en los datos de los días analizados. Como consecuencia los datos se toman considerando la hora local y no se considera el cálculo de la hora solar verdadera. Para aplicación del primer filtro se calcularon los valores de la irradiancia extraterrestre en Cerro Prieto para cada uno de los días evaluados. Como resultado de la aplicación de los filtros a los datos de irradiancia de Cerro Prieto se resume lo siguiente:

- Se encontró un ligero desfase con respecto al mediodía solar, el cual pudo ser corregido fácilmente, mediante el centrado del día.
- Una vez realizado el alineamiento, ninguno de los datos sobrepasó los valores de la radiación extraterrestre.
- Los valores del segundo filtro se encontraba dentro de los límites establecidos.
- El tercer filtro no pudo ser aplicado.
- En el cuarto filtro se observan las relaciones entre la irradiancia difusa y global con valores dentro de los límites establecidos y,
- El quinto filtro, las gráficas corresponden a los patrones establecidos.

A continuación se muestran tres días y la relación entre las irradiancias global, difusa, extraterrestre y global calculada por el modelo para un día despejado con atmósfera limpia, con los datos medidos el campo geotérmico de Cerro Prieto.

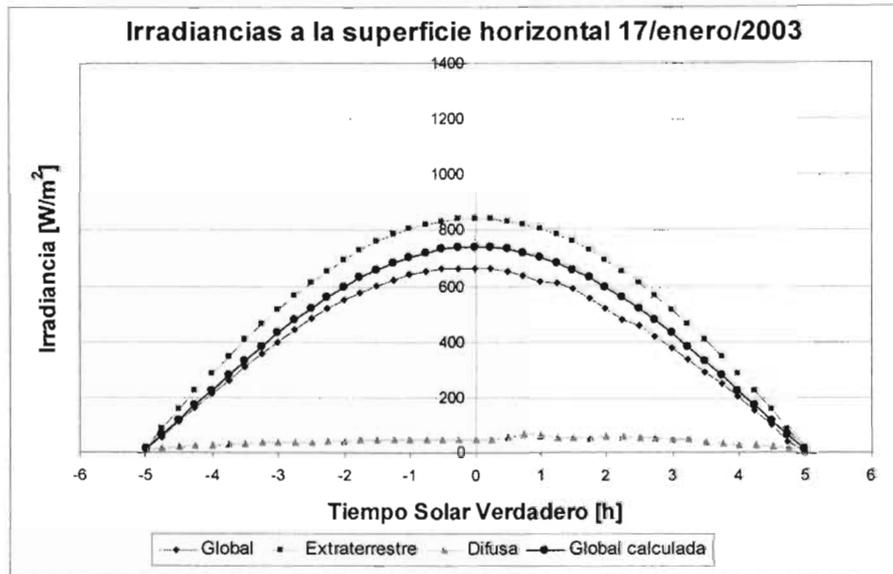


Figura 3.2 Valores de irradiancia global, difusa, extraterrestre y global calculada, para Cerro Prieto el día 17 de enero de 2003.

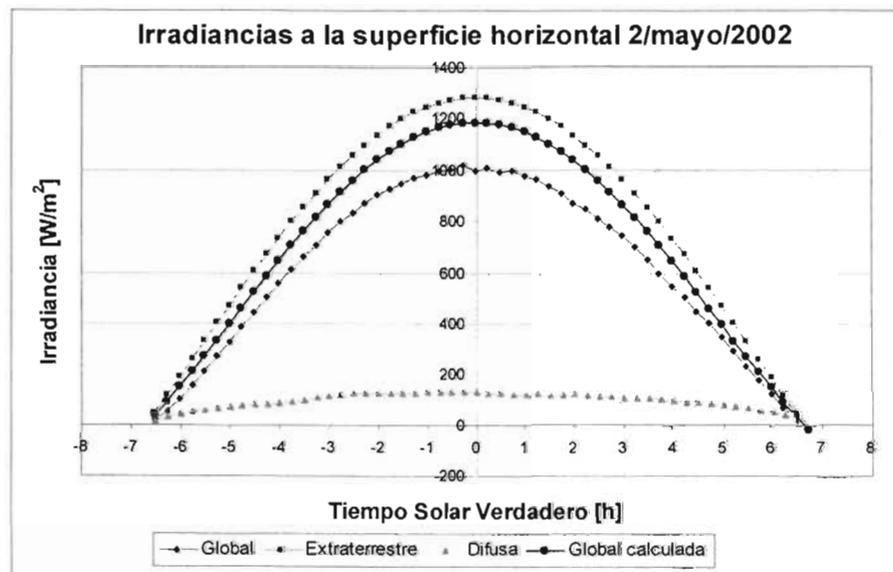


Figura 3.3 Valores de irradiancia global, difusa, extraterrestre y global calculada, para Cerro Prieto el día 2 de mayo de 2002.

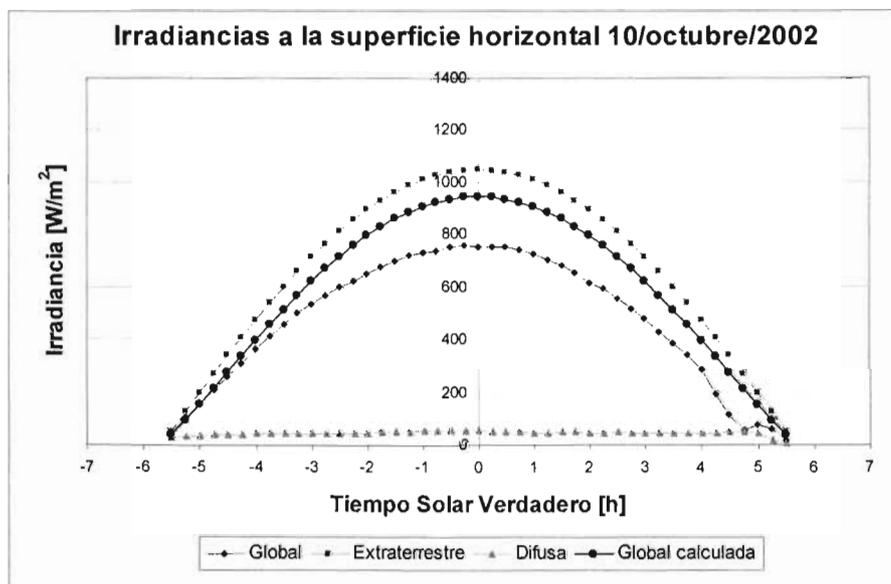


Figura 3.4 Valores de irradiancia global, difusa, extraterrestre y global calculada, para Cerro Prieto el día 10 de octubre de 2003.

3.2 Elaboración de un año de diseño.

Una vez realizado el control de calidad y el etiquetado de los datos proporcionados por la CFE, se procede a la elaboración de un año de referencia o de diseño en Cerro Prieto, con objeto de tener un año de referencia que permita la evaluación del recurso solar, y así la producción de vapor del sistema híbrido solar geotermia.

Los años de referencia se aplican para los datos de irradiancia global, directa y difusa, por lo que se tiene un año promedio para cada una; cuando se manejan varios años se hacen promedios con los años que se tengan, y con estos se construyen las curvas de frecuencia acumulada y de energía disponible de todos los años con que se cuente.

El piranómetro de Cerro Prieto ha realizado mediciones desde el año 2000 hasta principios del año 2004. Los años considerados para el presente estudio serán 2000, 2001, 2002 y 2003; con estos cuatro años se realizarán los promedios correspondientes a cada hora del día de la irradiancia solar. Los promedios se efectuaron con cuatro datos, debido a que el piranómetro realiza mediciones cada 15 minutos; con los resultados anteriores se llevan a cabo el promedio de cuatro años; se toman los valores correspondientes el día y a la hora de los cuatro años en cuestión, obteniéndose un año de referencia de Cerro Prieto. El promedio de los valores de cada año para irradiancia global, difusa y directa, se realiza para todas las horas diurnas de todos los días del año.

En San Luis Río Colorado se tiene un pirheliómetro en el cual se registra la irradiancia directa a partir del 2002; por ello se cuenta con datos de 2002 y 2003. De igual manera que se hizo con los datos de Cerro Prieto, el promedio se realiza solamente con dos años, tomando en cuenta los valores correspondientes a la hora y el día obteniéndose un año promedio de San Luis Río Colorado. Lo anterior es con el fin de comparar las curvas de frecuencia acumulada y de energía disponible de la irradiancia directa con las de Cerro Prieto. Debido a que la muestra de dos años no es muy significativa se utilizará solamente con fines comparativos.

3.3 Energía disponible y curva de frecuencia acumulada.

Las curvas de frecuencia acumulada (CFA) se definen como aquellas que representan la frecuencia, en términos del número de horas promedio n_h , con las que la irradiancia I_c (directa) incidente en un plano sobrepasa cierto valor conocido como nivel crítico o de umbral.

Con los resultados de estos cálculos se construye un sistema de coordenadas cartesiano, en donde la ordenada es el eje de las irradiancias (W/m^2) subdividido en tantos intervalos como niveles críticos se tengan, y la abscisa es el eje en donde se representa el número de veces que el nivel crítico fue sobrepasado a lo largo del día durante intervalos medidos; en este caso, de quince minutos desde que sale el Sol hasta que se oculta (tiempo diurno) dividido por el número de días de los meses correspondientes, comprendidos en los años de datos con los que se cuenta.

Las curvas de frecuencia acumulada de la irradiancia global, difusa y directa se realizaron para los doce meses del año, separando los datos de cada mes de la siguiente manera: como se ha visto, los valores máximos que alcanza la irradiancia solar en días totalmente despejados de nubes, es de $1200 W/m^2$ en sitios con la mayor insolación; entonces, el intervalo comprenderá de 0 a $1200 W/m^2$, el cual se subdivide en niveles críticos (umbrales) de la irradiancia solar global de acuerdo con el interés práctico que se tiene para diferentes aplicaciones que involucran el aprovechamiento de la energía solar; en este caso, el intervalo de 0 a $1200 W/m^2$ se subdivide en intervalos de $25 W/m^2$.

Una vez hecha esta subdivisión, se elige cierto nivel crítico y se procede a contar el número de veces que este nivel se sobrepasó en cada intervalo de 60 minutos, una hora, y a lo largo de cada día y de cada mes de los años que comprende la información que se tiene; esto se repite para todos los niveles en los que se ha dividido el intervalo de irradiancia máximo y para el sitio de observación.

Las curvas de frecuencia acumulada presentan el número de horas promedio en las que se tienen diferentes niveles de irradiancia en W/m^2 . Si se conoce el nivel de umbral de irradiancia del campo solar I_c , con las curvas de frecuencia acumulada, es posible obtener el tiempo de operación del colector mediante $I_c * n_h$. El área delimitada por la curva de frecuencia acumulada, el eje vertical y la línea horizontal correspondiente a I_c representan la energía solar disponible por encima de dicho nivel crítico. La energía solar disponible está dada por la ecuación:

$$H_c(I_c) = \int_{I_c}^{I_{max}} n_h(I) * dI \quad (3.7)$$

En este capítulo se presentan las curvas de frecuencia acumulada y de energía disponible de la irradiancia global, directa y difusa para Cerro Prieto.

3.4 Curvas de frecuencia acumulada y energía disponible en Cerro Prieto

A continuación se presentan las curvas de frecuencia acumulada, las cuales incluyen el número de horas que en promedio sobrepasan los diferentes niveles de irradiancia en W/m^2 ; estas curvas se muestran con su correspondiente gráfica de energía disponible. En primera instancia se exhiben las curvas de la irradiancia global registrada en el campo geotérmico, posteriormente las correspondientes a la irradiancia global y finalmente las de la irradiancia solar directa, tomando en cuenta los datos promedio de cuatro años.

Las curvas de frecuencia acumulada muestran el número de horas en las que se sobrepasó el nivel de umbral; en lugares con gran número de días despejados durante el año, se tiene un mayor número de horas por encima de un nivel crítico dado, por ejemplo, $I_c = 700 W/m^2$.

En sitios como Cerro Prieto, donde los días son regularmente despejados, los niveles de irradiancia directa son altos; en consecuencia los niveles de irradiancia difusa disminuyen; por el contrario, en días nublados la irradiancia directa es baja y la difusa aumenta.

Tabla 3.4. Curvas de frecuencia acumulada y energía disponible de la irradiancia global

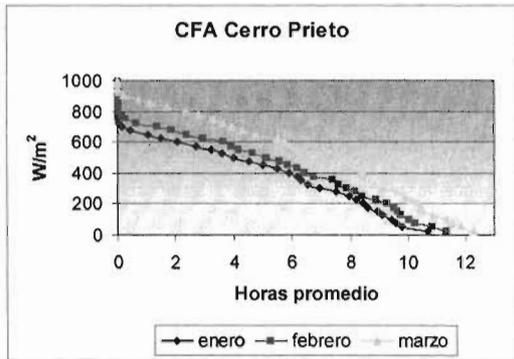


Fig 3.5. Curvas de frecuencia acumulada de enero, febrero y marzo en Cerro Prieto

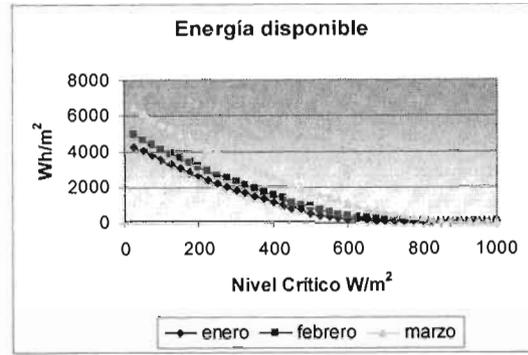


Fig 3.9. Energía disponible de enero, febrero y marzo en Cerro Prieto

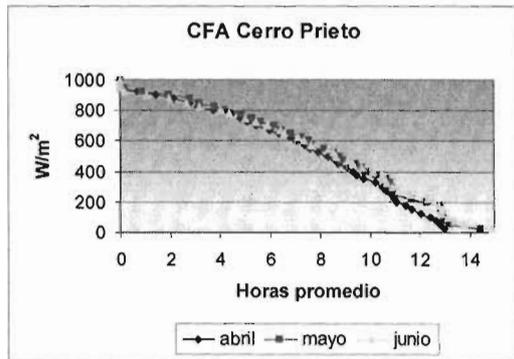


Fig 3.6. Curvas de frecuencia acumulada de abril, mayo y junio en Cerro Prieto

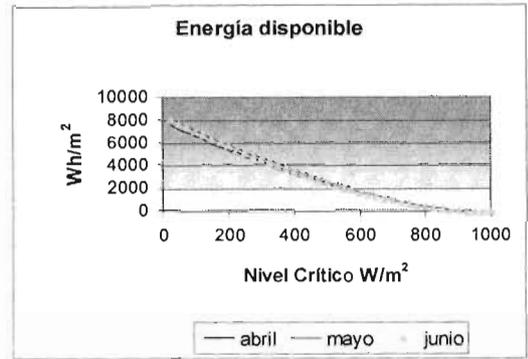


Fig 3.10. Energía disponible de abril, mayo y junio en Cerro Prieto

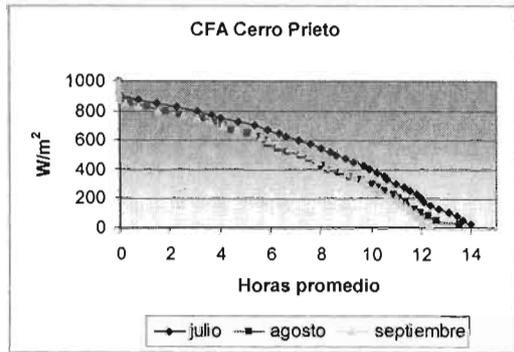


Fig 3.7. Curvas de frecuencia acumulada de julio, agosto y septiembre en Cerro Prieto

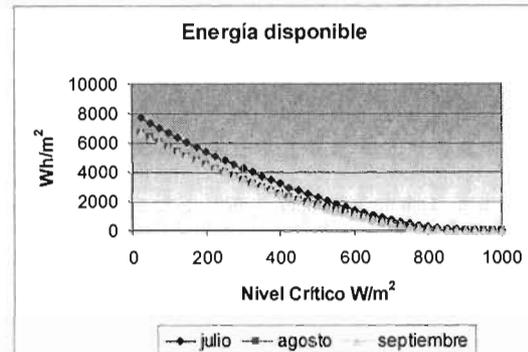


Fig 3.11. Energía disponible de julio, agosto y septiembre en Cerro Prieto

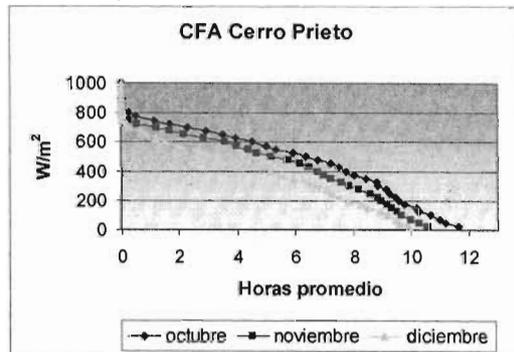


Fig 3.8. Curvas de frecuencia acumulada de octubre, noviembre y diciembre en Cerro Prieto

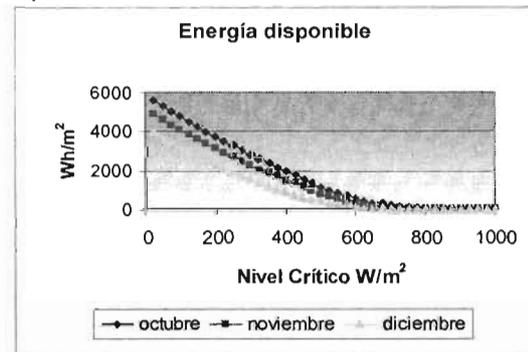


Fig 3.12. Energía disponible de octubre, noviembre y diciembre en Cerro Prieto

Tabla 3.5. Curvas de frecuencia acumulada y energía disponible de la irradiancia difusa

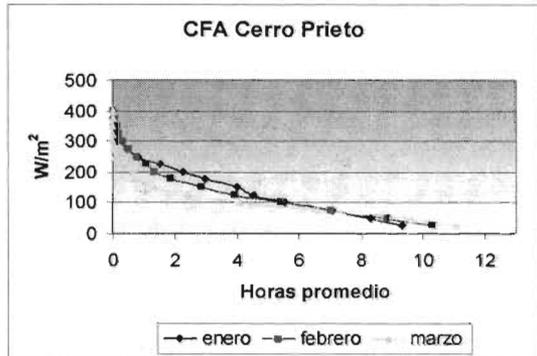


Fig 3.13. Curvas de frecuencia acumulada de enero, febrero y marzo en Cerro Prieto

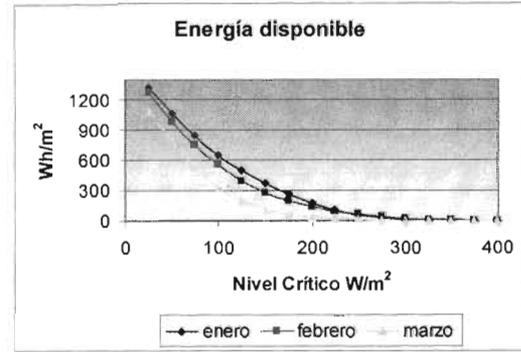


Fig 3.17. Energía disponible de enero febrero y marzo en Cerro Prieto

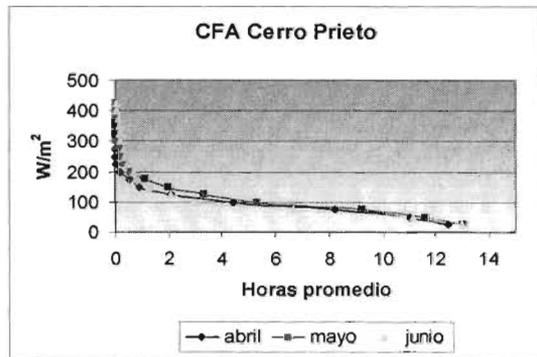


Fig 3.14. Curvas de frecuencia acumulada de abril, mayo y junio en Cerro Prieto

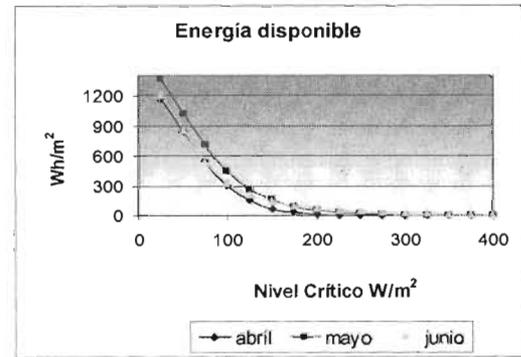


Fig 3.18. Energía disponible de abril, mayo y junio en Cerro Prieto

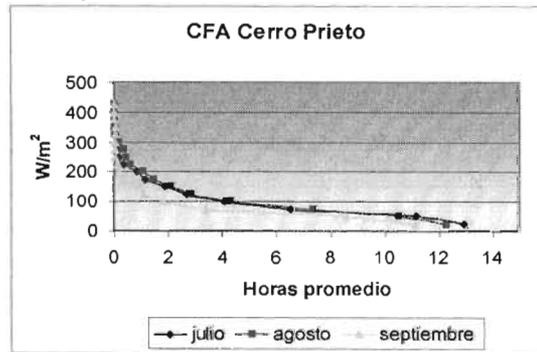


Fig 3.15. Curvas de frecuencia acumulada en julio, agosto y septiembre de Cerro Prieto

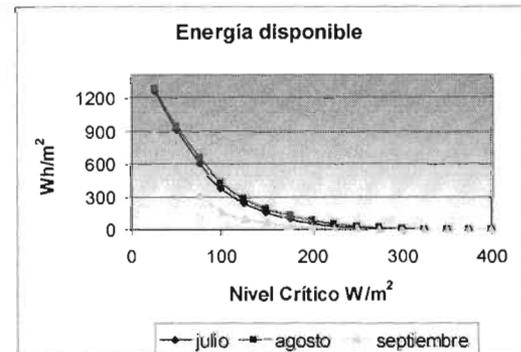


Fig 3.19. Energía disponible de julio, agosto y septiembre en Cerro Prieto

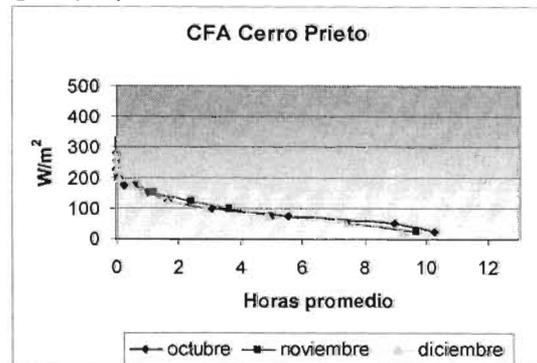


Fig 3.16. Curvas de frecuencia acumulada de octubre, noviembre y diciembre en Cerro Prieto

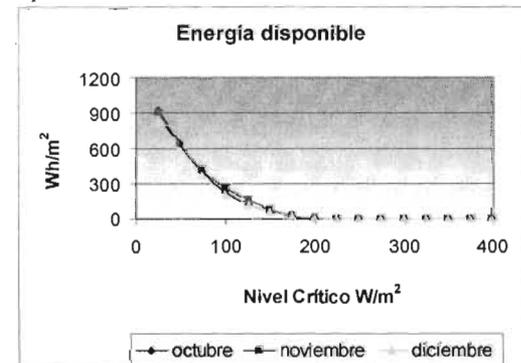


Fig 3.20. Energía disponible de octubre, noviembre y diciembre en Cerro Prieto

Tabla 3.6. Curvas de frecuencia acumulada y energía disponible de la irradiancia directa

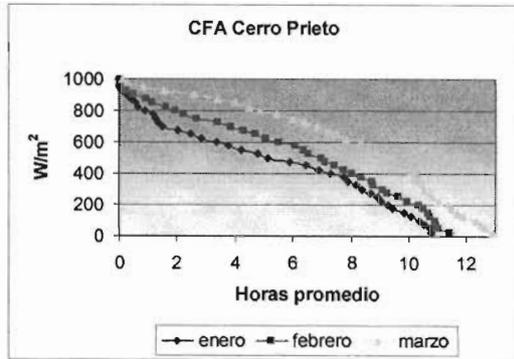


Fig 3.21. Curvas de frecuencia acumulada de enero, febrero y marzo en Cerro Prieto

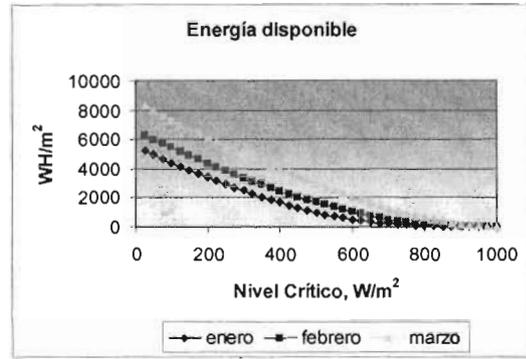


Fig 3.25. Energía disponible de enero febrero y marzo en Cerro Prieto

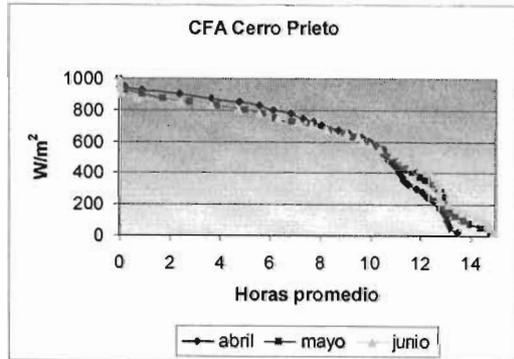


Fig.3.22: Curvas de frecuencia acumulada de abril, mayo y junio en Cerro Prieto

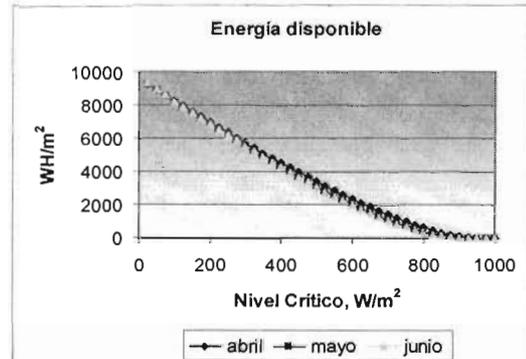


Fig 3.26. Energía disponible de abril, mayo y junio en Cerro Prieto

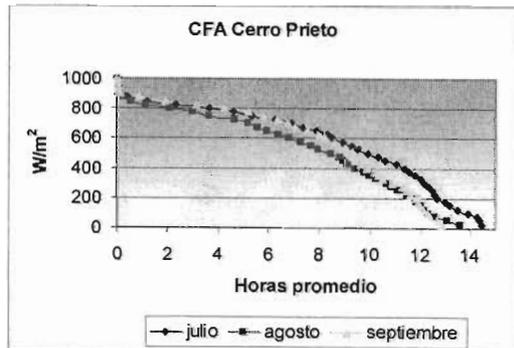


Fig 3.23. Curvas de frecuencia acumulada de julio, agosto y septiembre en Cerro Prieto

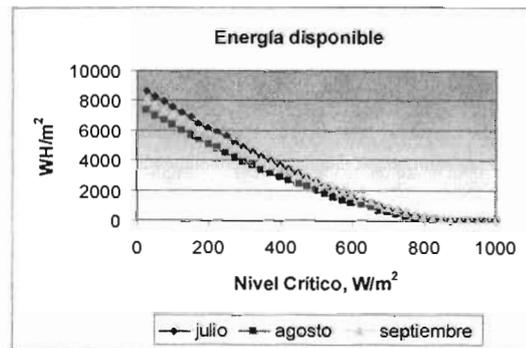


Fig 3.27. Energía disponible de julio, agosto y septiembre en Cerro Prieto

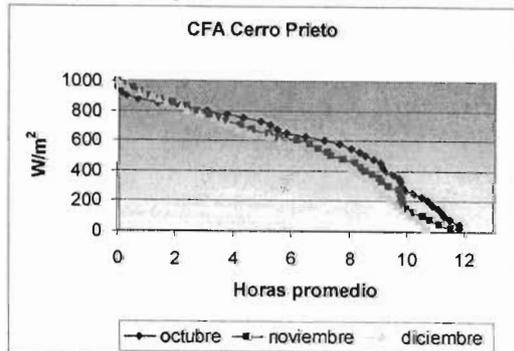


Fig 3.24. Curvas de frecuencia acumulada de octubre, noviembre y diciembre en Cerro Prieto

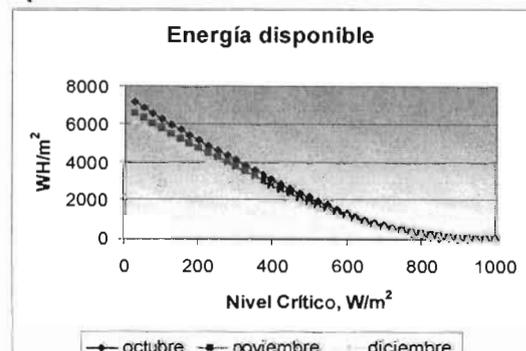


Fig 3.28. Energía disponible de octubre, noviembre y diciembre en Cerro Prieto

3.5 Comparación de los datos

Con el fin de ver que tan confiables han sido las mediciones de la irradiancia solar en Cerro Prieto, los datos de irradiancia global correspondientes se compararon con los de Mexicali, medidos por el Servicio Meteorológico Nacional (SMN); dicha comparación se realizó con datos de irradiancia global. La fig 3.29 muestra la equiparación de los datos de la irradiancia solar global entre Mexicali y Cerro Prieto, correspondiente al día 9 de junio de 2002.

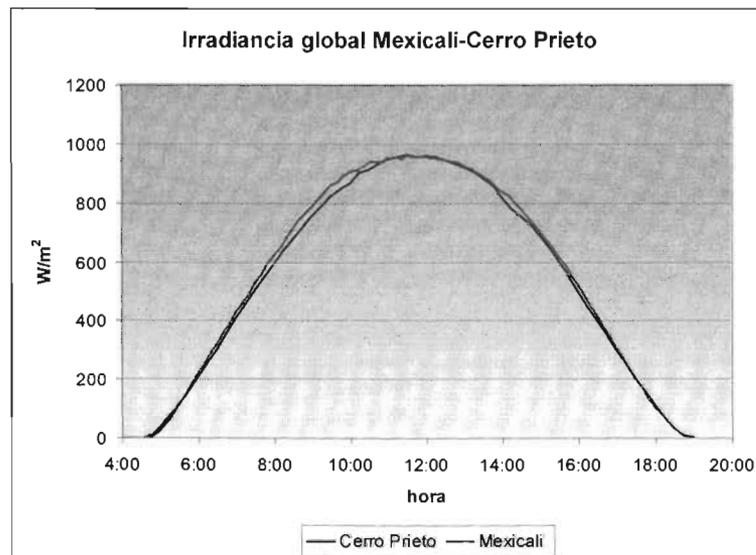


Fig 3.29. Comparación de la irradiancia global de Cerro Prieto y Mexicali

Con el fin de realizar una comparación más completa, en el anexo 1 (A1) se presentan las curvas de frecuencia acumulada y la energía solar disponible en Cerro Prieto y posteriormente las de San Luis Río Colorado, considerando el factor coseno ($\cos \theta$) descrito en el capítulo 4, para un campo solar de concentradores de canal parabólico con orientación norte-sur.

Referencias

- Almanza R y Muñoz F. Ingeniería de la energía solar Colegio Nacional, México D. F., México, pp 87-103, 1994
- Bourges B. Climatic Data for Handbook Europe, Kluwer Academic Publishers, Netherlands, pp15 - 18, 1992.
- Dirección electrónica de “Base Surfase Network” (BSRN)
- Duffie J, Beckman W. Solar Engineering of Thermal Processes, second edition, Wiley Interscience, New York, USA, pp. 13-27, 1991.
- Hoyt D., 1978, A model for the calculation of solar global insolation, Solar Energy 21 (1). Errata, ibid 23 (3) 1979 y 25 (2) 1980.
- Iqbal M., 1983, An introduction to solar engineering, Wiley and Sons, Canada.
- Perrot, La houille d’or, Éditions Fayard, Paris, pp. 32-36, 1963.
- Zambrano J. M., Control de calidad de los datos de radiación solar de la estación de medidas de Solucar S.A. y comparación con los datos de la estación de la Escuela superior de ingenieros de Sevilla, España, 2003.

Capítulo 4

Concentradores de canal parabólico y generación de vapor

4.1 Concentrador de canal parabólico

El objetivo de un concentrador canal parabólico (CCP) es, como su nombre indica, concentrar la radiación solar que incide sobre él y proyectarla de forma concentrada sobre el tubo absorbedor situado en la línea focal del reflector. Se trata de un espejo que, gracias a su forma geométrica, concentra sobre su línea focal toda la radiación solar directa que incide en su apertura.

La radiación concentrada por un CCP sobre el tubo absorbedor hace que el fluido que circula por el interior del tubo se caliente, transformando de esta forma la radiación solar en energía térmica en forma de calor latente del fluido.

Los CCP son captadores solares de concentración con foco lineal, que permite alcanzar temperaturas de hasta 400°C con una buena eficiencia entre 60-70% (Gilbert E. et al., 1999). La concentración óptica de la radiación solar hace que la superficie del tubo absorbedor sea mucho menor que el área de apertura del colector, lo que reduce significativamente las pérdidas térmicas del colector, ya que las pérdidas térmicas son función no solo de la temperatura media de trabajo, sino también de la superficie del absorbedor. La concentración óptica provoca que solamente la radiación solar directa sea aprovechable por el colector y exige que el colector se mueva a lo largo del día conforme el Sol describe su trayectoria diaria.

4.1.1 Componentes principales de un CCP

Los elementos principales de un CCP se pueden ver en la figura 4.1 y son los siguientes:

- El espejo reflector parabólico
- El tubo absorbedor o receptor
- La estructura metálica y
- El sistema de seguimiento solar

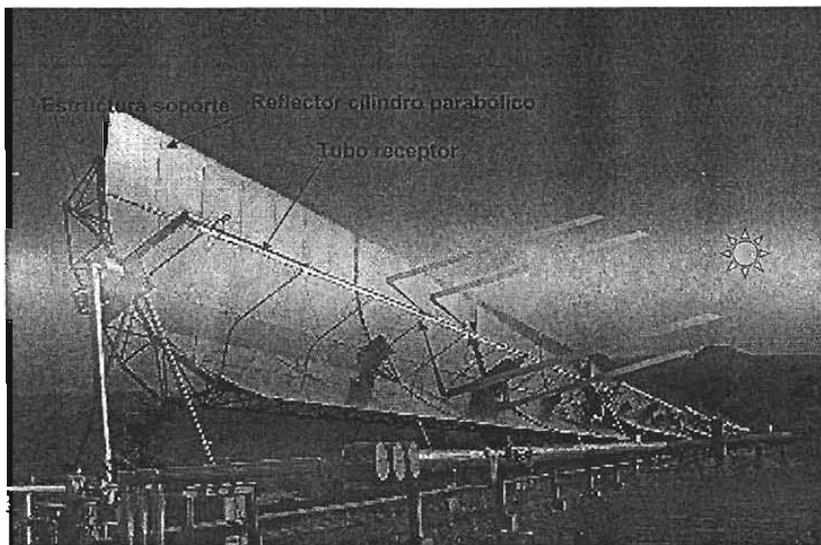


Fig 4.1 Principio de funcionamiento y componentes de un CCP

4.1.1.1 El espejo reflector

Para llevar a cabo la reflexión, se utilizan películas de plata o aluminio depositadas sobre un soporte que le da la suficiente rigidez. En la actualidad se utilizan diferentes medios soportes para la película reflectante: a) lámina metálica, b) plástico, o c) cristal.

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

Cuando el medio de soporte es vidrio, sobre la cara posterior se deposita una fina película de plata o aluminio protegida por una película de cobre y otra de pintura. El resultado final es un espejo similar al que se usa en cualquier casa o comercio. Dependiendo del espesor del vidrio sobre el que se deposita la película reflexiva de plata, se tienen dos tipos diferentes de espejos: a) de vidrio grueso (espesor $> 3\text{mm}$), b) de vidrio delgado (espesor $< 1,5\text{ mm}$). Cuando se utiliza vidrio grueso como soporte, antes de depositar la película de plata el vidrio es curvado en caliente para que adopte la forma parabólica que debe tener, de modo que los espejos pueden ir directamente colocados sobre la estructura metálica del colector. Un ejemplo de este tipo de espejos es el utilizado en los colectores LS-3 y Eurotrough.

Cuando el espesor del vidrio es pequeño ($< 1,5\text{mm}$) el espejo tiene la suficiente flexibilidad como para curvarse en frío y pueden pegarse directamente sobre una chapa metálica que es la que asegura la adecuada curvatura del concentrador (ver figura 1.5b). Es decir, la forma cilindro parabólica la aporta una chapa metálica gruesa, sobre la que se pegan los espejos de pequeño espesor. Un ejemplo de este tipo de espejos es el fabricado y comercializado por la empresa europea Hirtz con vidrio de 1 mm de espesor y usado en los discos parabólicos fabricados por la empresa alemana Schlaich Bergermann und Partner (SBP).

La ventaja de los espejos de plata sobre los de aluminio es que la reflectividad de la plata ($>92\%$) es sensiblemente mayor que la del aluminio ($<86\%$), aunque el costo de fabricación es similar. Este es el motivo por el que actualmente no se utilizan vidrios con película de aluminio (Zarza, 2003).

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

4.1.1.2 El tubo absorbedor

El tubo absorbedor es uno de los elementos fundamentales de todo CCP, ya que de él depende en buena medida el rendimiento global del colector. El tubo absorbedor de los CCP más empleado actualmente, consta en realidad de dos tubos: uno interior metálico (por el que circula el fluido que se calienta) y otro exterior de vidrio.

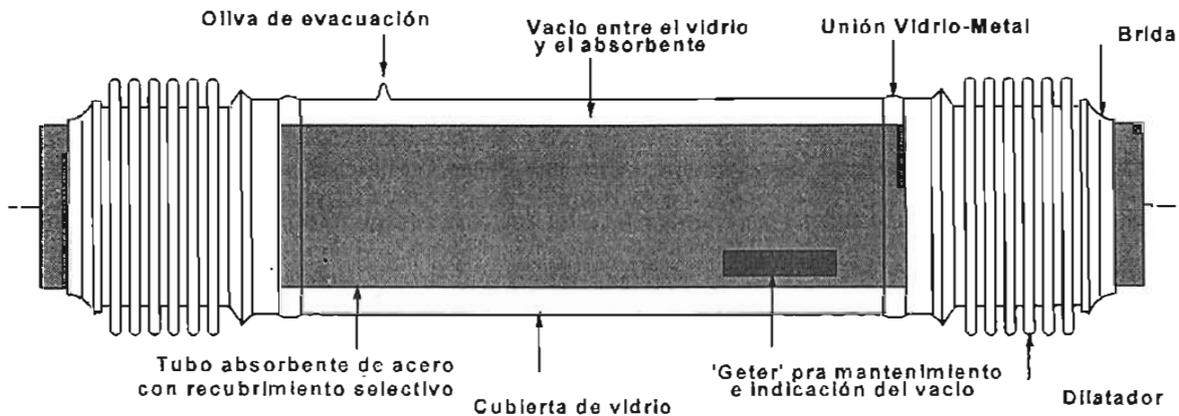


Fig 4.2 Tubo absorbedor de un CCP

El tubo metálico lleva un recubrimiento selectivo que posee una elevada absorptancia ($>90\%$) y una baja emitancia en el espectro infrarrojo ($<30\%$), lo que le proporciona un elevado rendimiento térmico. Hay diferentes tipos de recubrimientos selectivos. Los más asequibles están compuestos por una película de cromo, níquel o cobalto negro, que poseen una buena absorptancia y una emitancia moderada. El único inconveniente es que no pueden trabajar a temperaturas superiores a los 300°C , porque se degradan rápidamente y su emitancia aumenta. Para temperaturas superiores (hasta 425°C) hay que recurrir a recubrimientos selectivos obtenidos por sputtering o PVD, que consiguen una absorptancia superior al 95% y una emitancia del 15% a 400°C . El principal problema de los recubrimientos mediante PVD o sputtering es que se degradan en contacto con el aire cuando están calientes, por lo que tienen que permanecer en condiciones de vacío.

El tubo de vidrio que rodea al tubo interior metálico tiene una doble misión: proteger el recubrimiento selectivo de las inclemencias meteorológicas, y reducir las pérdidas térmicas por convección en el tubo metálico. Cuando se utilizan recubrimientos selectivos fabricados mediante sputtering, entre el tubo metálico y el tubo de vidrio se hace el vacío, para que no se degrade la superficie selectiva y disminuir la transmisión por conducción y por convección. En este caso, los extremos del tubo de vidrio van

unidos, mediante una soldadura vidrio-metal, a un fuelle metálico que va soldado por su otro extremo al tubo metálico. La figura 4.2 muestra un tubo absorbedor típico de vacío, como el descrito anteriormente.

Cuando entre el tubo de cristal y el tubo interior de acero hay vacío, se colocan adheridas al tubo metálico unas piezas pequeñas, con forma redonda o plana, que tienen por misión la de absorber las escasas moléculas de las diferentes sustancias que, con el paso del tiempo puedan ir penetrando en el espacio anular que hay entre el tubo metálico y el de vidrio y que irían degradando el vacío inicial si no se eliminasen. Debe tenerse en cuenta que el vacío que existe inicialmente entre el tubo metálico y el de vidrio es de 10^{-6} mbar (muy alto vacío). Estas piezas especiales se denominan getters y deben ser manejadas con precaución durante el proceso de fabricación del tubo, ya que si se activan en contacto con el aire pueden dar lugar a una pequeña deflagración.

Para hacer el vacío, una vez fabricado el tubo se conecta una bomba de vacío a una pequeña toma que existe en la cubierta de vidrio (oliva de evacuación), la cual se sella mediante calor cuando se ha alcanzado el vacío deseado. El tubo de cristal suele llevar también un tratamiento antireflectivo en sus dos caras, para aumentar su transmisividad y aumentar el rendimiento óptico del colector

4.1.1.3 El sistema de seguimiento solar

Para poder concentrar sobre el tubo absorbedor la radiación solar, el colector CCP debe seguir al Sol durante el día, para lo cual necesita de un mecanismo de seguimiento solar que va cambiando la posición del colector conforme el Sol se va moviendo en el cielo. El sistema de seguimiento solar más común consiste en un dispositivo que gira los reflectores cilindro parabólicos del colector alrededor de un eje.

Aunque también se han ensayado colectores CCP que pueden girar en dos ejes, la experiencia ha demostrado que dichos colectores son más costosos que los de seguimiento en un eje. Aunque la cantidad de energía captada por un colector con sistema de seguimiento en dos ejes es superior, las pérdidas térmicas también son superiores porque la longitud de tuberías pasivas (tuberías provistas de aislamiento térmico) del colector es mayores también. Los colectores de dos ejes también necesitan mayor mantenimiento, principalmente por su mayor complejidad mecánica. Este es el motivo por el cual las líneas de investigación y desarrollo están actualmente enfocadas en los colectores con seguimiento en un eje, mientras que los colectores con sistemas de seguimiento en dos ejes están

relegados a aplicaciones muy reducidas y específicas (experimentación en el campo de desarrollo termoquímico). En la figura 4.3 se representa un CCP típico con sistema de seguimiento en dos ejes, en concreto se trata de un colector modelo Helioman 3/32, de los existentes en la Plataforma Solar que el CIEMAT posee en Almería (PSA), del proyecto SSPS de la Agencia Internacional de la Energía y fabricados por la empresa alemana MAN. En adelante, sólo se considerarán en este documento CCP con seguimiento en un eje.

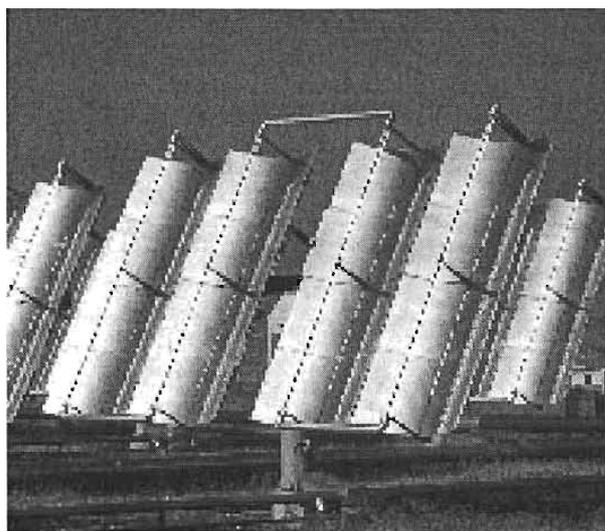
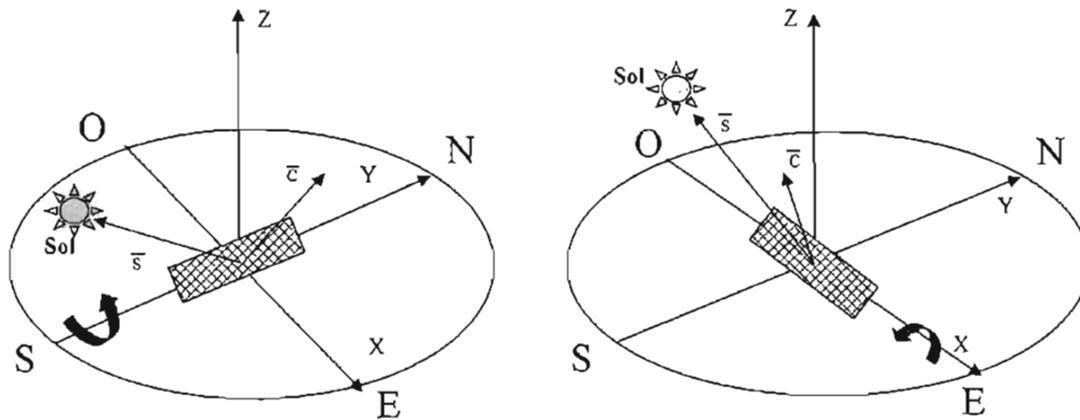


Fig 4.3 CCP con seguimiento solar en dos ejes (HELIOMAN 3/32)

Normalmente, los CCP se instalan de forma que su eje de giro quede orientado en la dirección Norte-Sur o Este-Oeste, aunque se podrían utilizar también orientaciones intermedias. La figura 4.4 muestra las dos orientaciones más usuales.

La rotación del colector requiere un mecanismo de accionamiento, eléctrico o hidráulico que mueva al colector de acuerdo con la posición del sol. A veces se utiliza un mecanismo consistente en un motor eléctrico acoplado a una reductora cuyo eje de salida va rígidamente unido al eje de rotación del colector. Este tipo de mecanismo es adecuado para colectores de tamaño pequeño o medio, donde no se requieren altos pares de giro en el eje del colector.



a) Orientación Norte-Sur

b) Orientación Este-Oeste

Fig 4.4 Orientaciones del eje de un campo de CCP

Para colectores grandes, como los colectores LS-3 o Eurotrough, los altos pares requeridos para girar al colector obligan a usar mecanismos hidráulicos. En estos mecanismos, una bomba eléctrica alimenta dos pistones hidráulicos que son los que giran la estructura del colector alrededor del eje de seguimiento. Con el fin de abaratar costos y simplificar la construcción del colector CCP, un solo mecanismo de accionamiento suele mover a varios módulos concentradores conectados en serie y operados conjuntamente como un solo elemento.

Al mecanismo de accionamiento se le envía una señal para indicarle cuando y en qué dirección tiene que mover al colector para que esté convenientemente enfocado hacia el Sol. Estas órdenes son dadas por un control electrónico basado en un sensor solar que detecta la posición del sol. Comúnmente se utilizan dos tipos de sensores solares: sensores de banda de sombra y sensores de línea de flujo.

4.1.1.4 La estructura metálica

En cuanto a la estructura del colector, todos los colectores CCP actuales usan estructuras metálicas, que en algunos casos están fabricadas con perfiles tubulares (colector LS-3 y Eurotrough), y en otros casos están fabricadas con perfiles llenos. La misión de la estructura del colector es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen, a la vez que actúa de interfase con la cimentación del colector, fig 4.5.

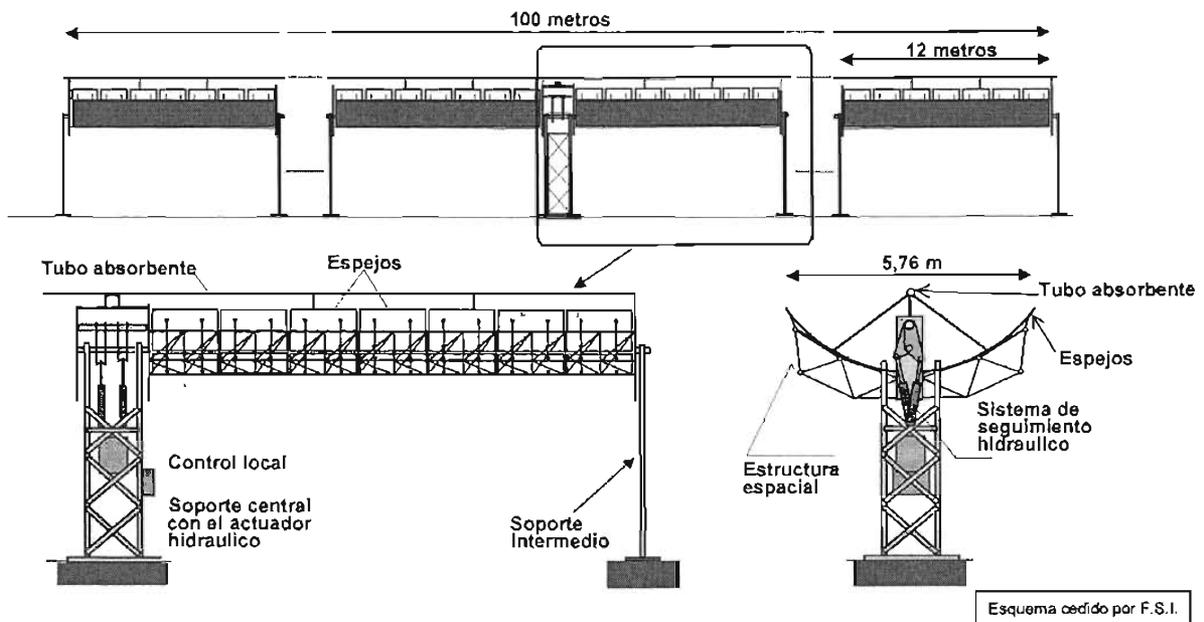


Fig 4.5 Estructura de un CCP modelo LS-3

En los campos solares con CCP, varios colectores se unen en serie para formar filas que, a su vez, se unen en paralelo hasta conseguir la temperatura deseada. Un aspecto importante en los campos de colectores CCP es el modo en que se unen entre sí los colectores solares adyacentes, ya que el elemento que se use debe permitir el giro independiente de los colectores dentro de una misma fila, a la vez que debe absorber las dilataciones térmicas de los tubos absorbentes en los extremos de los colectores. Actualmente hay dos formas diferentes de unión: mediante conductos flexibles (similares a los usados en los circuitos hidráulicos) o mediante juntas rotativas.

Tanto las conexiones flexibles como las juntas rotativas permiten no sólo el movimiento independiente de los colectores que unen entre sí, también sirven para unir las tuberías principales de entrada y salida del campo de colectores con los comienzos y final de cada fila de colectores.

En la figura 4.6 se muestra un CCP, donde se puede apreciar una visión de conjunto. El colector mostrado es uno de los colectores que componen el campo solar del proyecto Direct Solar Steam, conocido mediante las siglas DISS. Este proyecto cuenta con varios módulos de más de 500 m de largo. Se trata de un CCP compuesto por dos módulos de concentradores de canal parabólico, cada uno de 12 m de longitud y 5,76 m de anchura de parábola, con un área total de apertura de 138,2 m². Los espejos son de vidrio grueso (3,5 mm de espesor), el seguimiento solar se efectúa mediante un sistema en lazo abierto (la posición del Sol se calcula mediante algoritmo matemático y un codificador angular

mide la posición del eje de giro del colector), y el sistema de accionamiento es hidráulico. La unión entre colectores se realiza mediante juntas rotativas, que no pueden apreciarse en la imagen debido a que se encuentran cubiertas por el aislamiento térmico.

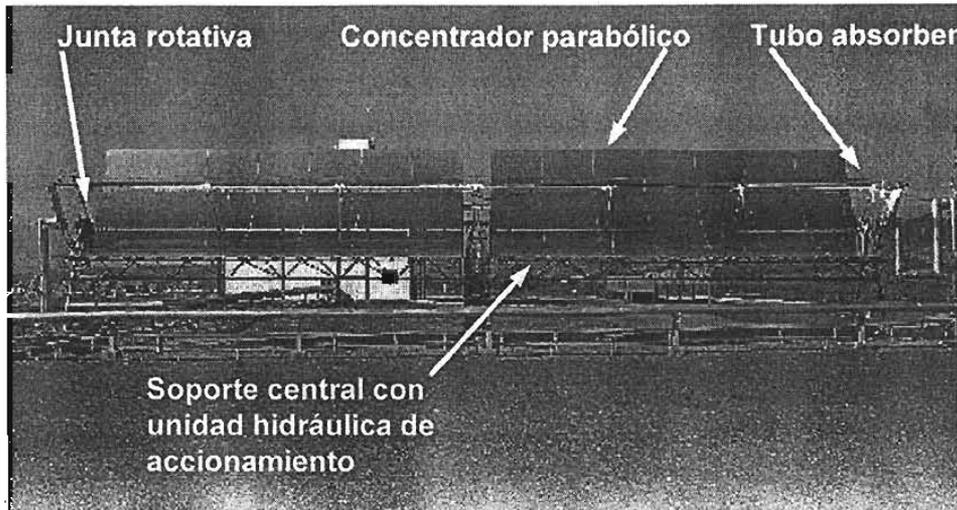


Fig 4.6 Vista de un CCP completo

4.2 Pérdidas en un CCP

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

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

4.2.1 Pérdidas ópticas

Las pérdidas ópticas se deben a que ni la superficie reflectiva del concentrador es un reflector perfecto, ni el vidrio que cubre al tubo absorbente es totalmente transparente y reflectante, ni la superficie selectiva del tubo metálico es un absorbente perfecto. Cuatro parámetros intervienen en las pérdidas ópticas de un CCP, que son:

Reflectividad de la superficie reflectante del concentrador parabólico, ρ . Las superficies reflectivas de los colectores no son perfectas, lo que provoca que sólo parte de la radiación incidente se refleje. Los

valores típicos de la reflectividad están alrededor del 90%. Sin embargo, los valores de reflectividad disminuyen progresivamente conforme aumenta el grado de ensuciamiento de la superficie. Para fijar ideas, la reflectividad de los espejos de vidrio instalados en los CCP de la Plataforma Solar de Almería, es 0,92 cuando los colectores están limpios, disminuyendo diariamente su valor un 0.26% debido a la suciedad progresiva de los espejos.

Factor de intercepción, γ . Una fracción de la radiación solar reflejada por los espejos no alcanza a la cubierta de cristal del tubo absorbedor debido a diversas causas, como imperfecciones microscópicas o macroscópicas de los espejos, errores de posicionamiento del colector, o incluso el bloqueo que pueden suponer los soportes del tubo absorbente. Las imperfecciones de los espejos y los posibles errores de seguimiento solar provocan que algunos rayos no intercepten al tubo absorbente durante su trayectoria después de ser reflejados. Estas pérdidas se cuantifican globalmente mediante el llamado factor de intercepción, γ . Un valor típico de este parámetro óptico es 0.95.

Transmisividad de la cubierta de cristal, τ . El tubo absorbedor metálico está situado dentro de una cubierta de cristal para disminuir las pérdidas térmicas y proteger a la superficie selectiva. Una fracción de la radiación solar reflejada por los espejos y que alcanza la cubierta de cristal del tubo absorbente no es capaz de atravesarlo. La razón entre la radiación que pasa a través de la cubierta de cristal y la radiación total incidente sobre ella, da la transmisividad, τ , de dicha cubierta de vidrio. Un valor típico de este parámetro es 0,9 ó 0,95, dependiendo de que el cristal haya sido objeto de un tratamiento antirreflexivo o no.

Absortividad de la superficie selectiva, α . Este parámetro cuantifica la cantidad de radiación que es capaz de absorber la superficie selectiva que recubre al tubo metálico absorbente, comparada con la cantidad de radiación que llega a dicha superficie. Un valor típico de la absortividad está en el rango 90% – 96%.

4.2.2 Pérdidas geométricas

Además de los factores ya mencionados (reflectividad, absortividad, transmisividad y factor de intercepción) hay otro tipo de pérdidas en los colectores CCP, llamadas pérdidas geométricas, que provocan una disminución del área efectiva de captación de los colectores. Las pérdidas geométricas se producen porque la geometría del concentrador parabólico no es perfecta. Estas imperfecciones provocan que sólo una parte de la radiación solar directa que incide sobre la apertura del concentrador

parabólico llegue al fluido que circula por el interior del tubo absorbedor; en un CCP se dividen en dos grupos: aquellas debidas a la posición relativa de los colectores entre sí y las inherentes a cada colector.

El primer grupo es el llamado pérdidas por sombras debido a la sombra parcial que algunos colectores proyectan sobre los colectores situados en filas paralelas situadas por detrás con respecto de la posición del Sol. Obviamente, cuanto mayor distancia exista entre las filas paralelas, menor es el sombreado que unos pueden provocar sobre otros.

Las pérdidas geométricas inherentes a cada colector son causadas por el hecho de que estos colectores están provistos de un sistema de seguimiento en un solo eje y, por lo tanto, sólo pueden girar alrededor del eje de seguimiento, lo que da lugar a la existencia del llamado ángulo de incidencia, (θ) que es el ángulo formado por la radiación solar directa que incide sobre el plano de apertura del colector y la normal a dicho plano de apertura. El coseno del ángulo θ ($\cos \theta$) se define como la variación entre la normal directa y la normal a la superficie captadora. El ángulo se calcula para evaluar las pérdidas generadas por dicha variación. Este ángulo de incidencia depende de la hora y el día del año, ya que es función de las coordenadas del Sol con respecto a un sistema cartesiano con origen en el colector, y provoca que en los extremos del colector exista una pérdida de superficie reflectiva útil.

En los extremos del colector hay una zona que no es útil, porque la radiación solar que refleja no puede interceptar el tubo absorbedor. El área de colector que se pierde al final por este hecho, viene dado por (Ec. 4.1) y (Ec.4.2), siendo W el ancho del concentrador cilindro parabólico, L la longitud del concentrador cilindro parabólico, F la distancia focal de la parábola, F_m la distancia media entre la superficie de la parábola y el absorbedor dentro de una misma sección transversal del colector, y θ el ángulo de incidencia de la radiación solar directa

$$S_E = A * L_E = A * F_m * \tan(\theta) \quad \text{Ec. 4.1}$$

$$F_m = F + (F * A^2 / 48 * F^2) \quad \text{Ec. 4.2}$$

4.2.3 Pérdidas térmicas

Además de las pérdidas ópticas y geométricas, en un CCP también existen las pérdidas térmicas, las cuales se producen principalmente en dos lugares: en el tubo receptor y en la tubería de fluido térmico, siendo bastante más importantes las producidas en el tubo receptor.

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

Puesto que las pérdidas térmicas a través de los soportes del tubo absorbedor se pueden despreciar frente a las otras, las pérdidas térmicas que tienen lugar en el tubo son las representadas en la fig. 4.7, donde se ha empleado la siguiente nomenclatura:

$Q_{abs,rad}$ = pérdidas por radiación entre el tubo metálico y la cubierta de vidrio

$Q_{abs,cond/conv}$ = pérdidas por conducción-convección entre el tubo metálico y la cubierta de vidrio

$Q_{v,abs}$ = radiación solar absorbida por la cubierta de vidrio

$Q_{amb,conv}$ = pérdidas por convección desde la cubierta de vidrio al ambiente

$Q_{amb,rad}$ = pérdidas por radiación desde la cubierta de vidrio hacia el ambiente

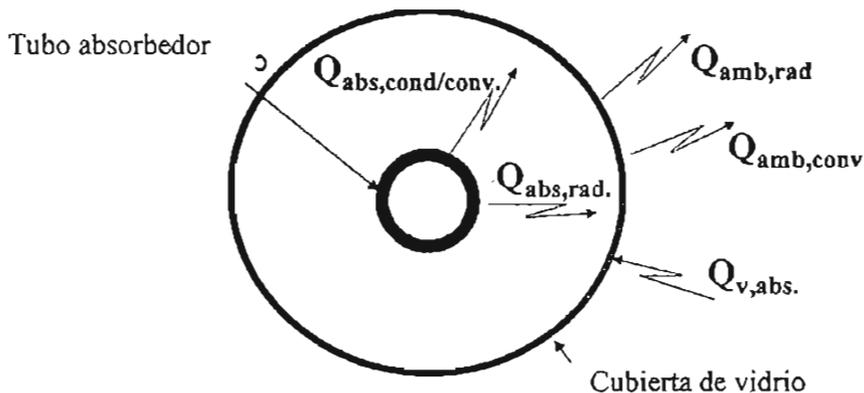


Fig 4.7. Pérdidas térmicas en el tubo absorbedor de un CCP

Aunque cada uno de los términos representados en la figura anterior podrían calcularse analíticamente, aplicando las bien conocidas ecuaciones que rigen los procesos de transferencia de calor por radiación, convección y conducción, en la práctica las pérdidas térmicas globales en un CCP, QL , suelen darse mediante un coeficiente global de pérdidas térmicas desde el tubo absorbedor al ambiente, UL , de acuerdo con la Ec. 4.3; en la que T_{abs} es la temperatura media del tubo absorbedor metálico, T_{amb} es la temperatura ambiente, D_o es el diámetro exterior del tubo metálico absorbedor y L es la longitud de dicho tubo (que coincide con la longitud del CCP).

$$QL = Q_{\text{abs, rad}} + Q_{\text{abs, cond/conv}} = UL)_{\text{abs}} \cdot \pi \cdot D_o \cdot L \cdot (T_{\text{abs}} - T_{\text{amb}}) \quad \text{Ec. 4.3}$$

En (Ec. 4.1), el coeficiente global de pérdidas viene dado por unidad de área del tubo absorbedor, sus unidades son ($\text{W}/\text{m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$). Si se prefiere definir un coeficiente global de pérdidas térmicas por unidad de área de apertura del colector, $UL)_{\text{col}}$, se tiene que aplicar la siguiente relación (Ec 4.4):

$$UL)_{\text{col}} = UL)_{\text{abs}} / C_g \quad [\text{W}/\text{m}^2 \text{col } ^\circ\text{C}] \quad \text{Ec. 4.4}$$

En ambos casos, el valor del coeficiente global de pérdidas se determina experimentalmente sometiendo al colector a diferentes ensayos de pérdidas térmicas en el rango de temperaturas para el cual el colector ha sido diseñado. Un valor aproximado del coeficiente global de pérdidas, $UL)_{\text{abs}}$, para un CCP con tubo absorbedor con vacío es $4 \text{ W}/\text{m}^2 \text{abs } ^\circ\text{C}$.

4.2.4 Rendimiento global de un CCP

Como consecuencia de todas las pérdidas ópticas, geométricas y térmicas que existen en un CCP, la energía térmica útil que da un CCP es menor a la que daría en condiciones ideales, cuando no existieran dichas pérdidas. Vamos a ver a continuación como se calcula la energía térmica útil que puede suministrar un CCP en función de la radiación solar directa disponible y de los parámetros característicos del colector.

En un CCP se suelen definir tres rendimientos diferentes:

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

η_{th} = rendimiento térmico

η_{global} = rendimiento global

y un parámetro:

K = modificador por ángulo de incidencia

La energía solar incidente sobre un colector cilindro parabólico, \dot{Q}_{sol} , viene dada por (Ec. 4.5):

$$\dot{Q}_{sol} = S_c \cdot I \cdot \cos(\varphi) \quad \text{Ec. 4.5}$$

siendo:

- \dot{Q}_{sol} = energía solar incidente sobre el colector (W)
- S_c = área de apertura de la superficie reflexiva del colector (m^2)
- I = radiación solar directa (W/m^2)
- φ = ángulo de incidencia ($^\circ$)

En la (Ec. 4.4), es conveniente aclarar que el criterio seguido para calcular la energía solar incidente sobre el CCP, contabiliza solamente el área de apertura que compone el CCP, es decir, no se tienen en cuenta los espacios existentes entre módulos. Es importante tener claro este criterio para evitar confusiones a la hora de calcular el rendimiento del colector, ya que para un CCP del tipo LS-3, el área de apertura que habría de ser considerada si se contabilizasen también los espacios entre módulos adyacentes es un 1,5% superior a la que se tiene si sólo se contabiliza el área de apertura de los módulos concentradores.

Por otra parte, la energía térmica útil suministrada por el colector esta dada, en términos del incremento de entalpía que experimenta el fluido de trabajo en el colector, por la Ec 4.6:

$$\dot{Q}_{util} = m \cdot (h_s - h_e) \quad \text{Ec. 4.6}$$

Donde:

- \dot{Q}_{util} = energía térmica útil suministrada por el colector (W)
- m = caudal másico del fluido de trabajo (kg/s)
- h_e = entalpía del fluido de trabajo a la entrada al colector (J/kg)
- h_s = entalpía del fluido de trabajo a la salida del colector (J/kg)

El rendimiento global del colector viene dado como el cociente entre la energía térmica útil suministrada por el colector y la energía solar incidente sobre el colector, de acuerdo con la Ec.4.7,

donde \dot{Q}_{util} y \dot{Q}_{sol} vienen dadas por (Ec. 4.5) y (Ec. 4.6) respectivamente.

$$\eta_{global} = \frac{\dot{Q}_{util}}{\dot{Q}_{sol}} \quad \text{Ec. 4.7}$$

$\eta_{opt,0^\circ}$: considera todas las pérdidas ópticas y geométricas que tienen lugar en el colector con un ángulo de incidencia de $\varphi=0^\circ$, representadas en la fig. 4.8 mediante el término Q_{opt} ($\varphi=0^\circ$). Su valor viene dado por el producto de estos cuatro factores: reflectividad de los espejos, transmisividad del tubo de vidrio, factor de interceptación (que tiene en cuenta la parte de radiación reflejada que por cualquier causa no alcanza el absorbente) y absorptividad de la superficie selectiva que recubre el tubo metálico absorbedor.

K: considera todas las pérdidas ópticas y geométricas que tienen lugar en el colector para un ángulo de incidencia de $\varphi>0^\circ$ y que no están tenidas en cuenta por $\eta_{opt,0^\circ}$ (pérdidas geométricas de final de colector, bloqueo de la radiación concentrada por parte de los soportes del tubo absorbedor e influencia del ángulo de incidencia en la absorptividad y transmisividad del tubo absorbente, y en la reflectividad de los espejos) (González *et al*, 2001).

η_{th} : considera todas las pérdidas térmicas que tienen lugar en el colector.

η_{global} : considera todas las pérdidas, tanto ópticas como geométricas y térmicas, que tienen lugar en el colector.

$$\eta_{global} = \eta_{opt,0^\circ} \cdot K \cdot \eta_{th} \quad \text{Ec. 4.8}$$

La figura 4.8 representa gráficamente el balance energético en un CCP, ilustrando el significado de los rendimientos y las variaciones por ángulo de incidencia, explicados con anterioridad.

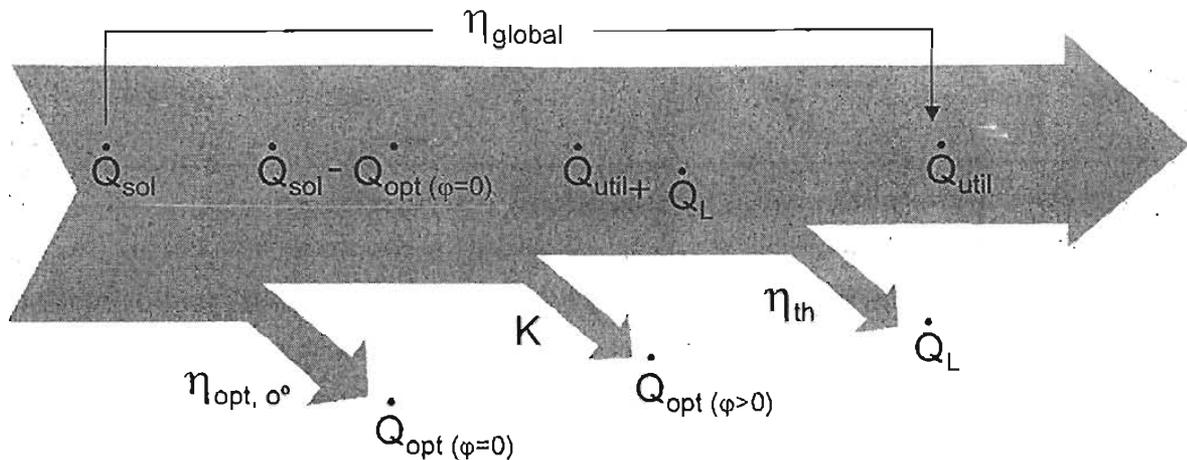


Fig 4.8. Diagrama de pérdidas y rendimientos en un CCP

El rendimiento óptico con un ángulo de incidencia de 0° es constante y no depende de la radiación solar ni de la temperatura de trabajo del fluido. Por ello, el fabricante del CCP da este valor como uno de los parámetros característicos de su colector. El valor de $\eta_{opt,0^\circ}$ sí depende del grado de ensuciamiento del colector, ya que ello afecta a la reflectividad de los espejos y a la transmisividad de la cubierta de vidrio del tubo absorbente. Esta dependencia obliga a que cuando da este valor, el fabricante tiene que especificar el grado de limpieza para el cual es válido. El grado de limpieza se refiere a la reflectividad de los espejos y a la transmisividad del tubo de vidrio. Así para un grado de limpieza del 100%, la reflectividad de los espejos y la transmisividad del vidrio será la nominal; para un grado de limpieza del 90%, el valor de la reflectividad y de la transmisividad del vidrio será sólo del 90% de su valor máximo nominal. Un valor típico del rendimiento óptico pico, $\eta_{o,max}$, es aproximadamente 0.75, cuando el grado de limpieza es del 100%.

El modificador por ángulo de incidencia, K , depende directamente del ángulo de incidencia, siendo $K=1$ para $\varphi=0^\circ$, y $K=0$ para $\varphi=90^\circ$.

De acuerdo con la Ec. 4.6 el rendimiento global depende de la temperatura de trabajo, del ángulo de incidencia y de la radiación solar directa. Usando la Ec. 4.8 se hace una representación cualitativa del rendimiento global de un CCP en función de su temperatura de trabajo, para un ángulo de incidencia de 0° . Dicha representación se muestra en la figura 4.8. Puesto que se ha dicho que para $\varphi=0^\circ$, $K=1$, la ecuación 4.7 queda en este caso particular de la forma:

$$\eta_{global} = \eta_{opt,0^\circ} \cdot \eta_{th}$$

Ec. 4.9

Puesto que el rendimiento óptico con un ángulo de incidencia de 0° no depende de la temperatura, como ya se ha explicado, su valor permanece constante, tal y como se indica en la fig 4.9.

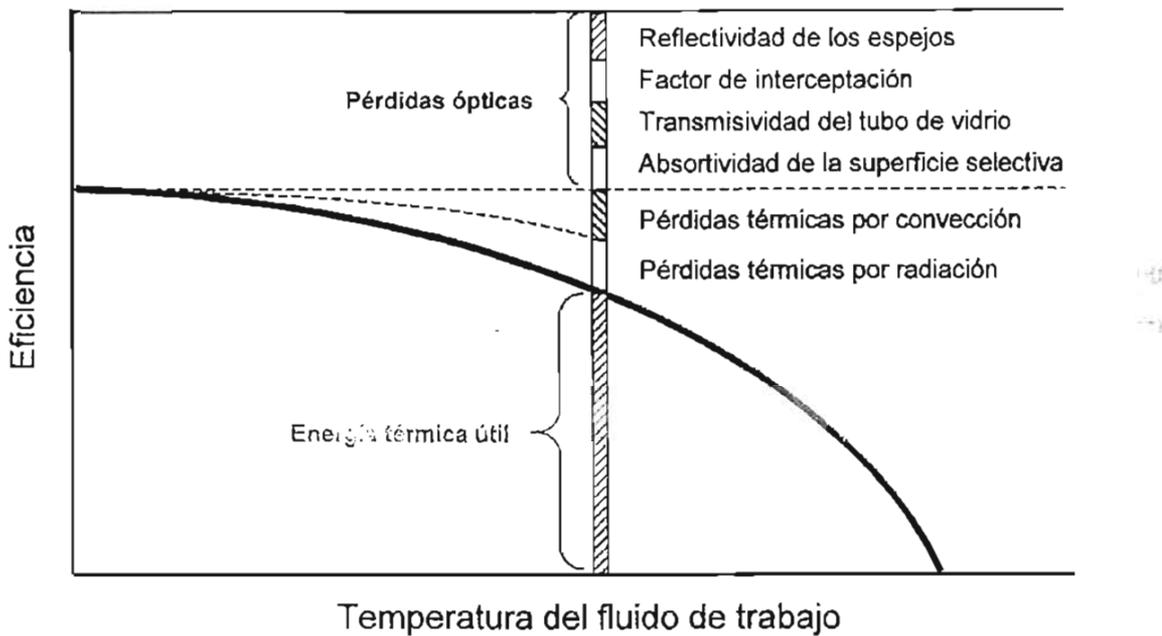


Fig 4.9 Rendimiento global de un CCP en función de la temperatura, para $\varphi = 0^\circ$

4.3 Generación de vapor con concentradores de canal parabólico

La finalidad básica de cualquier sistema solar con colectores de canal parabólico (CCP) es la captación de la energía solar para transformarla en energía térmica y aplicarla dentro de algún proceso como sustituto de las fuentes energéticas convencionales. Debido a sus características (tamaño, temperatura de trabajo, necesidad seguimiento del Sol, etc.), los CCP generalmente no están pensados para aplicaciones domésticas. No resultaría técnicamente razonable, ni económico, utilizar CCP para calentar agua a 60 ó 70 $^\circ\text{C}$, porque son más caros que los captadores solares planos y tienen unos mayores requerimientos de operación y mantenimiento que los hacen inadecuados para unidades familiares (Zarza, 2003).

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

Los CCP están concebidos principalmente para aplicaciones dentro del rango de temperatura (150-400°C) y con una potencia térmica que puede oscilar entre los varios cientos de kWt y 600 MWt.

Dado que el vapor es el medio de transferencia de calor más común en la industria para procesos que están dentro del rango de la media temperatura, la gran mayoría de las aplicaciones comerciales del CCP están destinadas a la producción de vapor. Dependiendo de los requerimientos impuestos por el proceso a alimentar térmicamente, el vapor será saturado o sobrecalentado. Este vapor se produce en las tres formas siguientes:

1. Utilizando un fluido de trabajo que, una vez calentado en el CCP, transfiera la energía térmica a un intercambiador de calor donde se produce el vapor que alimenta al proceso industrial. El aceite es un fluido de trabajo muy común para este tipo de sistemas porque se comporta como un buen medio de transferencia de calor y posee una presión de vapor moderada, lo que simplifica el diseño de las tuberías del campo solar.
2. Circulando agua presurizada en los colectores y convirtiéndola parcialmente en vapor en un tanque de expansión súbita (flasheo). Hasta ahora, este método se ha venido usando solamente para producir vapor a temperaturas no demasiado altas (menos de 200°C), debido a la alta presión necesaria en los tubos absorbedores de los colectores solares y en las tuberías si la temperatura del vapor es más alta.
3. Evaporando agua directamente en los tubos absorbedores de los CCP. Esto es lo que se conoce como Generación Directa de Vapor (GDV).

A continuación se describen brevemente cada uno de estos tres métodos de generación de vapor.

4.3.1 Producción de vapor mediante un intercambiador de calor

En este tipo de sistemas, un líquido con baja presión de vapor y buenas propiedades térmicas circula a través del campo de colectores y se calienta manteniéndose en fase líquida, para transferir posteriormente a un circuito agua/vapor la energía térmica que ha ganado en el campo solar mediante un intercambiador de calor. Esta tecnología se conoce internacionalmente con las siglas HTF (Heat Transfer Fluid ⇔ fluido de transferencia de calor), y es la más común en los sistemas con CCP que existen en la actualidad.

Como fluido de trabajo en el campo solar se suele utilizar un aceite sintético adecuado a la temperatura máxima de trabajo que se desea. Utilizando aceite como medio de transferencia de calor entre el campo solar y el circuito agua/vapor se superan los inconvenientes asociados al uso directo del agua en los propios colectores solares (alta presión y riesgo de congelación en las tuberías), pero el uso del aceite tiene también algunos inconvenientes (riesgo de incendio, peligro de fugas contaminantes, mayor costo, etc.). Además, los aceites tienen peores propiedades de transferencia de calor que el agua y son extremadamente viscosos cuando están fríos.

En estos sistemas, el intercambiador de calor es en realidad un generador de vapor o caldera sin llama. Dicho generador de vapor o intercambiador de calor aceite/agua es un equipo costoso porque requiere tubos de aleación anti-corrosión. Además, la existencia del intercambiador de calor obliga a que la temperatura del aceite a la salida del campo de colectores sea algo superior a la temperatura del vapor producido, para compensar las pérdidas térmicas y las irreversibilidades del intercambio de calor. La temperatura del aceite a la salida del campo solar puede mantenerse constante variando el caudal de aceite a través de los colectores para adecuarlo a la radiación solar directa que haya disponible en cada momento, De este modo, el vapor se produce a temperatura constante, variando solamente el caudal de vapor de acuerdo con la energía térmica que el campo solar suministra al intercambiador de calor en cada instante.

Dependiendo del tipo de vapor que se desee producir, ya sea sobrecalentado o saturado, el esquema del generador de vapor será uno u otro. En el caso de vapor sobrecalentado, el generador de vapor de este tipo de sistemas consta de tres cuerpos o etapas:

- Precalentador o Economizador: donde el agua se precalienta hasta una temperatura próxima a la de evaporación.
- Evaporador: donde el agua se evapora y pasa al último cuerpo del intercambiador de calor.
- Sobrecalentador: donde el vapor se sobrecalienta hasta la temperatura demandada por el proceso industrial que se alimenta térmicamente.

4.3.2 Producción de vapor mediante expansión súbita

En estos sistemas circula agua en el campo de colectores a una presión suficientemente elevada para evitar que se evapore dentro de los tubos de los colectores solares. Una vez calentada, el agua presurizada se expande súbitamente y se genera una determinada cantidad de vapor, pasando la mezcla agua/vapor a un tanque separador. Este proceso de evaporación se produce a entalpía constante y

convierte el calor sensible del agua en calor latente de una mezcla bifásica a las condiciones predominantes del separador. Por cuestiones termodinámicas, la cantidad de agua que puede transformarse en vapor mediante este proceso, también conocido como flasheo, es menor a 10%. Otra limitación de este proceso es la imposibilidad de producir vapor sobrecalentado.

La utilización de agua como fluido de transferencia de calor simplifica la construcción del sistema, ya que se evita la necesidad de un intercambiador de calor aceite/agua intermedio. Sin embargo, aunque el agua es un excelente medio de transferencia de calor, puede haber problemas de congelación del agua en el circuito cuando las temperaturas ambientales sean muy bajas. Por lo tanto, hay que prever algún mecanismo de protección contra la congelación, al igual que ocurre con los captadores solares planos.

Las desventajas de los sistemas de flasheo están asociadas con el mecanismo de generación de vapor. Las temperaturas de trabajo en los colectores solares deben ser considerablemente superiores a la temperatura del vapor que se desea producir, si se desea obtener una suficiente cantidad de vapor después de la expansión y limitar así el caudal del agua de recirculación. Al trabajar a temperaturas más altas se reduce el rendimiento del CCP. Además, la caída de presión para el flasheo, que puede ser considerable, debe ser compensada por la bomba de recirculación, lo que provoca altos consumos parásitos por bombeo.

4.3.3 Generación directa de vapor

El diagrama de un sistema de este tipo sería similar al del sistema de flashing, pero sin la válvula reductora de presión y el tanque de flashing. Hasta ahora, los principales problemas asociados con la generación directa de vapor radicaban en la existencia de un flujo bifásico en el interior de los tubos absorbedores y en la falta de datos experimentales que demostrasen la viabilidad técnica de este proceso. Pero afortunadamente la situación ha cambiado durante los últimos años, ya que los ensayos realizados en la Plataforma Solar de Almería dentro del marco del proyecto Direct Solar Steam (DISS) han demostrado experimentalmente que es posible producir directamente vapor sobrecalentado a 100 bar/400°C en los propios colectores cilindro parabólicos, lo que abre las puertas al desarrollo futuro de los sistemas comerciales de generación directa de vapor y a su aplicación en sistemas híbridos.

Entre las ventajas de la generación directa de vapor se citan las siguientes:

- Se elimina tanto el riesgo de fugas contaminantes como el de incendio debido al aceite térmico.

- Se puede aumentar la temperatura máxima del ciclo de potencia por encima de los 400°C en las centrales eléctricas termosolares con ciclo Rankine. El límite actual de los 400°C está impuesto por los aceites sintéticos que hay disponibles para trabajar como medio de transferencia de calor entre el campo solar y el bloque de potencia, porque sufren una rápida degradación a temperaturas superiores.
- Permite reducir el tamaño del campo solar para una misma capacidad de generación. Al eliminar el intercambiador de calor aceite/agua se aumenta el rendimiento global de la planta, lo que permite reducir el tamaño del campo solar, y con ello la inversión requerida.
- Se simplifica la configuración de la planta, ya que no sólo se elimina el intercambiador de calor aceite/agua, sino que también se eliminan todos los sistemas auxiliares del circuito de aceite (sistema antiincendios, recipientes para la recogida del aceite en caso de fugas, sistema de purga de incondensables del aceite y el sistema de inertización del circuito de aceite). Esta simplificación y ahorro de componentes tiene un claro impacto beneficioso en la cuantía de la inversión inicial necesaria para la implementación de una planta termosolar.

Por ejemplo, reducción en los costos de operación y mantenimiento ya que los sistemas basados en aceite térmico requieren la reposición anual de un 4% del aceite térmico inventariado. También requieren una protección anticongelante para temperaturas ambientes bajas. El aceite térmico más idóneo para aplicaciones donde la temperatura de trabajo es del orden de los 395 °C es el Monsanto VP-1, que posee una temperatura de congelación de 12 °C y obliga a mantener en todo momento al aceite por encima de dicha temperatura. Aunque existen aceites con temperaturas de congelación más bajas (el Syltherm 800, éste posee una temperatura de congelación de -40 °C) y su precio los hace económicamente inviables para grandes plantas.

Como resultado de dichas mejoras, la generación directa de vapor permitiría una importante reducción en el costo de la energía producida. En el caso de las plantas para generación de electricidad, la reducción que puede alcanzarse en el costo final de la electricidad producida es del 19,5% (Ajona y Zarza, 1994), la cual constituye una cifra muy atractiva.

Pero no todo son ventajas, ya que la existencia de un flujo bifásico agua líquida/vapor a alta presión en los tubos absorbentes de los colectores conlleva también algunos inconvenientes, como:

Necesidad de tuberías, válvulas y accesorios metálicos del campo solar más fuertes, con paredes más gruesas que sean capaces de soportar unas mayores presiones de trabajo. Este aumento de la presión de trabajo en el campo solar aumenta el coste de estos componentes.

Si no se dispone de elementos de unión aptos para alta presión y temperatura que permitan interconectar los tubos absorbentes de colectores adyacentes, los tubos absorbentes tienen que instalarse rígidamente y los concentradores de canal parabólico deben girar alrededor de los tubos absorbentes. Esta forma de movimiento de los captadores solares requiere unas estructuras metálicas más pesadas con el fin de que tengan la suficiente rigidez.

Antes de los resultados experimentales conseguidos en el proyecto DISS, no se consideraba técnicamente viable la generación directa de vapor en CCP con tubos absorbentes horizontales. Por ello, se pensaba que los colectores debían tener una cierta inclinación ascendente con el fin de garantizar la estabilidad del flujo bifásico y evitar la estratificación de la fase líquida dentro del tubo, lo que causaría peligrosos gradientes térmicos en los tubos absorbedores. Debido al flujo bifásico existente en el campo solar y a las diferentes propiedades termodinámicas del agua líquida y del vapor, los sistemas de control necesarios en un sistema de este tipo son más complicados y costosos que los usados en los sistemas HTF.

A pesar de estos inconvenientes, el balance final que se obtuvo al cuantificar económicamente el conjunto de ventajas e inconvenientes mencionados en los párrafos anteriores era bastante positivo (Ajona y Zarza, 1994) y alentaba al desarrollo de la generación directa de vapor como un importante paso hacia adelante en el camino de hacer más competitivos a los sistemas solares con CCP.

Referencias

Ajona, J. Zarza E. Benefits Potential of Electricity Production with Direct Steam Generation in Parabolic Troughs. Proceedings of the 7th International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies. Moscú, 1994, pp. 300-314. ISBN 5-201-09540-2.

Cohen G., Kearney G. and Kolb G., 1999, Final report on the operation and maintenance improvement program for concentrating solar power plants.

González L.; Zarza E.; Yerba L., 2001, Determinación del Modificador por Angulo de Incidencia de un colector solar LS-3, incluyendo las pérdidas geométricas por final de colector. Informe técnico DISS-SC-SF-30. Almería, España, Plataforma Solar de Almería.

Müller M; Lippke F.; Ratzesberger R. , 1993, Direct Steam Generation in Parabolic Trough Solar Power Plants, A Résumé on Issues Learned and an Outlook on the Next Steps. ISES Conference, Budapest.

Rabl, A., 1985, Active Solar Collectors and Their Applications. New York, Oxford University Press,; pp. 59-66. ISBN: 0-19-503546-1.

Zarza E., 2001, Colectores Solares Cilindro Parabólicos. Conceptos Básicos y Generalidades. Informe interno R08/01EZ. Almería, España, Plataforma Solar de Almería.

Zarza E., 2001, Aplicaciones Industriales de los Colectores Cilindro Parabólicos. Informe interno R09/01EZ. Almería, España, Plataforma Solar de Almería.

Zarza E., 2003, Tesis doctoral, Escuela superior de Ingeniero, Universidad de Sevilla. España.

Capítulo 5

Sistema híbrido solar geotermia

5.1 Marco teórico

5.1.1 Cálculo del ángulo de inclinación de la irradiancia solar directa sobre la superficie captadora.

Los concentradores de canal parabólico (CCP) utilizan la componente directa de la irradiancia solar, cuando se utilizan equipos como éste, se requiere de sitios con una alta incidencia de irradiancia directa por lo que en lugares como Cerro Prieto, con alto nivel de irradiancia directa, es recomendable la utilización de estos concentradores.

Aunque el CCP se orienta hacia el Sol, no se encuentra completamente normal al Sol, esta situación debe ser tomada en cuenta, razón por la cual es necesario evaluar el $\cos \theta$. Como se describió en el capítulo anterior, el ángulo θ se define como el ángulo que forman la irradiancia normal directa medida en un pirheliómetro y la normal a la superficie captadora, en este caso el campo de concentradores de canal parabólico (CCP). El campo de CCP propuesto para el sistema híbrido solar geotermia esta orientado norte-sur. Con el fin de mostrar las diferencias en la producción de vapor entre la orientación norte sur y este oeste se evaluará el $\cos \theta$ y la producción de vapor en ambas orientaciones.

La fórmula para obtener el ángulo de incidencia de la irradiancia directa sobre la superficie captadora es la siguiente:

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \text{sen } \delta \text{ sen } \phi \text{ cos } \beta \\ & - \text{sen } \delta \text{ cos } \phi \text{ sen } \beta \text{ cos } \gamma \\ & + \text{cos } \delta \text{ cos } \phi \text{ cos } \beta \text{ cos } \omega \\ & + \text{cos } \delta \text{ sen } \phi \text{ sen } \beta \text{ cos } \gamma \text{ cos } \omega \\ & + \text{cos } \delta \text{ sen } \beta \text{ sen } \gamma \text{ sen } \omega \end{aligned} \quad (5.1)$$

Donde:

- θ Ángulo de incidencia, es el ángulo entre la irradiancia y la normal a dicha superficie
- ϕ Latitud, la localización angular norte o sur del ecuador, norte positivos de $-90 \leq \phi \leq 90$.
- δ Declinación, la posición angular del Sol al medio día, con respecto la plano del ecuador, norte positivo, de $-23.45 \leq \delta \leq 23.45$.
- β Inclinación, es el ángulo entre el plano de la superficie y la horizontal $0 \leq \beta \leq 180$.
- γ Azimutal, es la desviación en la proyección de un plano horizontal de la normal a la superficie del meridiano local, con valores de 0 al sur, al este negativo y positivo al oeste; $180 \leq \gamma \leq 180$.
- ω Ángulo horario, es el desplazamiento angular del Sol de este a oeste del meridiano local durante la rotación de la tierra con un ángulo de 15° por hora, en las mañanas negativo en la tarde positivo.

La declinación δ se obtiene de la ecuación de Cooper (1969):

$$\delta = 23.45 \text{ sen } (360(284 + n)/365) \quad n, \text{ corresponde al día del año.}$$

Los valores calculados de δ correspondientes a Cerro Prieto para todos los días de año se muestran en la tabla del anexo 2, (A2).

Duffie y Beckman evaluaron diferentes ecuaciones referentes al ángulo de la irradiancia directa en un concentrador horizontal tipo canal parabólico en orientación Norte-Sur y Este-Oeste:

Para superficies horizontales $\beta = 0$, por lo que la ecuación (1) se simplifica, en CCP con orientación este-oeste y norte-sur, las siguientes ecuaciones se utilizan para el cálculo de los ángulos relacionados con éstas.

$$\cos \theta = (1 - \cos^2 \delta \sin^2 \omega)^{1/2} \quad (5.2)$$

$$\cos \theta = (\cos^2 \theta_z + \cos^2 \delta \sin^2 \omega)^{1/2} \quad (5.3)$$

Donde:

$$\theta_z = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega \quad (5.4)$$

La ecuación 5.2 es utilizada en un CCP con orientación Este-oeste (E-O), mientras que la ecuación 5.3 es para la norte-sur (N-S).

La irradiancia promedio de cada hora, para todos los días del año, se multiplica por el correspondiente $\cos \theta$, con el fin de obtener la irradiancia efectiva en la superficie del concentrador solar.

Los valores de irradiancia solar de Cerro Prieto utilizados para estimar el recurso disponible son de cada uno de los días del año y en cada uno de ellos se tomaron valores del medio día solar, seis horas antes y seis horas después. En Cerro Prieto los datos están medidos cada 15 minutos por lo que se obtuvo un valor correspondiente para cada hora, por lo que dicho valor se obtiene con cuatro datos.

Posteriormente los valores de irradiancia directa se multiplican por el ángulo de incidencia correspondiente obteniéndose el valor de la irradiancia directa normal al plano, con estos datos de irradiancia directa en el concentrador se estima el vapor generado en campo solar.

5.1.2 Evaluación de la producción de vapor en el sistema híbrido

Conocida la energía solar con la que se cuenta en el campo geotérmico de Cerro Prieto y la cual esta disponible para su utilización en los concentradores de canal parabólico es necesario calcular el área de la superficie captadora y estimar la cantidad de vapor generado.

5.1.2.1 Dimensión del campo solar

Para obtener la dimensión del campo solar se requiere obtener la energía aportada por el campo, hay que conocer la variación de entalpía (Δh) que es necesario aportar al proceso y de flujo másico (\dot{m}); $\Delta h = h_2 - h_1$, siendo h_2 la entalpía a la salida y h_1 la entalpía a la entrada.

La energía a aportar por el campo solar será:

$$\dot{m} (h_2 - h_1) \quad (5.5)$$

Para obtener la calidad del vapor se utiliza la siguiente fórmula:

$$x = \frac{h - h_f}{h_{fg}} \quad (5.6)$$

Donde: h : entalpía de la mezcla.
 h_f : entalpía del fluido.
 h_{fg} : entalpía de vaporización.

Si desea conocer la entalpía, despejando de la ecuación (5.6) resulta:

$$h = h_f + x(h_{fg}) \quad (5.7)$$

La superficie del campo solar se obtiene de la siguiente expresión:

$$s = \frac{\dot{m}(h_2 - h_1)}{G\eta} \quad (5.8)$$

Donde: G : irradiancia solar directa
 s : superficie del campo solar
 η : eficiencia del campo solar

Una vez que se ha obtenido el valor de la superficie del campo solar se tendrá el número de concentradores LS-3, con módulos de área efectiva de captación de 545 m^2 en secciones longitudinales de 100 m. El área resultante se presentará en múltiplos de 545 m^2 .

5.1.2.2 Vapor generado por el campo solar

Una vez que se ha determinado el área del campo solar, la irradiancia se multiplica por la superficie del campo solar, por la eficiencia de dicho campo entre el flujo másico, como se expresa en la fórmula para obtener el incremento en la entalpía del fluido.

$$\Delta h = \frac{sG\eta}{\dot{m}} \quad (5.9)$$

Para obtener el incremento del vapor, generado por el concentrador solar, es necesario obtener la calidad con el incremento de calidad resultante (x') mediante la siguiente expresión:

$$x' = \frac{h + \Delta h - h_f}{h_{fg}} \quad (5.10)$$

La diferencia en las calidades multiplicada por el flujo proporciona el vapor generado, entendida esta diferencia como: la calidad a la salida del campo solar menos la calidad del fluido antes de su entrada al campo solar, por ejemplo a la salida del pozo.

$$m_v = (x' - x)\dot{m} \quad (5.11)$$

El aumento en la calidad del fluido proveniente del pozo geotérmico se calcula a la presión de separación, siendo esta presión menor que la del pozo; cuando se estima el aumento de la calidad a la presión del pozo, la calidad resultante que se obtendrá a la presión de separación será ligeramente menor. Se considera la presión de separación debido a que esta es la presión de referencia en el ciclo, pues es la presión a la que trabaja la turbina.

Se estimará el flujo de vapor generado por un campo de concentradores de canal parabólico con orientación norte-sur (N-S) y otro con orientación este-oeste (E-O), en cada caso se comparan las diferencias en la generación del vapor.

5.2 Evaluación de las opciones del sistema híbrido solar geotermia

El sistema híbrido solar geotermia toma su nombre por utilizar dos fuentes de energía para la producción de vapor, este sistema requiere de un sitio en el cual se disponga de ambos recursos, por lo que este tipo de sistema estará limitado a muy pocos lugares con manifestaciones geotérmicas y de alta incidencia de la radiación solar. En este caso Cerro Prieto cumple con estos dos requisitos, si bien la energía geotérmica ha sido explotada durante hace ya varios años, la solar no ha sido utilizada para la generación comercial de electricidad. Dentro del ciclo geotérmico de Cerro Prieto IV se añade un campo de CCP, para aumentar durante el día la producción de vapor, esto tiene gran importancia en los meses de verano debido al aumento en la demanda de electricidad; éste aumento tiene como consecuencia un aumento en la demanda de vapor en planta, la cual puede ser cubierta por el vapor generado en el campo solar.

Existen diversas formas en las que el sistema híbrido solar geotermia pueden integrarse para la producción de vapor, sin embargo solamente se estudian cuatro opciones y éstas deberán cumplir con dos características: no modificar mucho el ciclo actual y generar vapor directamente (GDV). Esto es posible durante las horas del día en las que se cuente con irradiancia directa en el campo solar.

Las propuestas analizadas del sistema híbrido solar-geotermia son las siguientes:

1. La primera consiste en utilizar una parte del flujo proveniente del pozo y aumentar la cantidad de vapor de la salmuera, antes de su separación, insertando el campo de concentradores solares entre el pozo y el primer separador, logrando con esto obtener más toneladas de vapor a utilizar en el ciclo actual de generación.(Figura 5.1)
2. La segunda corresponde a tomar la parte líquida del flujo que sale del primer separador, utilizando un campo de concentradores para aumentar la relación de vapor, para llevarlo a una segunda separación obteniendo vapor de menor presión para la turbina de media y baja presión actual. (Figura 5.6)
3. La tercera utiliza el fluido residual de las torres de enfriamiento generando vapor a las condiciones de la turbina en el campo solar utilizando una bomba para tal fin. El fluido se encuentra a temperatura ambiente o menor por lo que se requerirá de mayor energía para su evaporación con la ventaja de ser el agua de mejor calidad. (Figura 5.11)

4. La cuarta genera vapor mediante un campo solar con el excedente de agua de la torre de enfriamiento, en esta opción se añade un tanque de evaporación, con el cual se pretende suministrar vapor a la turbina. El tanque proporciona vapor a la turbina mediante flasheo o expansión súbita a la presión de separación; además proporciona agua de recirculación, siendo ésta enviada al flujo de entrada que alimenta al campo solar de concentradores mediante una bomba. (Figura 5.16)

El campo solar propuesto, estará integrado por concentradores de canal parabólico, haciendo pasar el fluido geotérmico a través del campo, en los tubos absorbedores del concentrador, mediante generación directa de vapor (GDV); en el primer caso se trata de una mezcla agua vapor proveniente del pozo, en el segundo caso el flujo es agua proveniente de la descarga del primer separador, en el tercero el agua proviene de la torre de enfriamiento.

El fluido geotérmico o salmuera contiene sales y sílice disueltas, por lo que el incremento en calidad estará limitado por su contenido para evitar altas concentraciones en la parte líquida del fluido.

5.2.1 Primera opción

En esta opción un campo de concentradores solares se coloca a la salida del pozo geotérmico y antes del separador primario con el objeto de elevar la calidad del vapor proveniente del pozo, aumentando con esto la cantidad de vapor después de la separación, ver figura 5.1

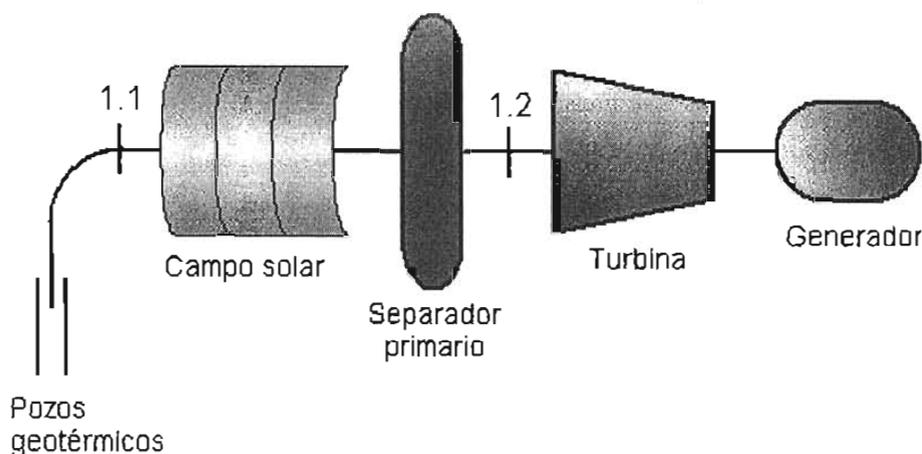


Figura 5.1 Diagrama de la primera opción.

El campo solar propuesto estará dimensionado para incrementar la calidad del flujo proveniente del pozo geotérmico (salmuera) en 10 puntos, este porcentaje se ve limitado debido a que la salmuera contiene sales y sílice en suspensión, por lo que el incremento en calidad estará limitado por su contenido para evitar altas concentraciones en la parte líquida del fluido.

Otra razón para delimitar el aumento de calidad es el hecho de que la turbina está dimensionada para aceptar un máximo de 3% de humedad y otro 3% de sobre carga. Considerando que en ocasiones no trabaja a toda su capacidad por falta de vapor, el campo solar se dimensiona para aumentar en 10% el flujo proveniente de los pozos y con esto cubrir la máxima capacidad de la turbina. (CFE, 2003)

5.2.1.1 Discusión

En este caso Cerro Prieto IV se seleccionó por ser el campo que presenta las mejores eficiencias en sus turbinas dentro del campo geotérmico; a diferencia de todo el resto del campo, los pozos que alimentan a ésta unidad no realizan la separación a boca de pozo, sino que se lleva a cabo en una isla de separación, la cual esta alejada de los pozos y en la que se encuentran juntos todos los separadores; el vapor tiene que recorrer en algunos casos varios kilómetros de distancia, reduciéndose la calidad del fluido, por lo que se propone la ubicación del campo solar antes de entrar al separador.

Los pozos que alimentan de vapor a Cerro Prieto IV tienen en promedio una presión de 50 bar (punto 1.1, figura 5.1), después del separador se tiene una presión menor, presión de separación, ésta es de 15 bar (punto 1.2, figura 5.1); a ésta presión se realiza el cálculo para aumentar la calidad del vapor. Por ejemplo, el pozo 408 presenta una entalpía de 1566.1 kJ/kg, utilizando la ecuación 5.6 la calidad del vapor a presión de separación es de 37.1 (punto 1.2), dicha calidad se incrementará de 37.1 a 47.1; el flujo de vapor proveniente de pozo es de 166.2 t/h, equivalente a 44.92 kg/s.

Los valores de irradiancia directa se multiplican por su correspondiente ($\cos \theta$) para los campos orientados de norte-sur y de este-oeste; para determinar el área del campo solar que se necesita para aumentar la calidad en 10 puntos, se considera un valor de irradiancia solar directa de 900 W/m².

El vapor generado por el campo solar de CCP dependerá de la irradiancia durante el día; los datos de irradiancia solar con los que se cuenta para realizar la estimación de la producción de vapor para cada día son trece y son promedios horarios correspondientes al medio día solar, seis horas antes y seis horas después, para los 365 días del año. Se considera a su vez una eficiencia del campo de CCP de 0.70.

Los 900 W/m^2 corresponden al nivel máximo de irradiancia multiplicado por el $\cos \theta$ en la orientación N-S, por lo que este será considerado como el máximo aumento de calidad para el sistema híbrido. Los puntos de incremento de la calidad dependen de los valores de irradiancia; esta calidad menos la calidad del pozo de 34.1 y multiplicada por el flujo proveniente del pozo resulta en el vapor generado por el campo solar.

5.2.1.2 Resultados

La entalpía con el incremento en 10 puntos de calidad usando la ecuación (5.7), es de 1756.5 kJ/kg ., por lo que Δh es de 194.4 kJ/kg . El área requerida es de $13,863 \text{ m}^2$ por lo que son necesarios 26 módulos de colectores con área de $14,170 \text{ m}^2$, la variación en el área es debido al número de colectores LS-3 necesarios para suministrar la energía, el áreas de estos colectores es de 545 m^2 . El aumento en la producción de vapor es de 4.4 kg./s .

A continuación se muestran las gráficas de la producción anual de vapor para las diferentes horas del día, la figura 5.2 corresponde a la orientación Norte-Sur (N-S) y la figura 5.3 corresponde a la orientación Este-Oeste (E-O).

La figura 5.4 es para la orientación N-S y la figura 5.5 es para la orientación E-O, en ellas es posible apreciar la producción promedio para los meses de enero, junio y septiembre.

La figura 5.4 muestra que junio es el mes con la mayor producción de vapor del sistema híbrido y el mes de enero la menor producción, existe una gran diferencia en producción entre estos meses.

En la figura 5.5 también el mes de junio presenta la mayor producción de vapor y enero la menor. Pero la diferencia entre estas no es tan grande como en la grafica anterior.

De las graficas anteriormente descritas se ve que la producción de vapor en el sistema híbrido solar-geotermia para la orientación E-O se tiene una distribución más uniforme a lo largo del año, mientras que en la N-S se tiene valores muy altos en el verano y muy bajos en el invierno.

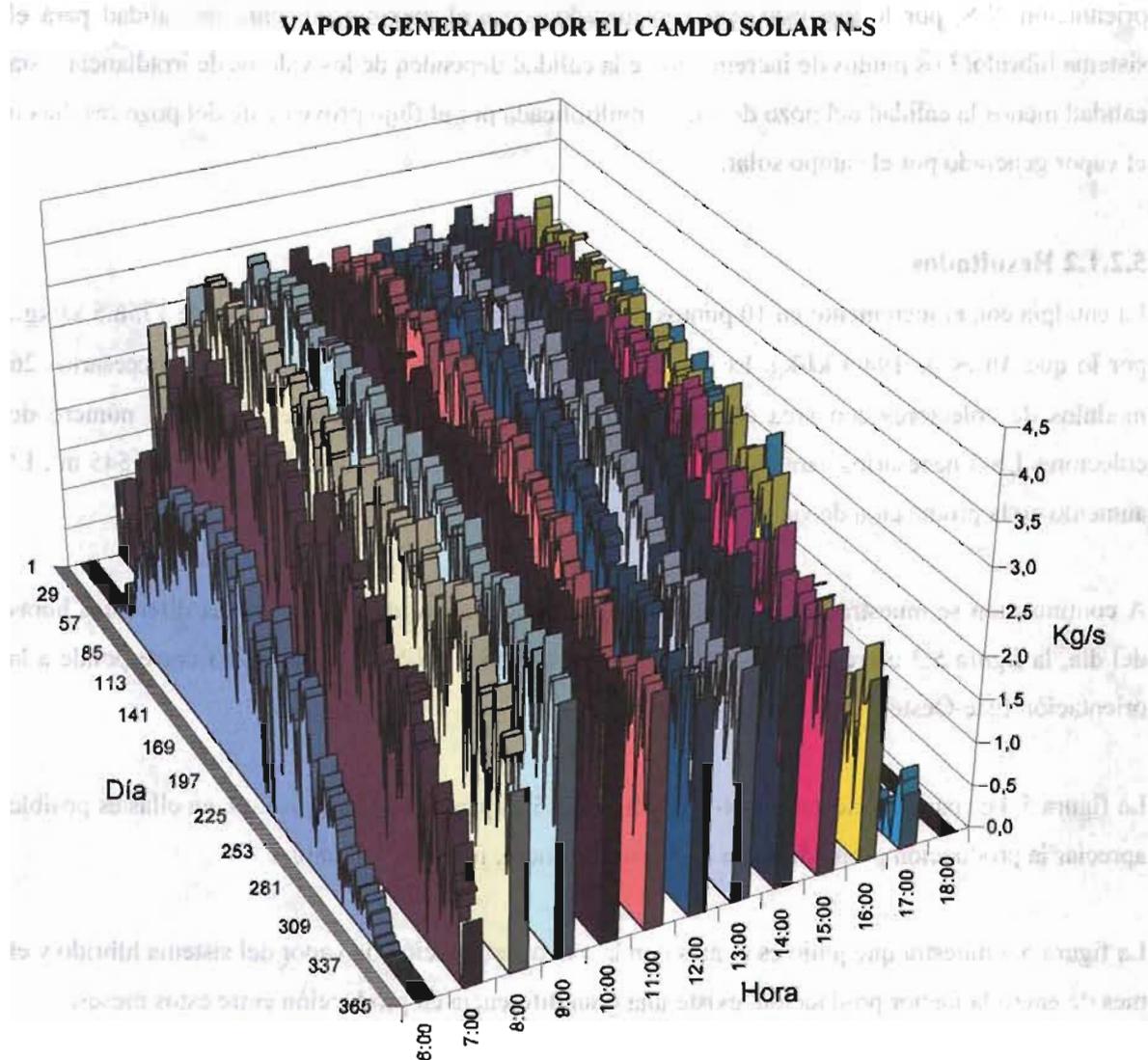


Figura 5.2 Producción anual por un campo solar con orientación Norte-Sur para la primera opción.

VAPOR GENERADO POR EL CAMPO SOLAR E-O

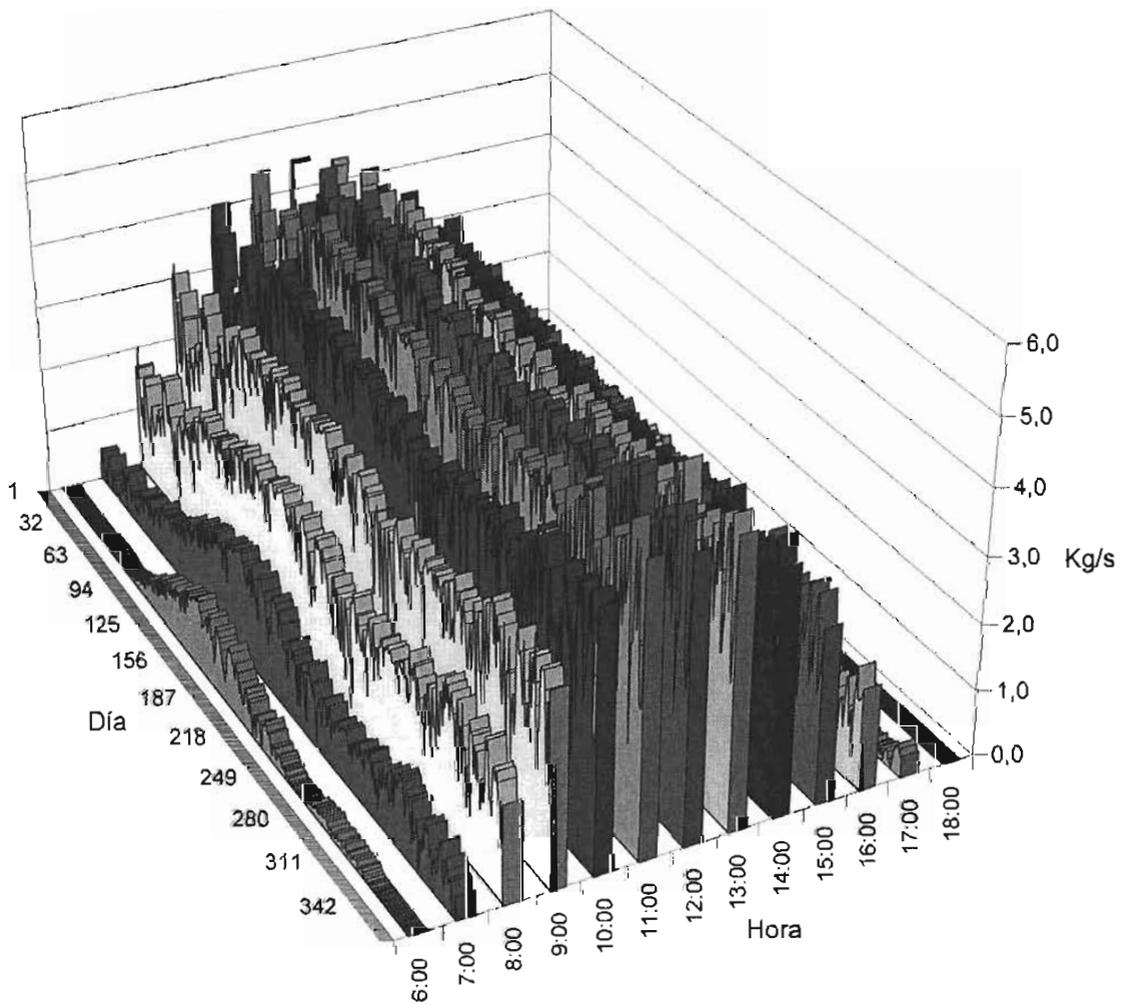


Figura 5.3 Producción anual por un campo solar con orientación Este-Oeste para la primera opción.

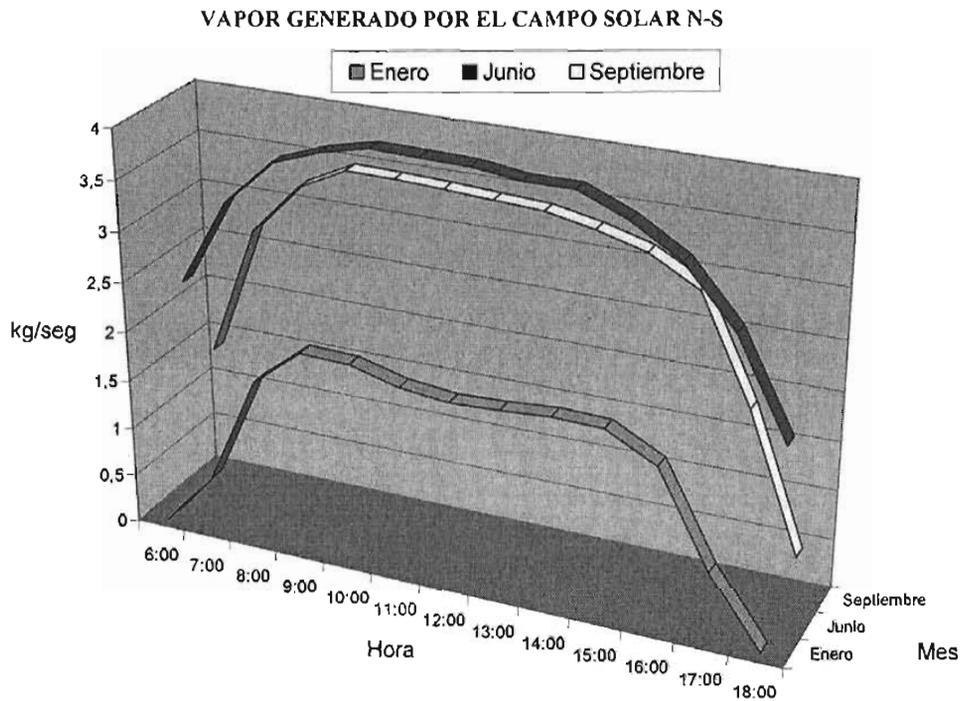


Figura 5.4 Vapor generado con un campo N-S correspondiente a la primera opción, promedios mensuales de enero, junio y septiembre.

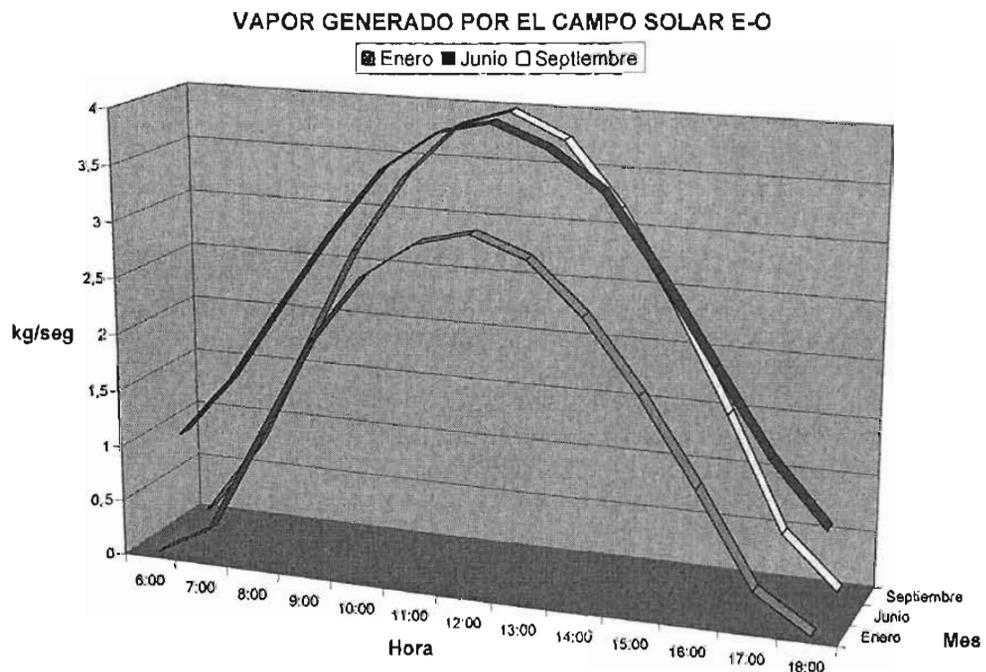


Figura 5.5 Vapor generado con un campo E-O correspondiente a la primera opción, promedios mensuales de enero, junio y septiembre.

5.2.2 Segunda opción

En esta opción un campo de concentradores solares se coloca entre el separador primario y el separador secundario, la parte líquida del flujo de salmuera que sale del separador primario se hace pasar por el campo solar de CCP y posteriormente se envía a una segunda separación con lo que se obtiene vapor de menor presión para la turbina de media y baja presión actuales. Lo anterior puede apreciarse en la figura 5.6.

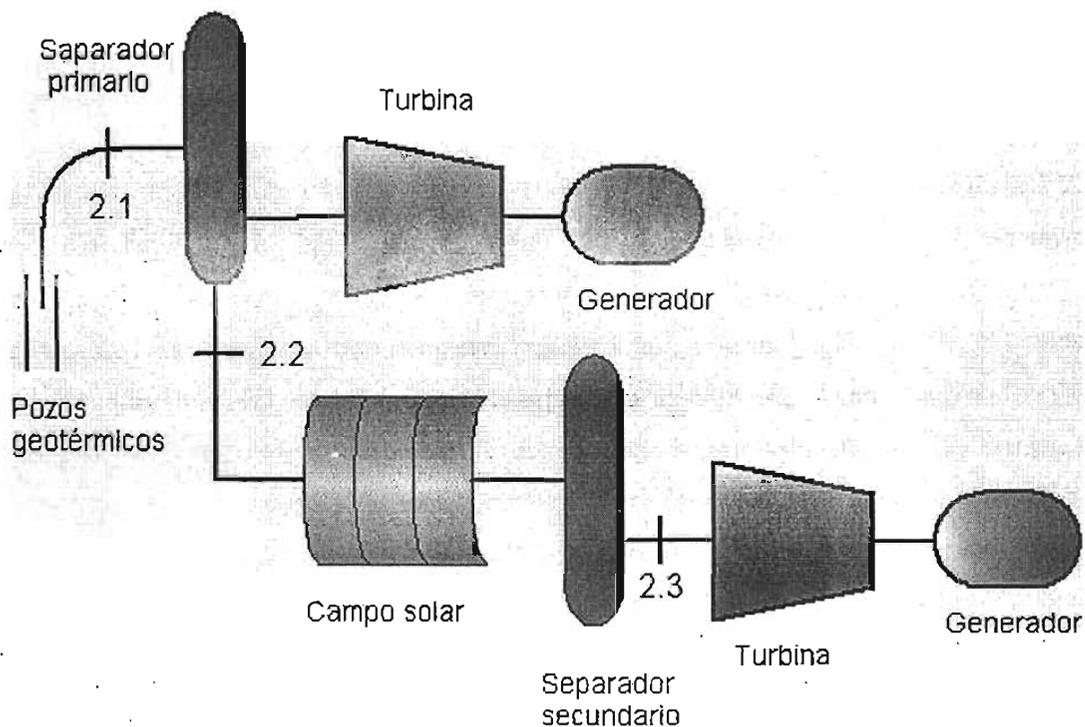


Figura 5.6, Diagrama de la segunda opción

En este caso en particular, en la que el flujo ya fue separado previamente y se encuentra con mayor cantidad de los sólidos disueltos respecto a la mezcla original, se debe evitar llevarlo a condiciones de saturación, de lo contrario provocaría grandes problemas de incrustación en las tuberías; es recomendable aumentar su calidad de modo que la parte líquida sea capaz de contener disueltas todas las sustancias contenidas en la misma, obteniendo vapor para las turbinas de baja presión.

5.2.2.1 Discusión

La presión del separador primario es 15 bar, (fig. 5.6, punto 2.2), la del separador secundario es 4.3bar (fig. 5.6, punto 2.3); con el mismo pozo de la primera opción, el 408, con entalpía de 1566.1 kJ/kg., la calidad es de 37.1 en el punto 2.2, la entalpía del líquido que sale del separador primario es 844.2 kJ/kg., su calidad es de 15.7 en el punto 2.3. El flujo de salmuera proveniente del pozo es de 44.92 kg/s y el flujo que sale del separador primario es de 28.259 kg./s, debido a que parte del flujo es enviado a la turbina. De igual forma como ocurre en la primera opción la calidad del vapor depende de los valores de irradiancia y la cantidad de vapor se obtiene de la diferencia de calidades multiplicada por el flujo másico.

5.2.2.2 Resultados

La presión del separador secundario es de 2.3 bar, punto 2.3 de la figura 5.6; la calidad del vapor es de 15.7 en el mismo punto, esta calidad se incrementa 10 puntos, con la ecuación (5.7) la entalpía resultante es de 997.0 kJ/kg. y un $\Delta h = 152.81$ kJ/kg., ésta alternativa requiere 4316.1 kJ/s de calor y 6851 m² de espejos, por lo que 7085 m² de espejos con concentradores LS-3 son propuestos, que representan 13 módulos de colectores, si este vapor es utilizado deberá ser enviado a una etapa de la turbina de menor presión. El aumento en la producción de vapor es de 2.8 kg./s.

La figura 5.7 presenta la producción de vapor para una orientación del campo solar N-S, la figura 5.8 es para la orientación E-O, las gráficas anteriores muestran la producción para todos los días del año; las siguientes figuras 5.9 y 5.10 son para la orientación N-S y E-O respectivamente y muestran la producción mensual promedio durante el día para los meses de enero, junio y septiembre.

VAPOR GENERADO POR EL CAMPO SOLAR N-S

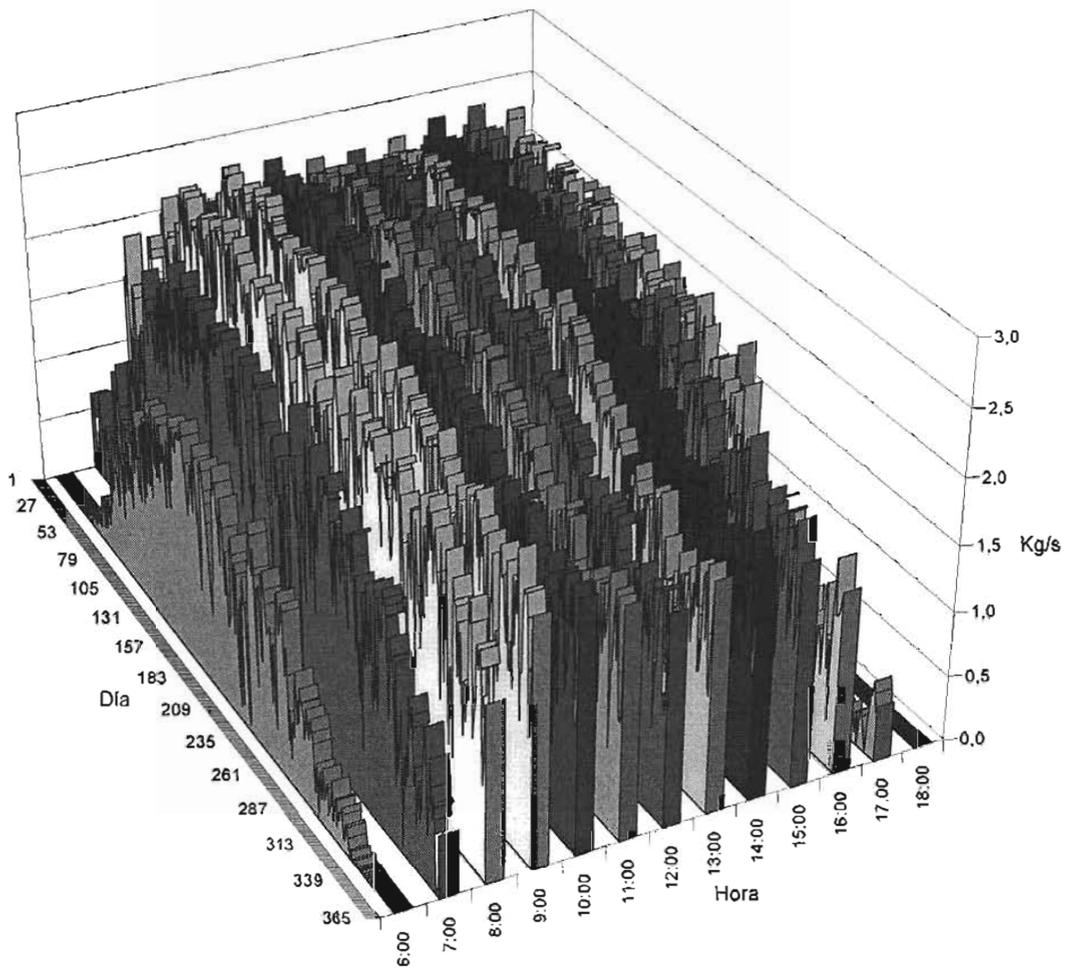


Figura 5.7 Producción anual por un campo solar con orientación Norte-Sur para la segunda opción

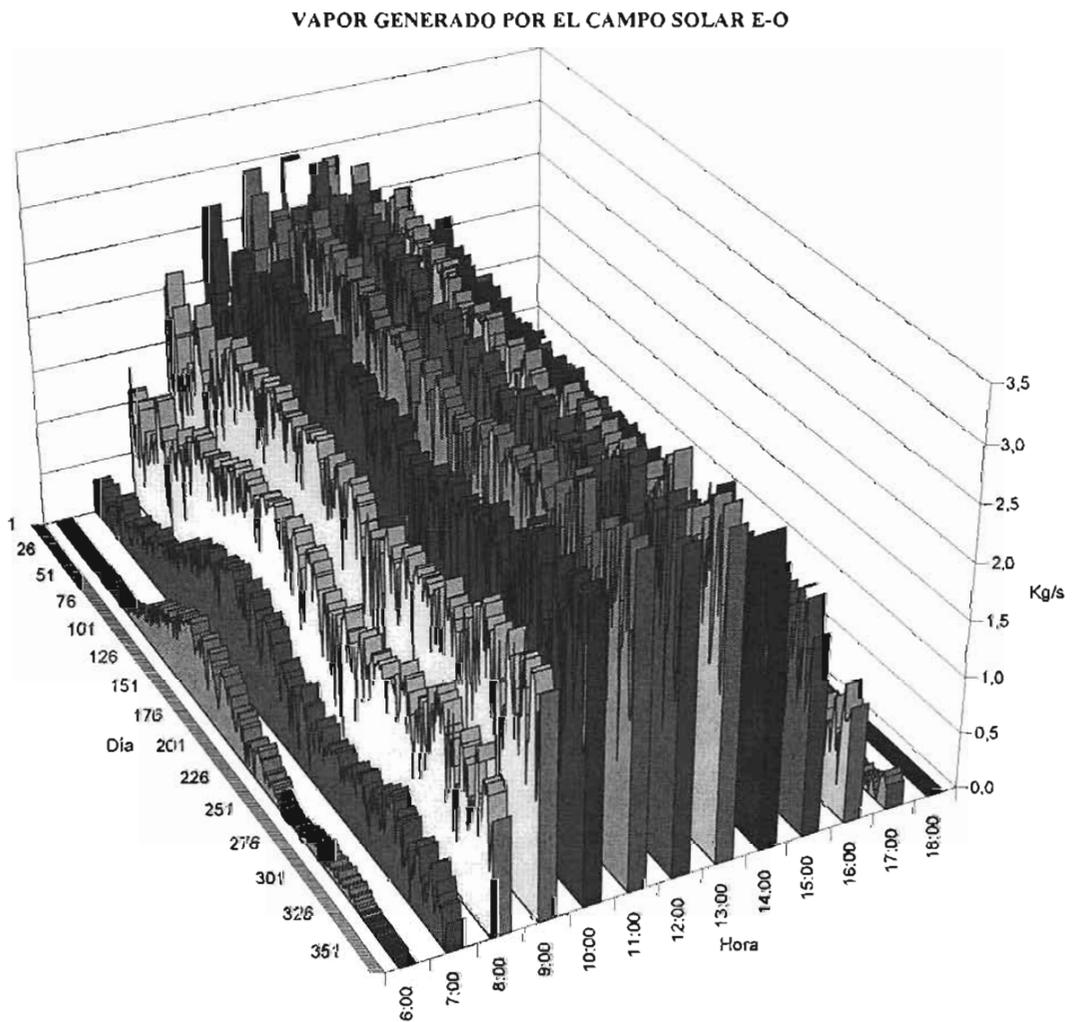


Figura 5.8 Producción anual por un campo solar con orientación Este-Oeste para la segunda opción

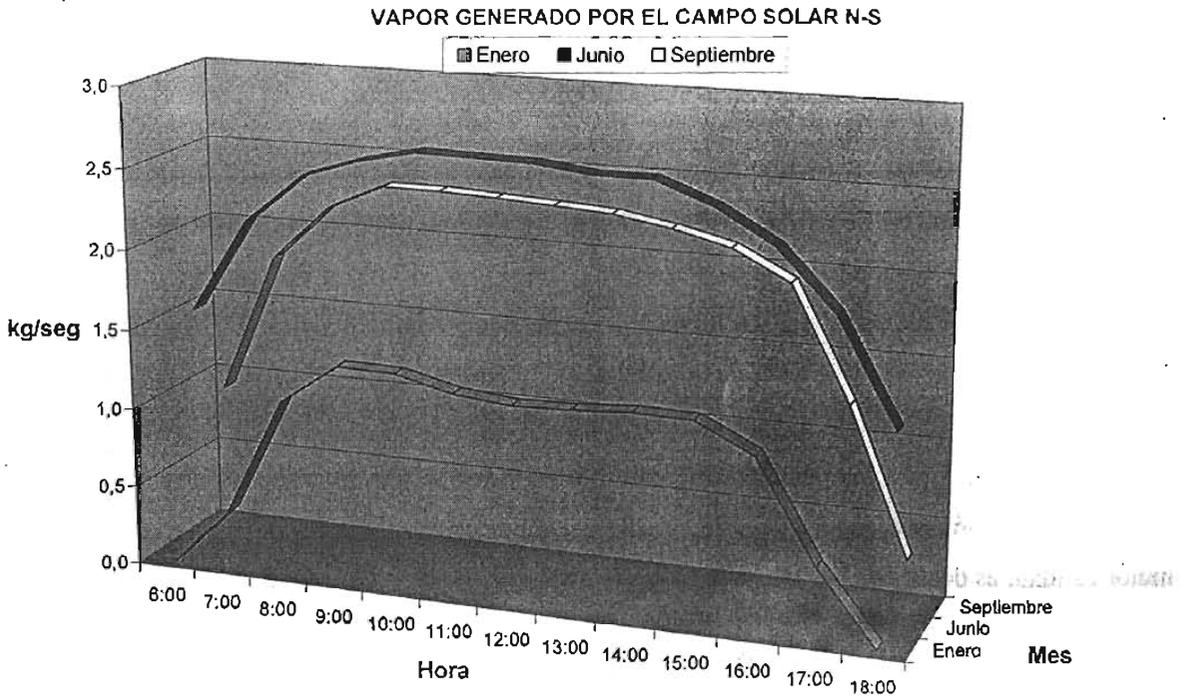


Figura 5.9 Vapor generado con un campo N-S correspondiente a la segunda opción, promedios mensuales de enero, junio y septiembre.

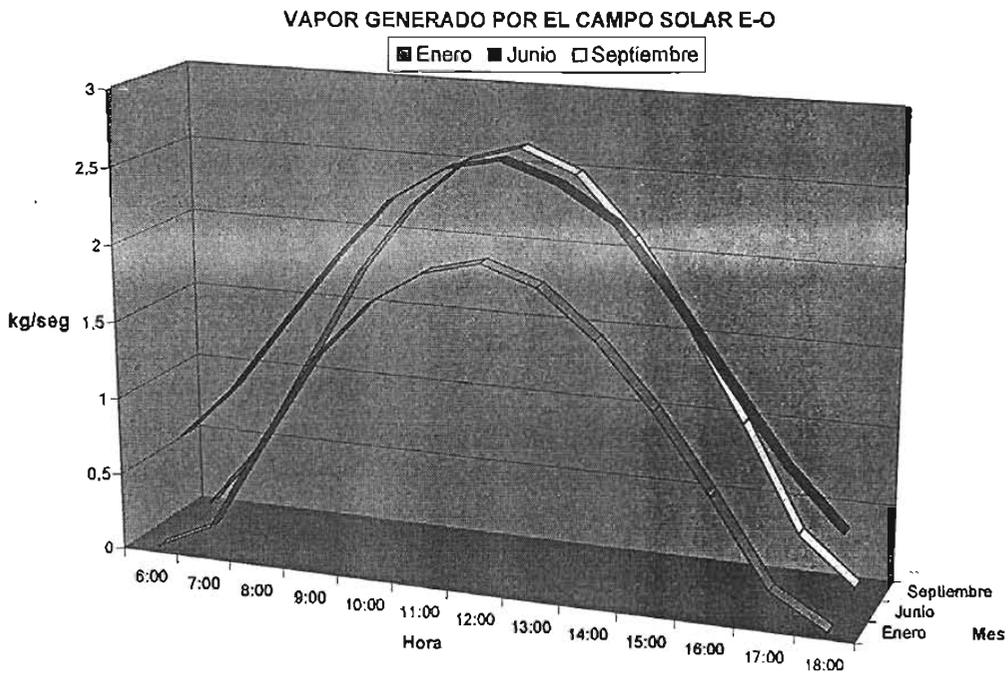


Figura 5.10 Vapor generado con un campo E-O correspondiente a la segunda opción, promedios mensuales de enero, junio y septiembre.

5.2.3 Tercera opción

Dentro del ciclo geotérmico se puede contar con un excedente de agua a la salida de la torre de enfriamiento, el cual esta a temperatura ambiente, en Cerro Prieto IV este flujo de agua se vierte a un canal que termina en la laguna de evaporación. El agua residual de las torres de enfriamiento requiere de una bomba, mediante la cual se eleva la presión del fluido, a una presión mayor a la del pozo. El fluido se hace pasar por los tubos absorbedores del campo solar de CCP mediante GDV, para generar vapor a las condiciones de la turbina.

El fluido se encuentra a temperatura ambiente o menor por lo que se requerirá de mayor energía para su evaporación pudiéndose llegar a calidad del vapor cercana al 100% debido a que éste es de mejor calidad, es decir, con muy bajo contenido de sales y sílice. (Figura 5.11)

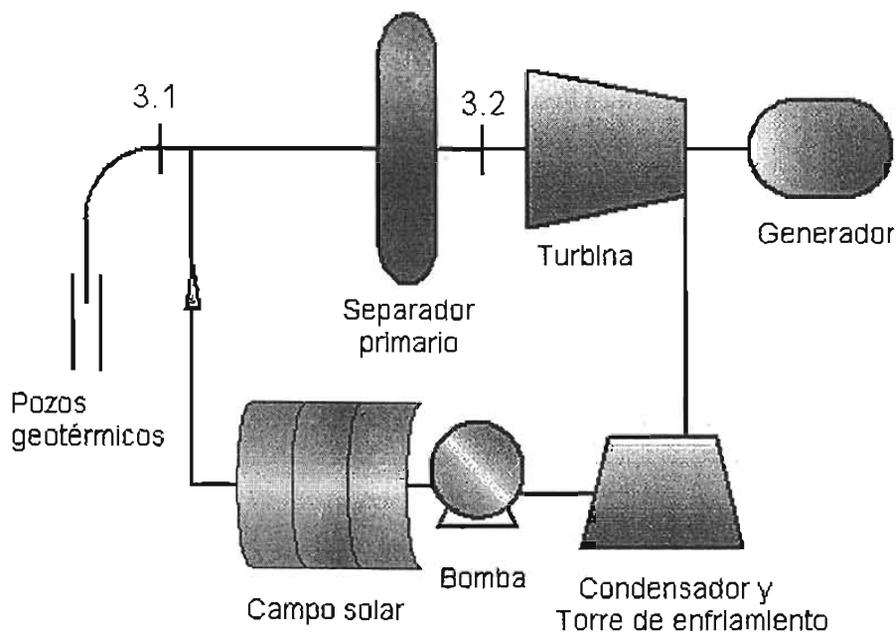


Figura 5.11, Diagrama de la tercera opción

5.2.3.1 Discusión

Se propone trabajar a una presión de 60 bar, y separar el vapor de igual forma como se hace en el ciclo geotérmico, a una presión de separación de 15 bar. Con una irradiancia de 900W/m^2 se propone un campo para generar vapor con calidad cercana a 90%, esto ocurrirá generalmente durante el verano donde se tienen esos niveles de irradiancia directa sobre el colector.

El flujo de vapor generado se une al flujo proveniente del pozo, siendo éste separado en el primer separador y con esto obtener el vapor en el ciclo actual de generación; la cantidad del vapor generado variaría durante el día, aumentando o disminuyendo la generación dependiendo de la irradiancia con que se cuente en ese momento.

En el campo geotérmico de Cerro Prieto IV los pozos se encuentran a una presión promedio de aproximadamente 50 bar, razón por la que se propone trabajar a 60 bar, con un flujo de 8 ton/h equivalente 2.22 kg/s. el líquido con entalpía de 110.3 kJ/kg., y se desea alcanzar una calidad de 0.90; a estas condiciones el Δh es de 2516 kJ/kg.

El consumo específico de vapor de la turbina por MW_e generado, es de aproximadamente 7 ton/h, éste es el valor máximo estimado con los datos anteriores y 0.70 de eficiencia del campo solar.

5.2.3.2 Resultados

El líquido condensado con entalpía de 110.3 kJ/kg, es llevado a calidad de 0.90 a una entalpía de 2626.9 kJ/kg.; para lograr ésta se requieren 8877 metros cuadrados de espejos, por lo que 8720 m² de espejos con concentradores LS-3 son propuestos, que representan 16 módulos de colectores, utilizado alguna de las turbinas de Cerro Prieto IV; con esta área de captación y 900W/m² de irradiancia solar se puede generar el vapor suficiente para aumentar en 1MW la generación eléctrica en una turbina de Cerro Prieto IV.

La figura 5.12 presenta la producción de vapor para un campo de CCP con orientación N-S, mientras que la figura 5.13 corresponde a un campo con orientación E-O; las gráficas muestran la producción de cada hora para todos los días del año.

Las siguientes figuras 5.14 y 5.15 son para la orientación N-S y E-O respectivamente y muestran la producción mensual promedio durante el día para los meses de enero, junio y septiembre.

VAPOR GENERADO POR EL CAMPO SOLAR N-S

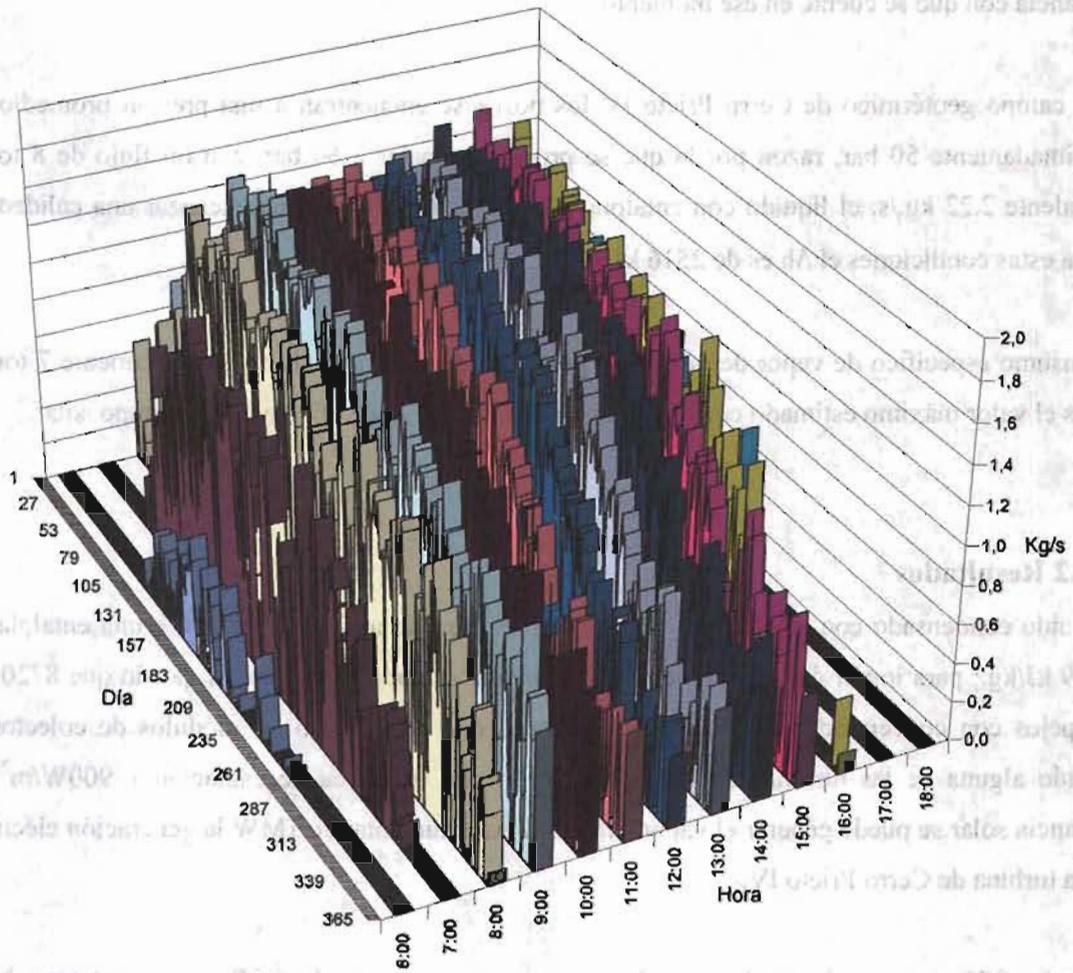


Figura 5.12 Producción anual por un campo solar con orientación Norte-Sur para la tercera opción

VAPOR GENERADO POR EL CAMPO SOLAR E-O

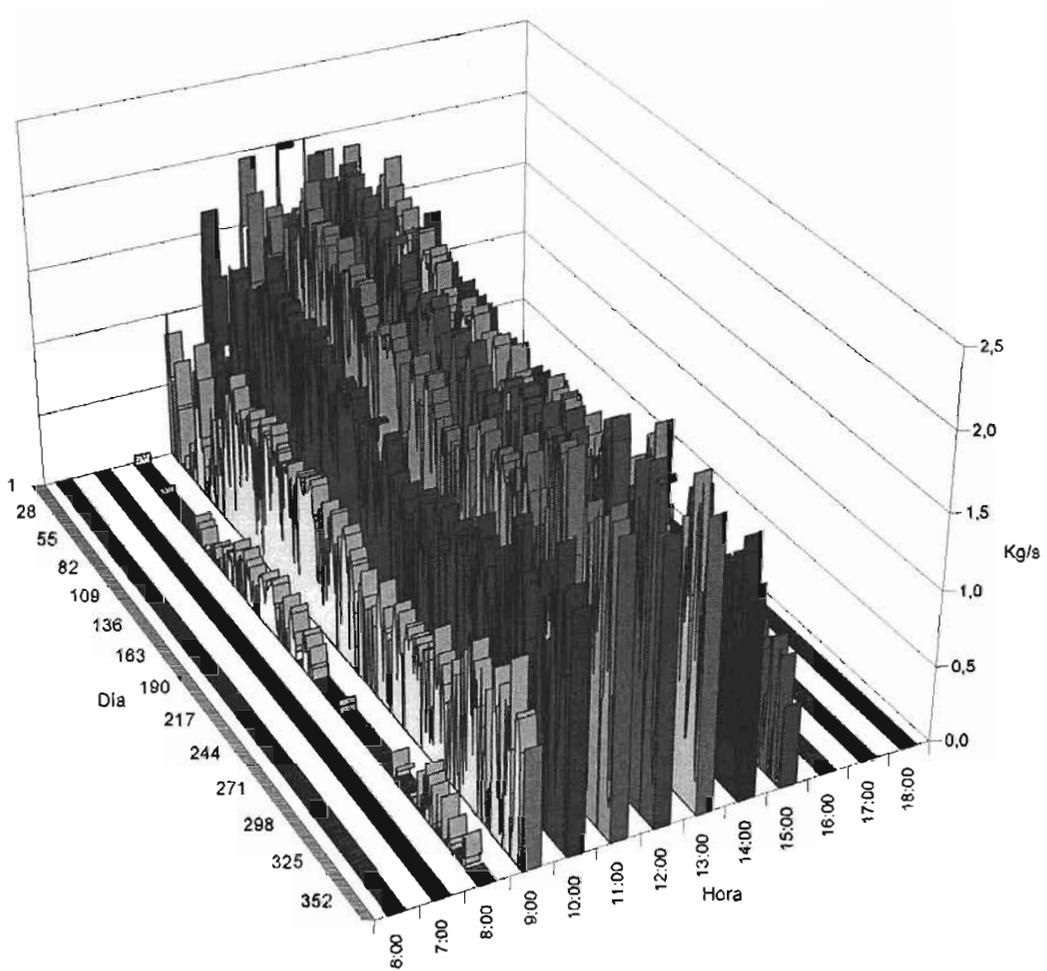


Figura 5.13 Producción anual por un campo solar con orientación Este-Oeste para la tercera opción

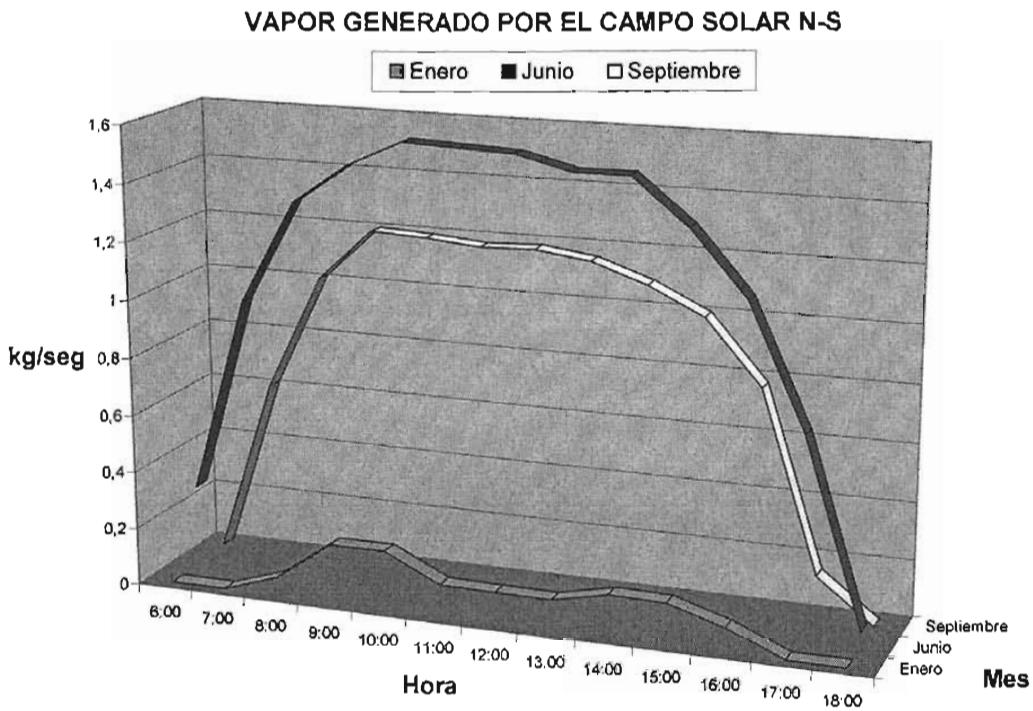


Figura 5.14 Vapor generado con un campo N-S correspondiente a la tercera opción, promedios mensuales de enero, junio y septiembre.

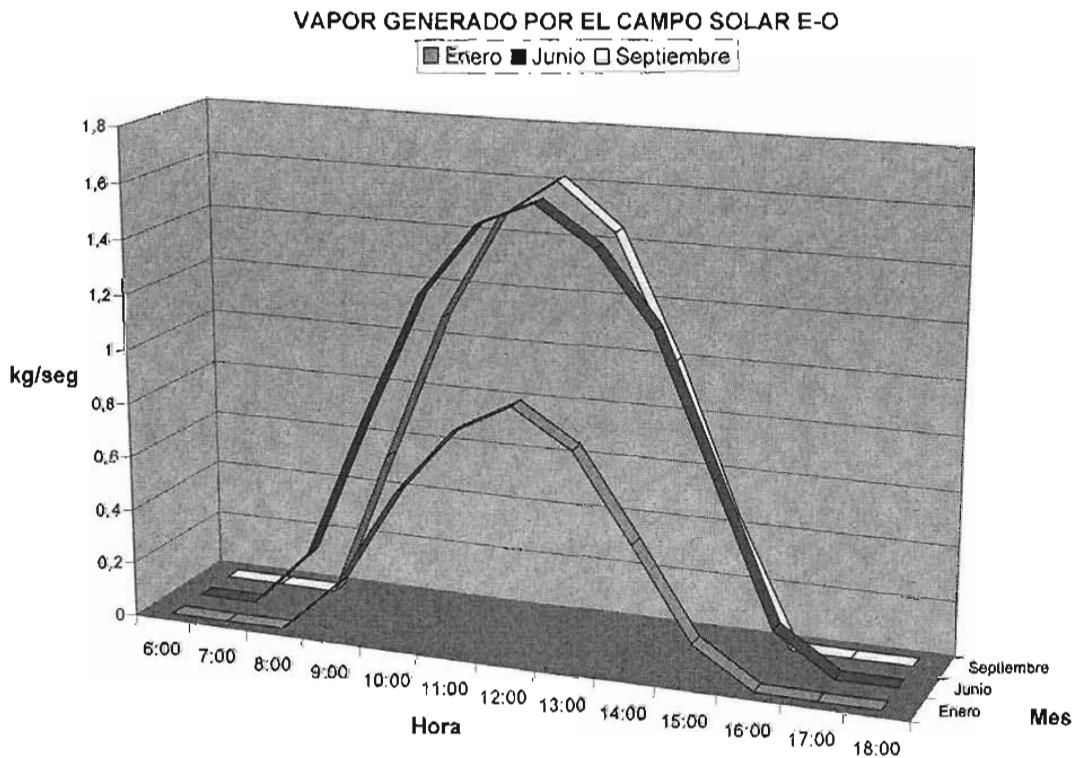


Figura 5.15 Vapor generado con un campo E-O correspondiente a la tercera opción, promedios mensuales de enero, junio y septiembre.

5.2.4 Cuarta opción

Podría decirse que ésta es una variante de la tercera opción, ya que a esta opción se le añade un tanque de evaporación, con el cual se pretende suministrar vapor a la turbina. Se genera vapor mediante un campo solar con el excedente de agua de la torre de enfriamiento, a presión mayor que la de separación, es decir 20 bar. Este tanque proporciona vapor a la turbina mediante flasheo o expansión súbita a la presión de separación; además proporciona agua de recirculación, siendo ésta enviada al flujo de entrada de la bomba que alimenta al campo solar de concentradores. Esta opción cuenta con la ventaja de tener una producción más uniforme y puede absorber las variaciones debidas a transitorios por nubes de corta duración sobre el campo, ver figura 5.16. Además tiene la ventaja de trabajar en flujo de una fase o dos, dependiendo esto de la irradiancia que se tenga en cierto momento.

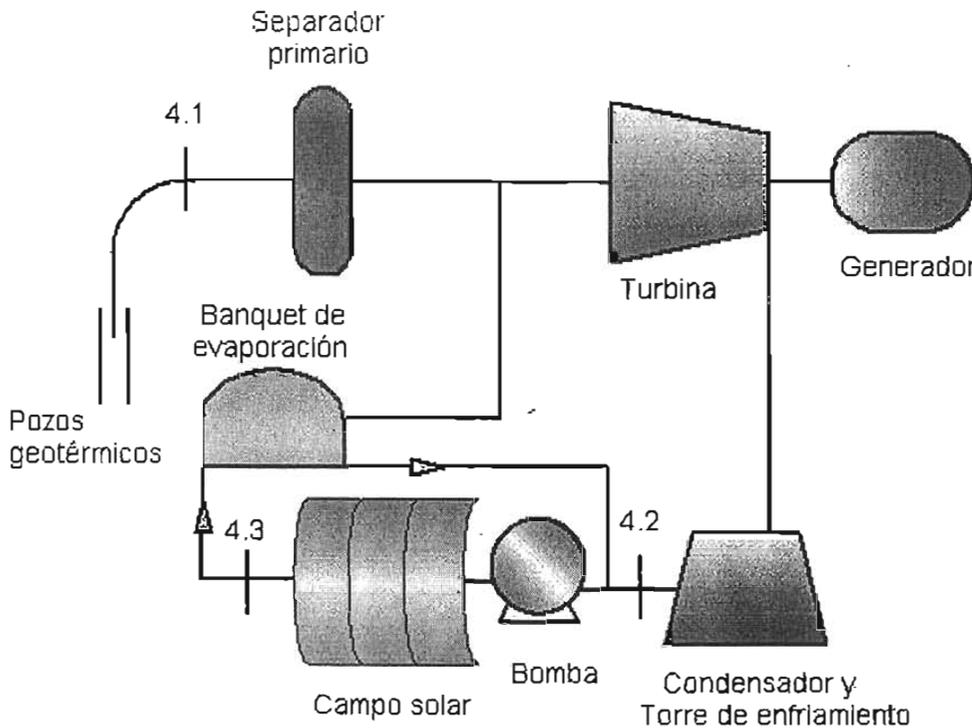


Figura 5.16, Diagrama de la cuarta opción.

5.2.4.1 Discusión

Se propone trabajar a una presión de 20 bar en los concentradores, y proporcionar vapor al ciclo geotérmico, a la presión de separación. A diferencia de la tercera opción el flujo de recirculación incrementa el valor de la entalpía del fluido de entrada al campo solar por lo que el Δh es menor.

El flujo de vapor generado se une al flujo proveniente del primer separador para suministrar el vapor a la turbina en el ciclo actual de generación; el vapor generado por el campo solar presentará menores variaciones durante el día, la bomba y la recirculación permiten un mayor control del flujo que es alimentado al campo y de las condiciones del vapor generado.

Se propone trabajar a presión de 20 bar, con un flujo de 8 ton/h equivalente 2.22 kg./s, el líquido de alimentación al campo con entalpía aproximada de 350 kJ/kg., presenta un Δh de 2276 kJ/kg. para alcanzar una calidad de 0.90. Estos cálculos consideran una eficiencia del campo solar de 0.70 e irradiancia de 900W/m².

5.2.4.2 Resultados

El líquido con entalpía de 350 kJ/kg, se lleva a calidad de 0.90 a una entalpía de 2626.9 kJ/kg.; para lograr ésta alternativa se requiere un área de 7961m², por lo que se propone un campo de 8715 m², lo cual es equivalente a 15 módulos de colectores LS-3 de 545 m².

Durante el verano se espera producir aproximadamente 7 ton/h, valor correspondiente al consumo específico de una turbina de vapor para generar 1MW_e, éste es el valor máximo estimado a producir con los datos anteriores.

La figura 5.17 presenta la producción de vapor para un campo de CCP con orientación del N-S, la figura 5.18 corresponde a un campo con orientación E-O, mientras que las gráficas muestran la producción de cada hora para todos los días del año.

Las siguientes figuras 5.19 y 5.20 son para la orientación N-S y E-O respectivamente y muestran la producción mensual promedio durante el día para los meses de enero, junio y septiembre.

VAPOR GENERADO POR EL CAMPO SOLAR N-S

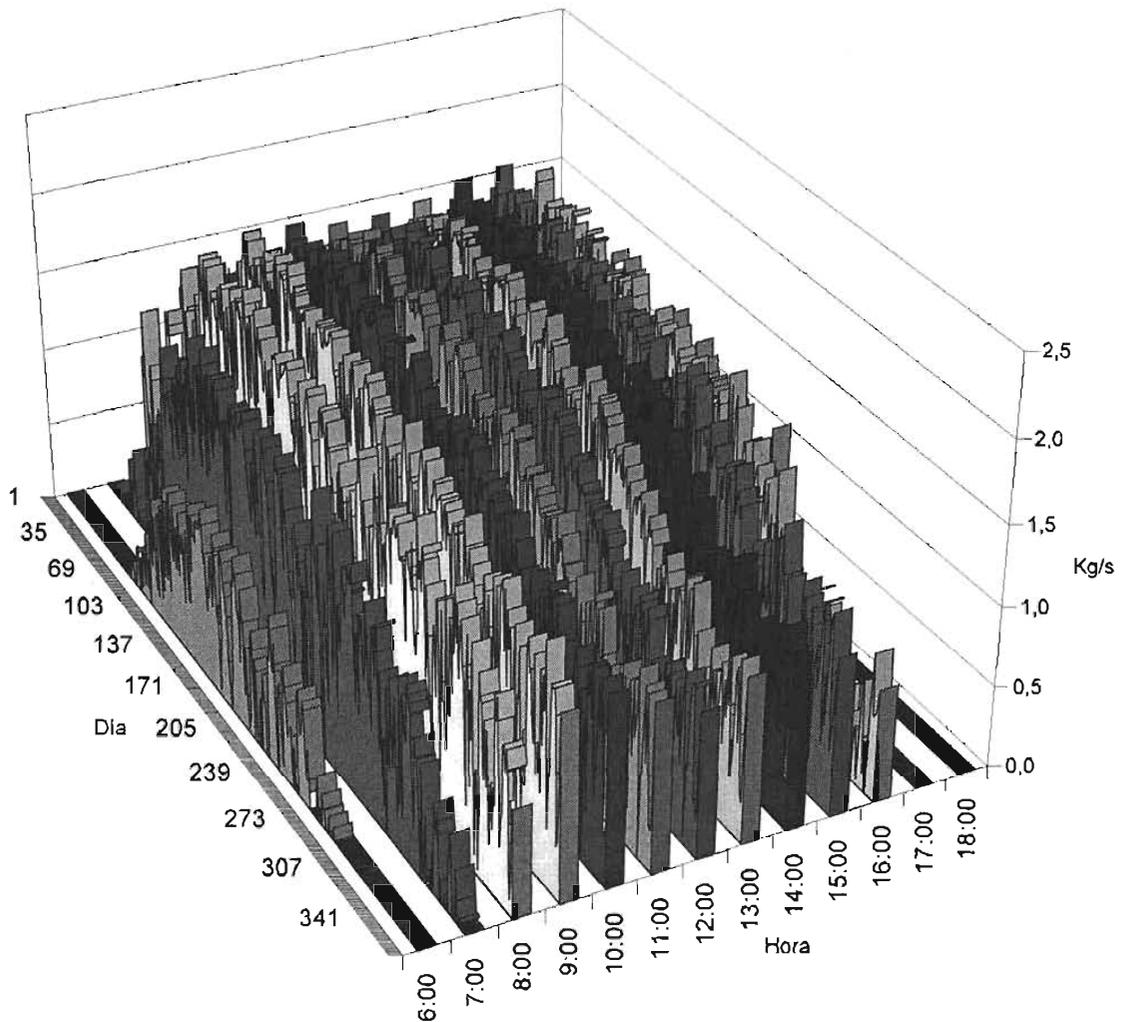


Figura 5.17 Producción anual por un campo solar con orientación Norte-Sur para la cuarta opción

VAPOR GENERADO POR EL CAMPO SOLAR E-O

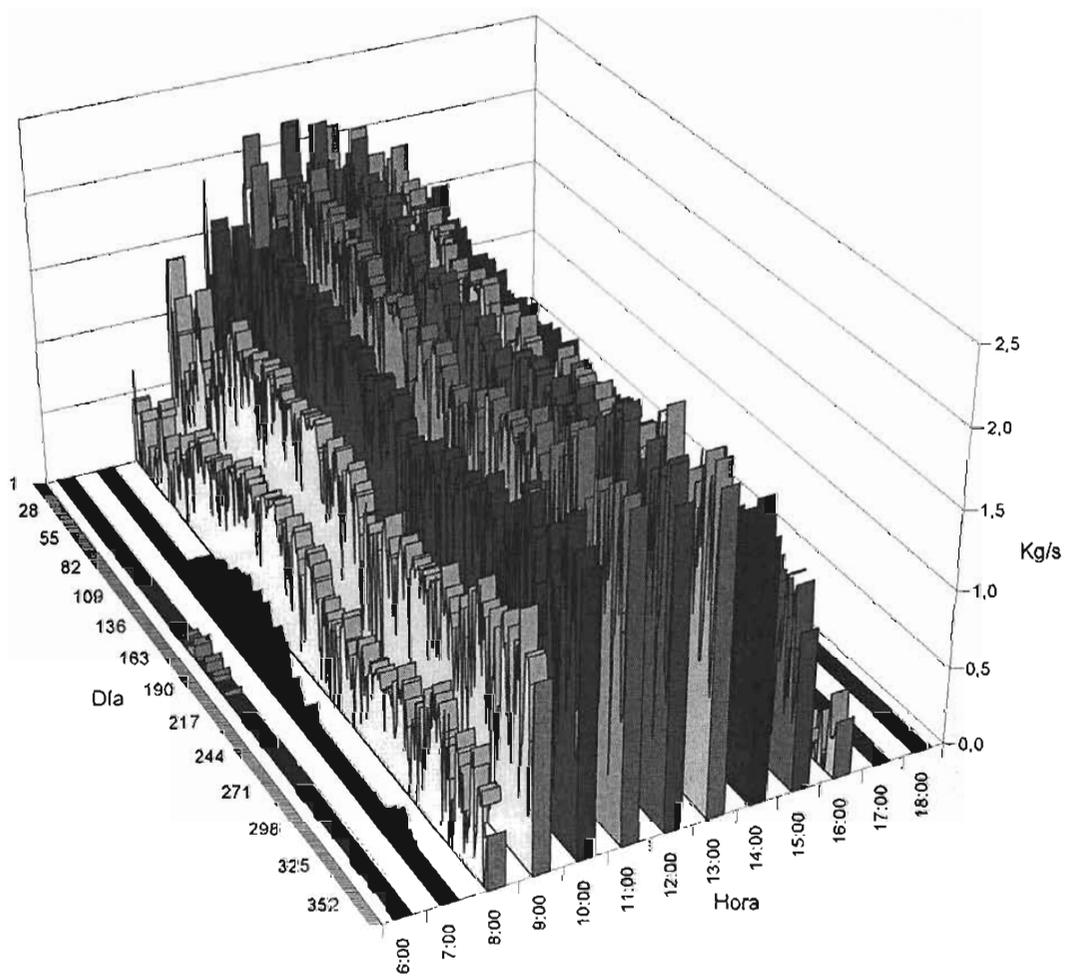


Figura 5.18 Producción anual por un campo solar con orientación Este-Oeste para la cuarta opción

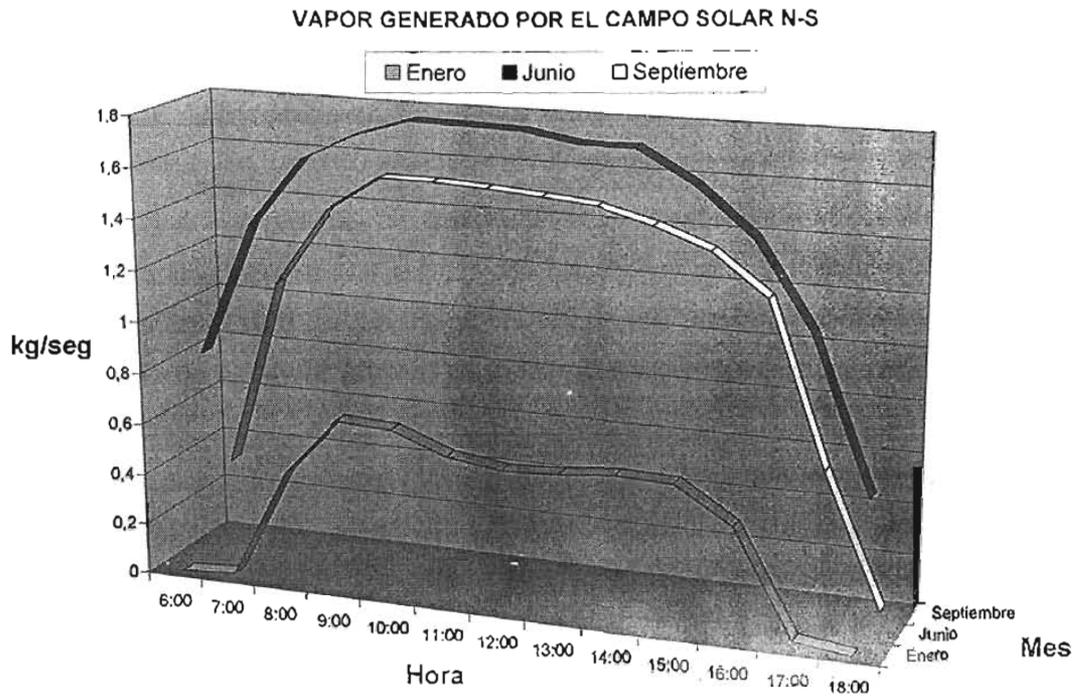


Figura 5.19 Vapor generado con un campo N-S correspondiente a la cuarta opción, promedios mensuales de enero, junio y septiembre.

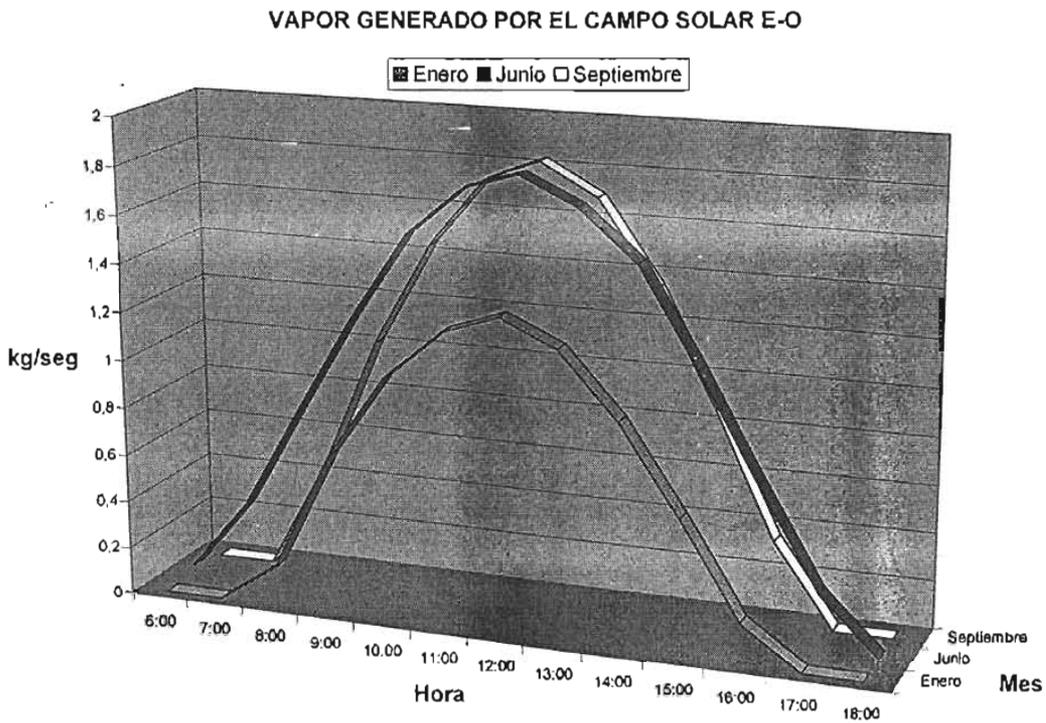


Figura 5.20 Vapor generado con un campo E-O correspondiente a la cuarta opción, promedios mensuales de enero, junio y septiembre.

5.3 Comparativa de las opciones del sistema híbrido solar-geotermia

Un aspecto que debe ser tomado en cuenta en la comparación es que en cada una de las opciones se generan vapor a diferentes presiones, las condiciones iniciales y finales del agua o vapor de igual forma varían, y con ello se presentan variaciones en la energía necesaria para la producción de dicho vapor y también en el área del campo solar requerida entre las diferentes opciones.

A continuación se hace una comparación de la producción de vapor de las diferentes opciones; en la tabla 5.1 y 5.2 se muestra la producción de vapor en toneladas producidas para los meses de enero, marzo, junio y septiembre; se puede observar como en los meses de enero y junio en un campo N-S se puede obtener más del doble de producción si se compara el mes de enero con el mes de junio. En un campo E-O dicha variación es menor que en caso del N-S, observándose un incremento de enero a junio de aproximadamente del 50%.

Tabla 5.1: Producción mensual de vapor de la 1ª y 2ª opciones [kg.] *

	Enero	Marzo	Junio	Septiembre
Campo N-S, 1ª opción	34224	68898	80586	66240
Campo N-S, 2ª opción	21684	43650	51054	41976
Campo E-O, 1ª opción	39828	54858	57228	50460
Campo E-O, 2ª opción	25187	34758	36258	31968

*(Los valores corresponden al total de kg. producidos durante el mes, con los datos correspondientes a cada opción)

Tabla 5.2 Producción mensual de vapor de la 3ª y 4ª opciones [kg.] *

	Enero	Marzo	Junio	Septiembre
Campo N-S, 3ª opción	385.3	1489.1	1870.8	1401.7
Campo N-S, 4ª opción	570.6	1667.5	2059.9	1591.4
Campo E-O, 3ª opción	656.2	1148.0	1176.0	1017.6
Campo E-O, 4ª opción	810.1	1293.0	1361.1	1159.3

*(Los valores corresponden al total de kg. producidos durante el mes, con los datos correspondientes a cada opción)

En la figura 5.21 se muestra la producción de vapor con la correspondiente área requerida para las cuatro opciones presentadas; el área se presenta en números de módulos para un concentrador de 545 m^2 , correspondiente al concentrador LS-3.

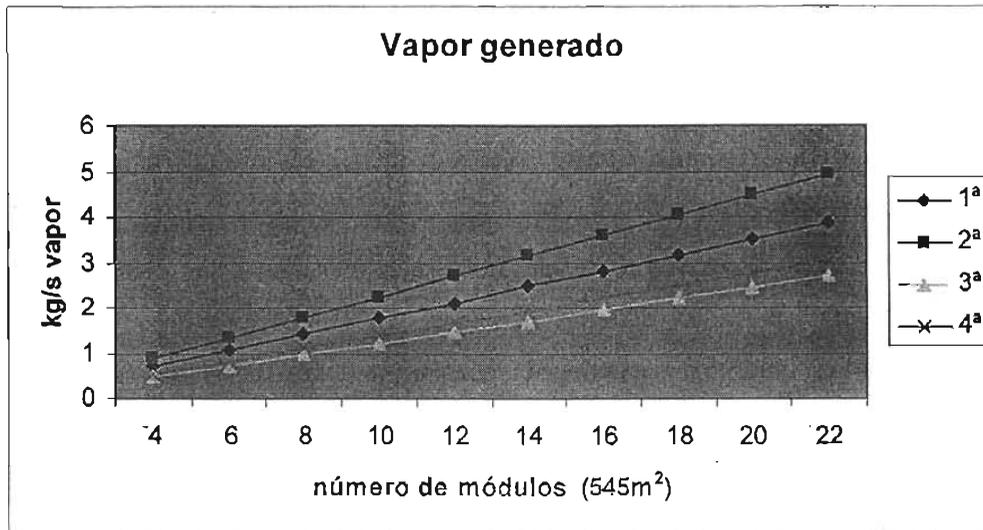


Figura 5.21 Comparativa de vapor generado por las cuatro opciones, con el área requerida

5.4 Aspectos relacionados al sistema híbrido solar-geotermia

La presencia de sal en agua provoca cambios cualitativos en sus propiedades termodinámicas. Para el agua pura el punto crítico se encuentra a 374°C y 220 bar, mientras que para la salmuera el punto crítico se encuentra a presiones y temperaturas mayores. Se puede decir entonces que el punto crítico de la salmuera esta en función de la concentración de sal que contenga la salmuera. La variación del punto crítico con respecto a la presión y temperatura en función de la concentración de cloruro de sodio, con concentraciones menores a 0.1, se pueden considerar sin cambio; prácticamente el punto crítico de dicha salmuera es el mismo que el agua, al igual la campana de saturación. Se puede observar también que a presión y temperatura constante al realizar cambio de estado y pasar de fase líquida a vapor, la concentración de cloruro de sodio en el vapor es menor al que tenía cuando se encontraba en estado líquido. De esta manera se comprueba que al evaporar una salmuera existirá una porción en fase vapor con baja concentración de NaCl y otra parte restante de agua con alta concentración (Elder, 1981).

Por lo anteriormente expuesto y lo visto en el capítulo 2, donde se señala una concentración de 2% de sal en el contenido de la salmuera de Cerro Prieto, entonces para las propiedades termodinámicas del agua se consideran sin cambio para los efectos del presente estudio.

La reacción de polimerización de la sílice puede ser modificada variando el pH de la solución. Esto presenta un método potencial para el control de incrustación, evitando su precipitación, En una prueba con ácido clorhídrico para producir un pH de 5.0, se reduce el índice de precipitación de 461 mm por año a 21 mm (Hurtado, 1990). Otra opción son los métodos indirectos como el presentado por la compañía Clear Water Enviro Technologies; el dispositivo llamado "electronic descaler", con una señal electromagnética, de 2,000 a 24,000 ciclos por segundo, golpea las moléculas de carbonato de calcio disueltas del agua, sin importar el flujo que se maneje, produciendo un impulso ultrasónico que detiene la incrustación (Clear Water Enviro Technologies). Los métodos descritos anteriormente se probaron en Cerro Prieto para evitar la precipitación de las sustancias contenidas en la salmuera, obteniéndose buenos resultados en el control de la incrustación en las tuberías utilizadas en el ciclo geotérmico.

Referencias

CFE, 2003, Comunicación Privada, personal de Cerro Prieto

Duffie, J.A.; Beckman, W.A., 1980, "Solar Engineering of Thermal Processes", John Willey & Sons. New York, 1980.

Hurtado R. (1990), "Developments in geothermal energy in Mexico-Part twenty nine: Scaling studies at the Cerro Prieto Geothermal field", Heat Recovery systems, Vol 10 No. 5/630 pp. 469-479, Pergamon Press.

Clear Water Enviro Technologies, Scale Blaster, www.aqua2000.com/products/scale_blaster.ht

Wark K., 1988, Termodinámica, Mc Graw Hill, México, pp 678-686.

CONCLUSIONES

Este trabajo propone la creación de un sistema híbrido solar geotermia, donde un campo solar de concentradores de canal parabólico se integra al ciclo geotérmico de Cerro Prieto, lográndose con esto el aumento en la producción de vapor, durante el día, para la generación de electricidad. Con esto se logra la mayor producción en los meses de verano cuando la demanda es alta

Al aplicar los filtros a los datos medidos en Cerro Prieto se observó que se encuentran dentro de los límites establecidos por lo que se consideran confiables; esto requirió del centrado del día para corregir el desfase con respecto al mediodía solar. Se agregó como cota superior la irradiancia para días despejados.

Las curvas de frecuencia acumulada, de la irradiancia directa, en Cerro Prieto, permiten conocer cuantas horas al mes en promedio podrá trabajar el campo solar de concentradores de canal parabólico; se observa que los meses con el mayor número de horas son los meses de mayo a julio; por el contrario los meses con menor número de horas son los de diciembre a febrero.

La eficiencia del ciclo actual no se incrementa por el uso de un campo de concentradores solares, en el sistema híbrido solar-geotermia (Saez, 2002); el objetivo principal es el incremento en la producción de vapor disponible para ser utilizado en el ciclo geotérmico mediante concentradores solares y así poder generar mas electricidad durante el día, principalmente en verano, que es la época de mayor demanda.

Es posible aumentar la producción de vapor mediante el sistema híbrido solar-geotermia, con generación directa de vapor en los concentradores de canal parabólico, utilizando la salmuera proveniente de los pozos geotérmicos o agua de la torre de enfriamiento. También es posible sustituir la producción de vapor de un pozo geotérmico mediante dicho sistema, en el cual se genera el vapor necesario durante el día para cubrir la demanda de vapor de la turbina y en consecuencia la eléctrica.

La generación de vapor en un campo solar de concentradores de canal parabólico con orientaciones norte-sur (N-S) y este oeste (E-O) corresponden en gran medida a las curvas de eficiencia de dichos campos reportadas por Kreider, por lo que la eficiencia del campo es la que determina el desempeño del campo y en consecuencia su producción de vapor.

La demanda eléctrica varía a lo largo del año y con ello la cantidad de vapor necesaria para cubrirla; por tal motivo varía el porcentaje que es necesario incrementar a la calidad del vapor proveniente del pozo mediante el sistema híbrido para cubrir el déficit de vapor mediante el campo solar.

El incremento a la calidad de la salmuera considerado dependerá en gran medida de la producción en los pozos y de las necesidades del campo geotérmico, por lo que este porcentaje podría verse incrementado si se considera el aumento en el consumo específico de la turbina a lo largo de su vida útil y el decremento de la producción de vapor de los pozos al paso del tiempo.

Las variaciones en la producción de vapor a lo largo del año en el campo solar de concentradores con orientación E-O pueden ser de hasta 50%, mientras que esta diferencia, en la orientación N-S, puede llegar a ser del doble, si se compara los periodos de invierno y verano.

Es posible incrementar la calidad del vapor y en consecuencia la producción de vapor de los pozos de un campo geotérmico utilizando concentradores solares. Este incremento es limitado por el contenido de las sustancias disueltas (sales y sílice) en el fluido proveniente de los pozos geotérmicos.

Las cuatro opciones estudiadas incrementan la producción del vapor de forma similar; la diferencia fundamental está en el flujo de salmuera que manejan y por lo tanto el área requerida para incrementar la entalpía del fluido. El área es proporcional al flujo de salmuera y las condiciones iniciales de la salmuera también influyen en el área.

Otra diferencia entre las opciones es el contenido de sales en la salmuera; por ejemplo, la segunda opción, en la que el campo solar se encuentra entre el primer y segundo separador, es la que presenta la mayor concentración de sales y sílice disuelta, le sigue la primera cuya concentración es menor a la anterior y por último las opciones tercera y cuarta que presentan la menor concentración de estas sustancias, por lo que estas últimas se consideran las mejores debido al fluido utilizado.

La producción de vapor durante el día en un campo de concentradores N-S es casi constante, a diferencia de un campo E-O donde se presenta una mayor variación.

En ambos casos, campos con orientación E-O y N-S, la mayor producción de vapor se presenta al medio día solar durante el verano; la orientación N-S en el invierno presenta dos valores máximos a lo largo del día y estos valores se presentan aproximadamente tres horas antes y tres horas después del medio día solar.

Las condiciones de la segunda opción en la que el campo solar se encuentra entre el primer y segundo separador, permiten suministrar vapor a baja presión al ciclo geotérmico con un campo solar de menor área, sin embargo la primera opción suministra vapor de mayor presión y requiere de un área mayor a la opción anterior, considerando que la mejor eficiencia se presenta en las turbinas de alta presión, por lo que el mejor rendimiento se tendrá con la primera opción.

Las opciones tercera y cuarta son las que requieren de un área mayor para la producción de vapor de alta presión, sin embargo el área se reduce si la entalpía inicial del vapor a la entrada al campo solar es mayor; esto se puede lograr utilizando los flujos residuales de pozos productores.

En la cuarta opción, que cuenta con un campo solar y un tanque de evaporación, la recirculación permite una producción de vapor más uniforme, permite absorber pequeños transitorios, debidos a nubes, sin interrumpir la producción de vapor, por lo que ésta puede verse disminuida en el flujo másico producido manteniendo la calidad del vapor. Esta opción puede considerarse como una de las más viables ya que los efectos transitorios de nubes causarán un mínimo de interferencia en la producción de electricidad.

Existen actualmente técnicas exitosas para la inhibición de la incrustación de sílice, de manera que estos desarrollos reducen los problemas que pudieran ocurrir en la generación directa de vapor; adicionalmente ayudan al ciclo geotérmico cuando se trata el tema de pozos de reinyección.

Con base en los buenos resultados en la generación directa de vapor obtenidos en la Planta Solar del Instituto de Ingeniería y en el proyecto DISS, se recomienda evitar el régimen estratificado, esto es posible debido a que los flujos másicos y las velocidades que se manejan en el campo geotérmico son altos, siendo factible trabajar con un patrón de flujo anular.

De llevarse a cabo la realización de este proyecto con algunas de sus diferentes opciones, sería un parte aguas en la historia de nuestro país, pues sería la primera planta de energía solar que se construya con fines comerciales para la generación de electricidad, proporcionaría gran experiencia a técnicos mexicanos y permitiría la creación de tecnología propia y el posible desarrollo de una industria nacional.

RECOMENDACIONES

Los datos proporcionados por la CFE, de irradiancia solar directa se calculan a partir de los datos de irradiancia global y directa medidos en Cerro Prieto; estos tienen el inconveniente de no ser medidos directamente por un pirheliómetro, por lo que es aconsejable contar con este dispositivo en el sitio de estudio.

También se recomienda el estudio del comportamiento de la salmuera, para determinar hasta que punto se puede aumentar la calidad del vapor proveniente del pozo y a su vez evitar las concentraciones que presenten precipitaciones de sílice y que eviten el buen funcionamiento del sistema híbrido solar-geotermia; de igual forma se recomienda estudiar el desempeño de los inhibidores de incrustación.

El sistema híbrido solar-geotermia debe generar vapor en los concentradores de canal parabólico mediante la generación directa de vapor en los tubos absorbedores con un patrón de flujo anular.

Durante el verano, el noroeste de la República Mexicana registra los niveles más altos de demanda eléctrica y en consecuencia también se tiene una mayor demanda de vapor; por lo tanto, la orientación N-S es la recomendada, por presentar su mayor producción de vapor en verano para cubrir esa demanda de electricidad.

Es importante trabajar en el tema de los materiales a utilizar en los sistemas solares, es una buena oportunidad para descubrir materiales más económicos, con mejor eficiencia y que esta se mantengan durante 20 o más años.

Se recomienda aumentar el diámetro actual de los absorbedores para el sistema híbrido, considerando los utilizados en las plantas SEGS y en el Proyecto DISS, ya que los diámetros nominales utilizados en

el campo de Cerro Prieto IV son de 25.4 cm. y 40.6 cm.; por lo tanto, es necesario evaluar mayores diámetros de absorbedores.

Este estudio requiere pasar a la etapa experimental, lo que permitirá conocer los diferentes patrones de flujo en el sistema híbrido solar-geotermia, además del comportamiento de la salmuera, la durabilidad de los espejos y el factor de ensuciamiento registrado en Cerro Prieto.

Finalmente, ya que el campo geotérmico de Cerro Prieto se encuentra localizado en un lugar con altos niveles de irradiancia solar directa, sería conveniente y se aconseja la instalación de un campo solar de concentradores solares para la producción de vapor y contribuir a la producción de vapor del campo durante el día.

Anexo 1

Curvas de frecuencia acumulada y de energía solar disponible en Cerro Prieto, considerando el factor coseno ($\cos \theta$) descrito en el capítulo 4, para un campo solar de concentradores de canal parabólico con orientación norte- sur.

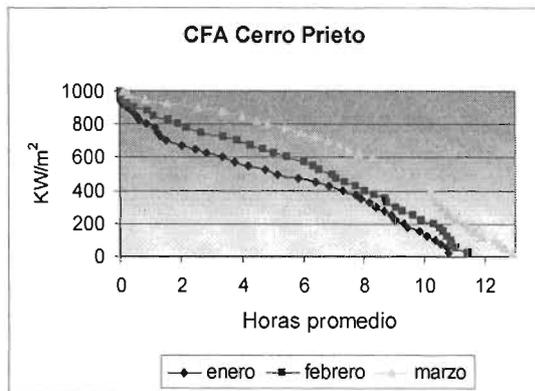


Fig A.1. Curvas de frecuencia acumulada de enero, febrero y marzo en Cerro Prieto

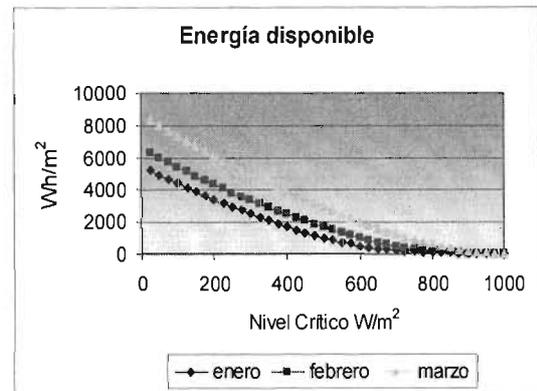


Fig A.2. Energía disponible de enero febrero y marzo en Cerro Prieto

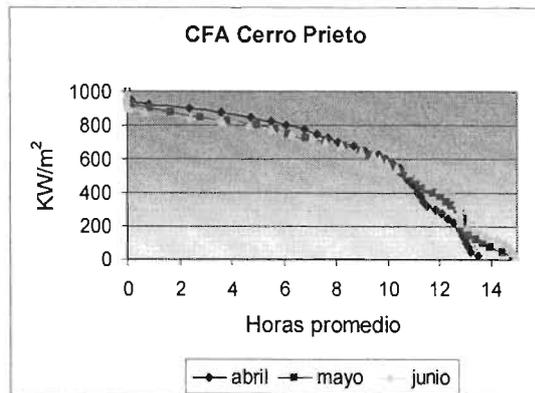


Fig.A.3. Curvas de frecuencia acumulada de abril, mayo y junio en Cerro Prieto

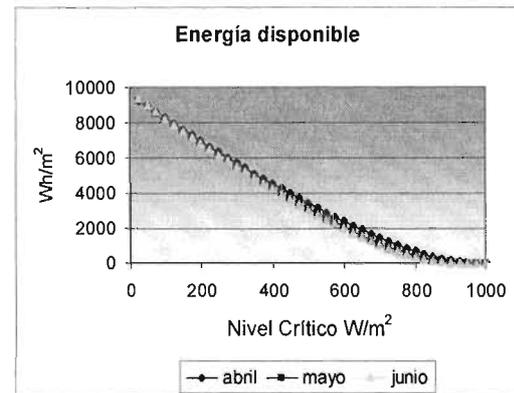


Fig A.4. Energía disponible de abril, mayo y junio en Cerro Prieto

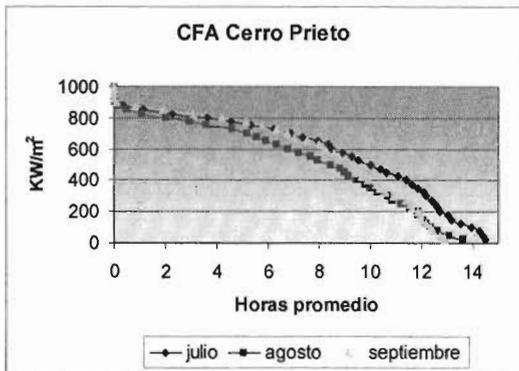


Fig A.5. Curvas de frecuencia acumulada de julio, agosto y septiembre en Cerro Prieto

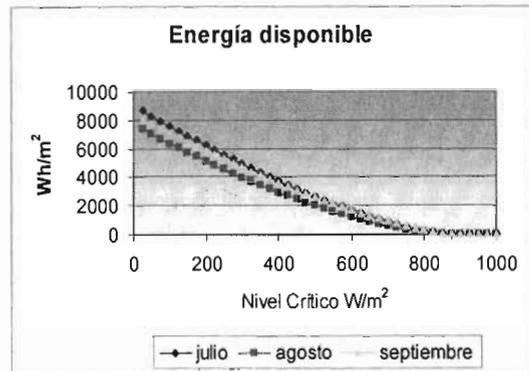


Fig A.6. Energía disponible de julio, agosto y septiembre en Cerro Prieto

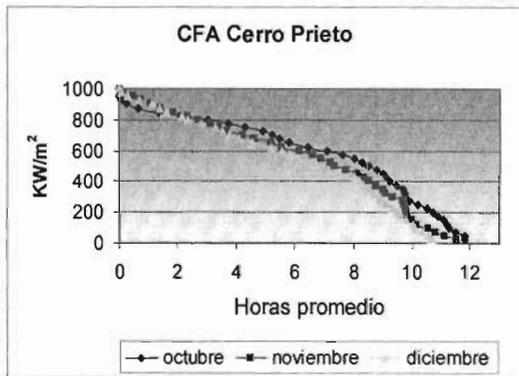


Fig A.7. Curvas de frecuencia acumulada de octubre, noviembre y diciembre en Cerro Prieto

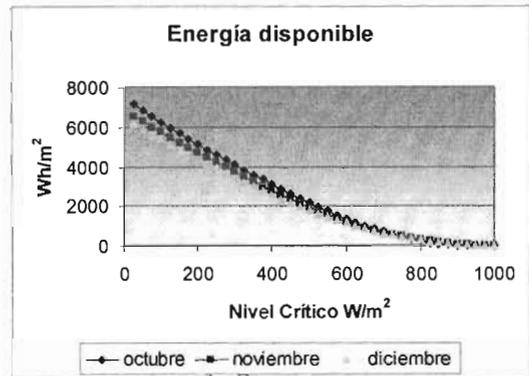


Fig A.8. Energía disponible de octubre, noviembre y diciembre en Cerro Prieto

A continuación se presentan las curvas de frecuencia acumulada y de energía solar disponible en San Luis Río Colorado, considerando el factor coseno ($\cos \theta$), para un campo solar de concentradores de canal parabólico con orientación norte- sur.

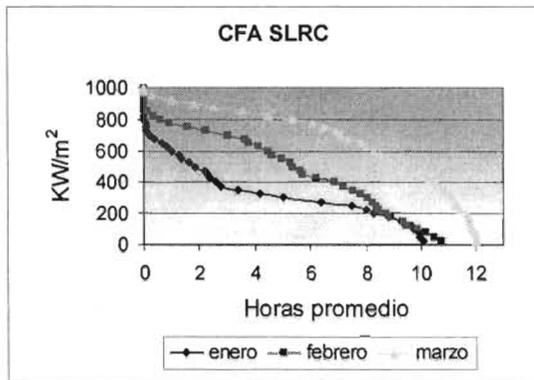


Fig A.9. Curvas de frecuencia acumulada de enero, febrero y marzo en San Luis Río Colorado

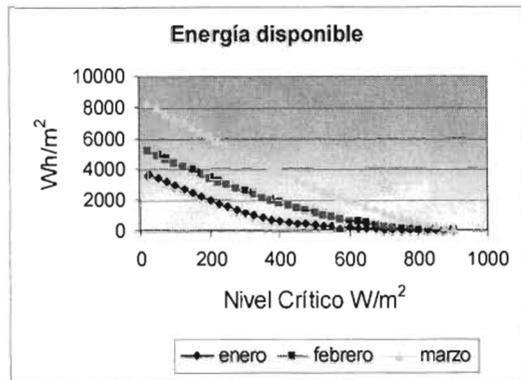


Fig A.10. Energía disponible de enero febrero y marzo en San Luis Río Colorado

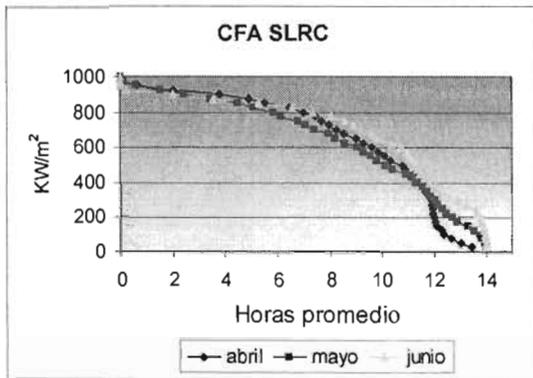


Fig.A.11. Curvas de frecuencia acumulada de abril, mayo y junio San Luis Río Colorado

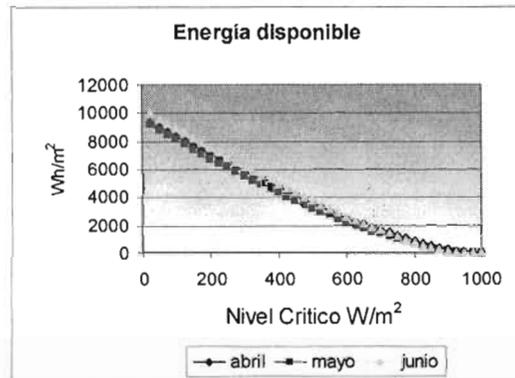


Fig A.12. Energía disponible de abril, mayo y junio en San Luis Río Colorado

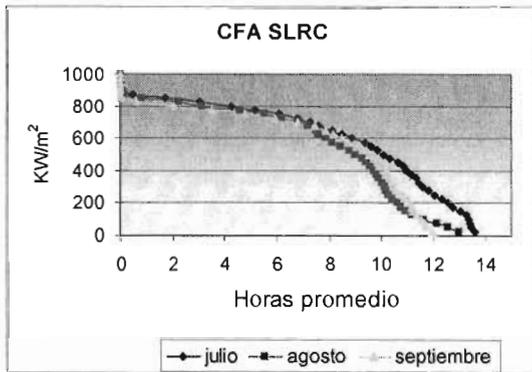


Fig A.13. Curvas de frecuencia acumulada de julio, agosto y septiembre en San Luis Río Colorado

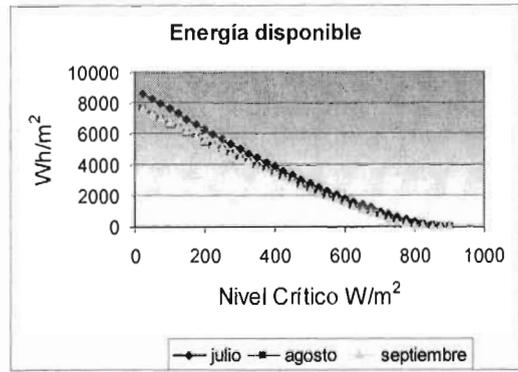


Fig A.14. Energía disponible de julio, agosto y septiembre en San Luis Río Colorado

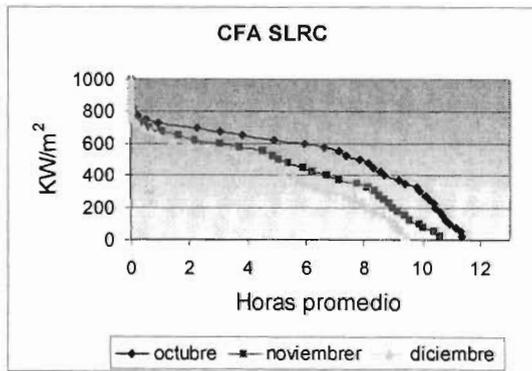


Fig A.15. Curvas de frecuencia acumulada de octubre, noviembre y diciembre en San Luis Río Colorado

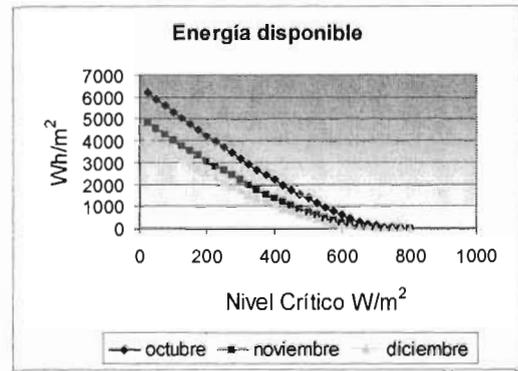


Fig A.16. Energía disponible de octubre, noviembre y diciembre en San Luis Río Colorado

Anexo 2

Declinación en Cerro Prieto

Día	δ														
1	-23.01	48	-12.62	95	5.60	142	20.34	189	22.48	236	10.69	283	-7.72	330	-21.35
2	-22.93	49	-12.27	96	5.99	143	20.54	190	22.36	237	10.33	284	-8.10	331	-21.52
3	-22.84	50	-11.93	97	6.38	144	20.73	191	22.24	238	9.97	285	-8.48	332	-21.67
4	-22.75	51	-11.58	98	6.76	145	20.92	192	22.11	239	9.60	286	-8.86	333	-21.83
5	-22.65	52	-11.23	99	7.15	146	21.10	193	21.97	240	9.23	287	-9.23	334	-21.97
6	-22.54	53	-10.87	100	7.53	147	21.27	194	21.83	241	8.86	288	-9.60	335	-22.11
7	-22.42	54	-10.51	101	7.91	148	21.44	195	21.67	242	8.48	289	-9.97	336	-22.24
8	-22.30	55	-10.15	102	8.29	149	21.60	196	21.52	243	8.10	290	-10.33	337	-22.36
9	-22.17	56	-9.78	103	8.67	150	21.75	197	21.35	244	7.72	291	-10.69	338	-22.48
10	-22.04	57	-9.41	104	9.04	151	21.90	198	21.18	245	7.34	292	-11.05	339	-22.59
11	-21.90	58	-9.04	105	9.41	152	22.04	199	21.01	246	6.96	293	-11.40	340	-22.70
12	-21.75	59	-8.67	106	9.78	153	22.17	200	20.82	247	6.57	294	-11.75	341	-22.80
13	-21.60	60	-8.29	107	10.15	154	22.30	201	20.64	248	6.18	295	-12.10	342	-22.89
14	-21.44	61	-7.91	108	10.51	155	22.42	202	20.44	249	5.79	296	-12.45	343	-22.97
15	-21.27	62	-7.53	109	10.87	156	22.54	203	20.24	250	5.40	297	-12.79	344	-23.05
16	-21.10	63	-7.15	110	11.23	157	22.65	204	20.03	251	5.01	298	-13.12	345	-23.12
17	-20.92	64	-6.76	111	11.58	158	22.75	205	19.82	252	4.61	299	-13.45	346	-23.18
18	-20.73	65	-6.38	112	11.93	159	22.84	206	19.60	253	4.22	300	-13.78	347	-23.24
19	-20.54	66	-5.99	113	12.27	160	22.93	207	19.38	254	3.82	301	-14.11	348	-23.29
20	-20.34	67	-5.60	114	12.62	161	23.01	208	19.15	255	3.42	302	-14.43	349	-23.34
21	-20.14	68	-5.20	115	12.95	162	23.09	209	18.91	256	3.02	303	-14.74	350	-23.37
22	-19.93	69	-4.81	116	13.29	163	23.15	210	18.67	257	2.62	304	-15.06	351	-23.40
23	-19.71	70	-4.41	117	13.62	164	23.21	211	18.42	258	2.22	305	-15.36	352	-23.42
24	-19.49	71	-4.02	118	13.95	165	23.27	212	18.17	259	1.81	306	-15.67	353	-23.44
25	-19.26	72	-3.62	119	14.27	166	23.31	213	17.91	260	1.41	307	-15.96	354	-23.45
26	-19.03	73	-3.22	120	14.59	167	23.35	214	17.65	261	1.01	308	-16.26	355	-23.45
27	-18.79	74	-2.82	121	14.90	168	23.39	215	17.38	262	0.61	309	-16.55	356	-23.44
28	-18.55	75	-2.42	122	15.21	169	23.41	216	17.11	263	0.20	310	-16.83	357	-23.43
29	-18.30	76	-2.02	123	15.52	170	23.43	217	16.83	264	-0.20	311	-17.11	358	-23.41
30	-18.04	77	-1.61	124	15.82	171	23.44	218	16.55	265	-0.61	312	-17.38	359	-23.39
31	-17.78	78	-1.21	125	16.11	172	23.45	219	16.26	266	-1.01	313	-17.65	360	-23.35
32	-17.52	79	-0.81	126	16.40	173	23.45	220	15.96	267	-1.41	314	-17.91	361	-23.31
33	-17.25	80	-0.40	127	16.69	174	23.44	221	15.67	268	-1.81	315	-18.17	362	-23.27
34	-16.97	81	0.00	128	16.97	175	23.42	222	15.36	269	-2.22	316	-18.42	363	-23.21
35	-16.69	82	0.40	129	17.25	176	23.40	223	15.06	270	-2.62	317	-18.67	364	-23.15
36	-16.40	83	0.81	130	17.52	177	23.37	224	14.74	271	-3.02	318	-18.91	365	-23.09
37	-16.11	84	1.21	131	17.78	178	23.34	225	14.43	272	-3.42	319	-19.15		
38	-15.82	85	1.61	132	18.04	179	23.29	226	14.11	273	-3.82	320	-19.38		
39	-15.52	86	2.02	133	18.30	180	23.24	227	13.78	274	-4.22	321	-19.60		
40	-15.21	87	2.42	134	18.55	181	23.18	228	13.45	275	-4.61	322	-19.82		
41	-14.90	88	2.82	135	18.79	182	23.12	229	13.12	276	-5.01	323	-20.03		
42	-14.59	89	3.22	136	19.03	183	23.05	230	12.79	277	-5.40	324	-20.24		
43	-14.27	90	3.62	137	19.26	184	22.97	231	12.45	278	-5.79	325	-20.44		
44	-13.95	91	4.02	138	19.49	185	22.89	232	12.10	279	-6.18	326	-20.64		
45	-13.62	92	4.41	139	19.71	186	22.80	233	11.75	280	-6.57	327	-20.82		
46	-13.29	93	4.81	140	19.93	187	22.70	234	11.40	281	-6.96	328	-21.01		
47	-12.95	94	5.20	141	20.14	188	22.59	235	11.05	282	-7.34	329	-21.18		

