

CAPÍTULO 3. PLANTAS TERMOSOLARES DE TORRE CENTRAL.

Luego de comentar las diversas maneras de aprovechar la energía solar, a continuación este trabajo se enfoca hacia la generación eléctrica, basados en la utilización de la energía solar, por ello se conviene estudiar un poco más sobre los esquemas termoeléctricos, concretamente sobre las plantas solares termosolares de torre central.

Así pues, en este tercer capítulo se muestran los diferentes tipos de plantas solares de torre central, en cuanto a sus características y funcionamiento. De igual manera se inclina por los sistemas de torre central que poseen almacenamiento térmico, y que se abunda sobre el tema.

3.1 CONCEPTOS BÁSICOS.

Las centrales termosolares de torre central para la transformación de energía solar térmica en eléctrica mediante un ciclo termodinámico, consisten en un conjunto de espejos planos llamados helióstatos, distribuidos de forma regular sobre un terreno, ordenados y orientados automáticamente, para que a lo largo del día reflejen la radiación solar directa que incide sobre ellos, en un receptor situado a gran altura sobre el terreno en el que se ubican los espejos, de tal forma que la energía se transporte y se concentre por radiación. Esta energía en forma de calor se transmite a un fluido el cual genera vapor que se expande en una turbina acoplada a un generador para la producción de electricidad.

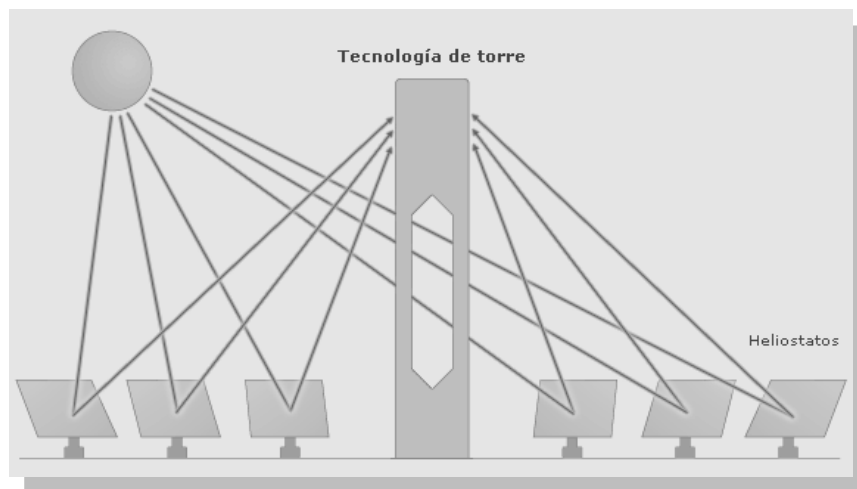


Figura No. 3.1 Funcionamiento de una central solar de torre central.

Fuente: *Abengoa Solar*, Tecnología de torre, 2009.

La constitución de una central de energía solar de torre central para la obtención de electricidad mediante un ciclo termodinámico y generación mediante vapor de agua, se puede clasificar en tres partes:

- a) El concentrador de energía solar (Helióstatos)
- b) El receptor de energía que se comporta como caldera del ciclo termodinámico
- c) Torre

Los helióstatos que tienen la función de captar la radiación solar y dirigirla hacia el receptor y están compuestos de una superficie reflectante (espejos de vidrio), una estructura de soporte y mecanismos de control que permiten orientarlo para ir siguiendo el movimiento del Sol.

El receptor transfiere el calor recibido a un fluido de trabajo (agua, sales fundidas, etc.), el cual es el encargado de transmitir el calor a la siguiente parte de la central termosolar, generalmente a un depósito de agua, obteniéndose vapor a alta temperatura para producir electricidad mediante el movimiento de una turbina.

Por su parte el funcionamiento de la torre es el de dar soporte al receptor, el cual debe situarse a cierta altura sobre el nivel de los helióstatos con el fin de evitar o reducir las sombras y los bloqueos de la radiación solar.

En estos tipos de centrales solares, se puede incorporar un subsistema de almacenamiento de energía, el cual puede proporcionar energía térmica aun en condiciones de nubosidad o de noche para ser transformada en electricidad, incrementando el factor de planta hasta el 70%. Actualmente se usa un tanque de almacenamiento de agua/vapor o sales fundidas que acumula la energía térmica para ser utilizada en otro momento. De igual forma, otra aplicación utilizada para incrementar los factores de planta es la hibridación, que se describe más adelante.

La característica más importante de las centrales solares termoeléctricas de configuración de torre central, consiste en que, todos los subsistemas utilizan tecnologías conocidas; así, el subsistema de conversión de energía térmica del vapor en energía cinética que mueve la turbina, y en electricidad mediante el generador, son de tipo convencional, evitando así la necesidad de un trabajo exhausto de investigación y la reducción de posibles errores.

3.2 CONFIGURACIONES EXISTENTES Y PROPUESTAS.

Cerca del 80% del consumo mundial de la energía eléctrica proviene de los combustibles fósiles y de plantas nucleares. El principio de la generación eléctrica en la mayoría de los

casos es el mismo: energía en forma de calor debida a la combustión de combustibles fósiles o por la fisión nuclear es usada para mover turbinas de vapor y producir corriente eléctrica en los generadores acoplados en las turbinas. Las plantas solares termoeléctricas usan exactamente la misma tecnología, a diferencia de que éstas no queman combustibles, simplemente obtienen el calor de la concentración de la energía solar. En contraste con la energía fósil, la energía solar no está disponible las 24 horas del día, es por ello que

en las plantas solares, se puede generar electricidad durante la noche mediante dos alternativas distintas: acoplar un subsistema de generación mediante la quema de combustibles convencionales (Tecnología Híbrida) o también adoptar un sistema de almacenamiento térmico el cual concentrará el excedente de energía solar térmica durante el día, de forma que esté disponible cuando no hay irradiación solar.

3.1.1 *TECNOLOGÍA HÍBRIDA.*

La tecnología híbrida combina todos los beneficios de una planta solar termoeléctrica con los de una de ciclo combinado; el recurso solar sustituye parcialmente el uso de los combustibles fósiles en estos tipos de plantas las cuales pueden generar electricidad durante las 24 horas del día de una forma más económica que las plantas de ciclo combinado convencionales. El sistema de receptor y concentrador solar de la central solar termoeléctrica puede ser de dos tipos de tecnología: de torre central o de cilindro parabólico. Ambas son tecnologías limpias, maduras y con un extenso historial que demuestran estar preparadas para la instalación a gran escala.

Las plantas de ciclo combinado están conformadas por una turbina de gas, un recuperador de calor y una turbina de vapor. En el caso de una planta solar termoeléctrica híbrida, se utiliza la energía solar como energía auxiliar que permite incrementar el rendimiento del ciclo y disminuir las emisiones al ambiente.

El funcionamiento de una planta solar termoeléctrica híbrida de ciclo combinado, es semejante a la de una planta de ciclo combinado convencional; el combustible, el cual es generalmente Gas Natural, se quema en la cámara de combustión de la turbina de gas, a los gases de escape que se dirigen al recuperador de calor, se mezclan con el calor proveniente del concentrador y receptor solar, con ello se obtiene un aumento en la capacidad de generación de vapor y consecuentemente un incremento de producción de electricidad. Durante la noche se genera solamente con el funcionamiento del ciclo combinado.

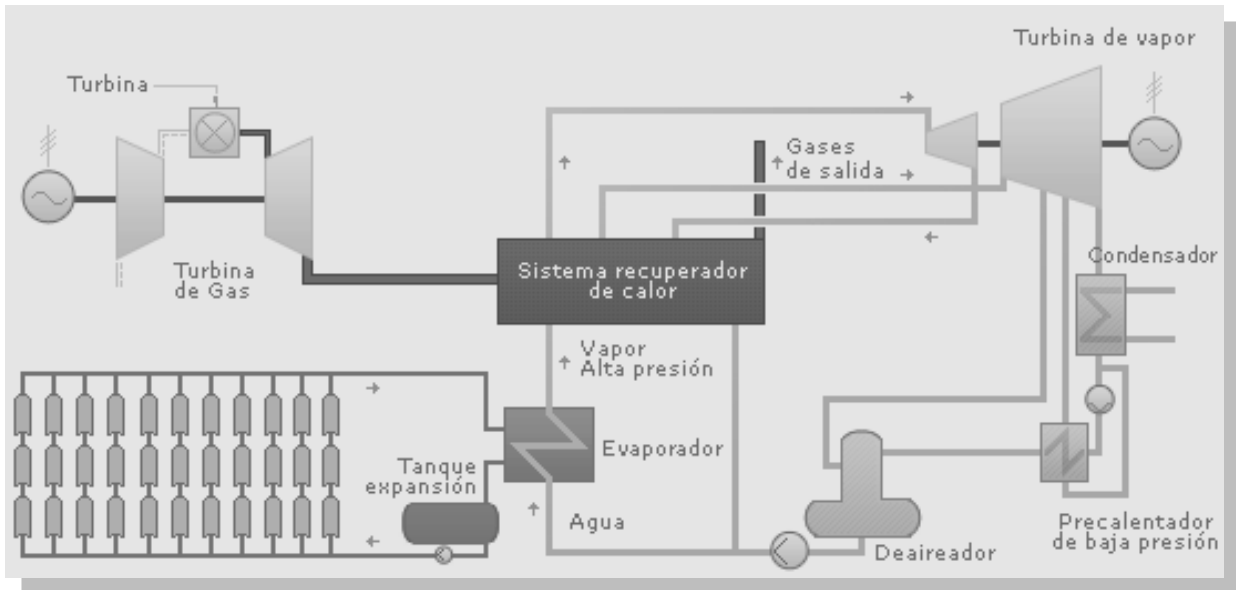


Figura No. 3.2 Funcionamiento de una planta solar termoeléctrica Híbrida de cilindros parabólicos y ciclo combinado.

Fuente: *Abengoa Solar, ISCC (Integrated Solar Combined Cycle), 2009.*

El propósito de esta tesis no contempla un análisis técnico-económico de plantas solares termoeléctricas híbridas es por ello que se enfocará a estudiar sólo plantas de configuración de torre central con y sin almacenamiento térmico.

3.1.2 ALMACENAMIENTO TÉRMICO.

La tecnología más extendida en plantas solares termoeléctricas es el almacenamiento con sales fundidas. Esta tecnología se basa básicamente en la utilización de dos tanques de sales para almacenar energía en forma de calor. Durante un ciclo de carga, las sales líquidas intercambian calor con el fluido procedente del concentrador solar y se almacena en el tanque caliente; durante el ciclo de descarga, el sistema simplemente opera en sentido contrario, calentando el fluido que generará vapor para mover la turbina la cual finalmente producirá electricidad.

Actualmente *Abengoa Solar New Technologies* está construyendo una instalación de demostración de almacenamiento de sales de 8MWh, dicha instalación almacenará el calor procedente de la planta de demostración cilindro parabólico de aceite sintético y alimentará la turbina de la primera Planta solar termoeléctrica comercial de torre central PS10 en la Plataforma solar de Almería en España.

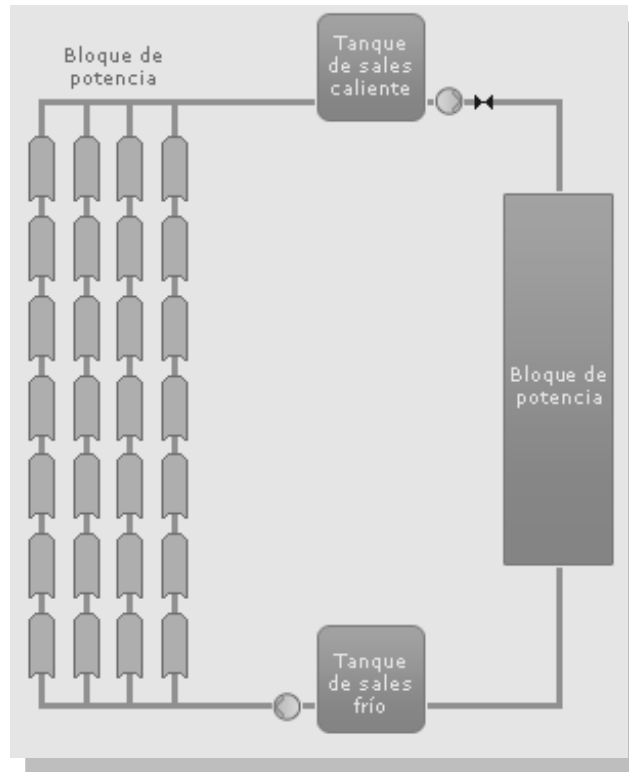


Figura No. 3.3 Sistema de almacenamiento térmico para la PS10.

Fuente: Abengoa Solar, Almacenamiento, 2009.

3.1.3 PLANTAS SOLARES DE TORRE A TRAVÉS DE LA HISTORIA.

A lo largo de casi dos décadas el número de proyectos de plantas termoeléctricas de torre central ha sido muy numeroso, sin embargo, solamente unos pocos se han concretado en la construcción de plantas experimentales (Tabla III.1). Estas centrales se caracterizaron por ser sistemas de demostración de pequeño tamaño, entre 0.5 y 10 MW de potencia de placa, y en su mayoría operaron durante un periodo muy corto en la década de los ochenta, con la excepción de las plantas *TSA* y *Solar Two*, las cuales funcionaron en la década de los noventa y tres de los más importantes sistemas operaron dentro de las instalaciones que *CIEMAT* tiene en la Plataforma Solar de Almería en España. En estas centrales experimentales se han utilizado distintos fluidos térmicos en el receptor, los cuales han sido sodio líquido, vapor saturado o sobrecalentado, sales de nitratos fundidas y aire. Todas ellas pueden ser fácilmente representadas mediante diagramas de bloques, donde las principales variantes están determinadas por los fluidos de transferencia de calor y el subsistema receptor de energía mediante los correspondientes sistemas de intercambio de calor y de almacenamiento de energía o en dado caso de hibridación fósil.

Proyecto	País	Potencia (MW _e)	Fluido de Transferecia Térmica	Medio de Almacenamiento	Comienzo operaciones
SSPS	España	0,5	Sodio Líquido	Sodio	1981
EURELIOS	Italia	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
SUNSHINE	Japón	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
Solar One	EEUU	10	Vapor	Aceite/Roca	1982
CESA-1	España	1	Vapor	Sal Nitrato	1982
MSEE/Cat B	EEUU	1	Nitrato Fundido	Sal Nitrato	1983
THEMIS	Francia	2.5	Sal de Alta Tecnología	Sal de Alta Tecnología	1984
SPP-5	Rusia	5	Vapor	Agua/Vapor	1986
TSA	España	1	Aire	Cerámico	1993
Solar Two	EEUU	10	Nitrato Fundido	Sal Nitrato	1996

Tabla No. 3.1 Centrales de torre experimentales en el mundo.

Fuente: Energía solar termoeléctrica, Dr. Manuel Romero Álvarez, Director Plataforma Solar de Almería-CIEMAT.

El conjunto de las experiencias anteriormente referidas, han servido para demostrar la viabilidad técnica de la las plantas de torre central, cuya tecnología está suficientemente madura como se puede corroborar con las plantas actualmente instaladas en la Plataforma Solar de Almería de las cuales se considera técnicamente posible alcanzar eficiencias térmicas de alrededor del 20% y de hasta un 23% anual con costos de inversión actual en el entorno de los 2.1 €/Wp, principalmente obtenidas de la primera planta comercial de este género, la PS10. En Barstow, California el proyecto Solar Two de 10 MW realizado entre 1996 y 1998 ha demostrado el bajo costo y la viabilidad del uso de las sales fundidas como fluido térmico, sin embargo el sistema no estaba optimizado en todos sus componentes. El almacenamiento térmico formado por dos tanques de 12 m de diámetro y 8 m de altura con una capacidad equivalente a 3 horas y 1400 toneladas de sales pudo demostrar un 97% de eficiencia. También se demostró que operando a carga parcial, se obtuvo el funcionamiento ininterrumpido durante una semana durante una semana las 24 horas del día con ello aumentando el factor de planta considerablemente.

Esta tecnología cobra gran interés cuando se obtienen factores de planta altos y esto se ha demostrado con el proyecto denominado Solar Tres, con una planta de 17 MW de potencia, la cual consta con un sistema de almacenamiento térmico en sales fundidas de 16 horas equivalentes, la cual está siendo promovida por la empresa Ghera en colaboración con Boeing y Bechtel.

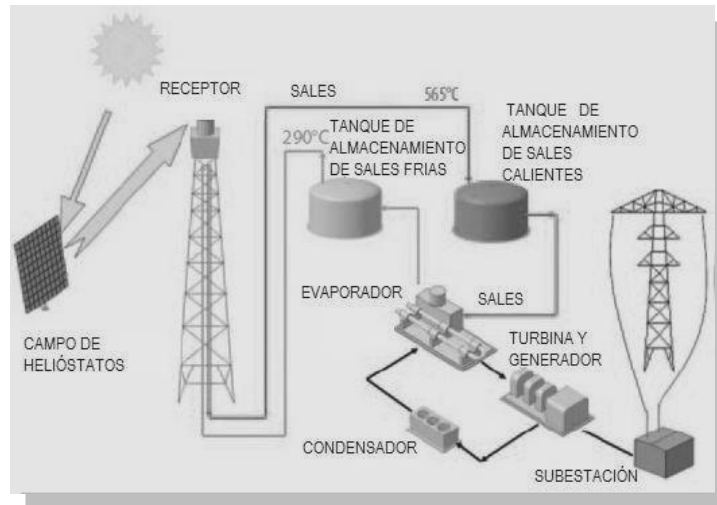


Figura No. 3.4 Funcionamiento de la planta denominada *Solar Tres*.
Fuente: Elaboración propia con datos de *SolarPaces*.

El proyecto *Solar Tres* tiene por objeto explotar en España una planta de demostración a escala comercial de generación eléctrica de 17 MW de potencia nominal a partir de energía solar, mediante la tecnología de campo de helióstatos, torre central, y sistema de almacenamiento de energía con sales fundidas. La instalación tiene la capacidad de hasta un 15% de gas natural o GLP, permite generar aproximadamente 1,025 millones de KWh/año. La planta está constituida por una superficie reflectante de 264,825 m² con un total de 2,750 helióstatos, los cuales direccionan la radiación solar directa al receptor acoplado en una torre a una altura de 120 m. En el receptor se calientan las sales fundidas a una temperatura de 565°C las cuales son llevadas un tanque de almacenamiento.



Figura No. 3.5 Proyecto *Solar Tres* de 17MW.
Fuente: Prospectiva de las Tecnologías Termosolares a Concentración para la Generación de Potencia Eléctrica, Ing. Carlos Ramos Berumen, México 2005.

En Europa se han venido desarrollando dos esquemas de Plantas solares distintas que sin embargo se complementan entre sí: El uso escalonado de plantas solares híbridas con uso de Gas Natural de un bajo riesgo tecnológico y receptor de vapor, y por otra parte, el uso de receptores volumétricos de aire de una enorme sencillez operacional y rangos de temperaturas de trabajo más altos. Los sistemas híbridos ofrecen actualmente costos estimados de producción de la electricidad de origen solar de 0.10-0.15 €/kWh, mientras que por otro lado los sistemas puramente solares alcanzan costos de 0.15-0.20 €/kWh. La implementación de sistemas híbridos es una de las vías para romper las barreras no tecnológicas y reducir con ello la inversión inicial requerida, que impiden la conclusión de un proyecto de demostración comercial.

La empresa *Abengoa* está participando y promoviendo en Sevilla España desde 1999, con participación de *CIEMAT* en el dimensionamiento y la optimización del diseño de la parte solar, la realización de dos proyectos de Plantas Solares termoeléctricas denominadas PS10 y PS20 de 11MW y 20MW respectivamente. La PS10 es actualmente la primera planta comercial de este tipo en el mundo, usa la tecnología de receptor volumétrico de aire y consta de un sistema de almacenamiento térmico en termoclina con lecho cerámico de alúmina (50 minutos al 50% de la carga), los cuales fueron probados satisfactoriamente en las instalaciones de la Plataforma Solar de Almería entre 1993 y 1996.



Figura No. 3.6 PS10 y PS20 de 11MW Y 20MW respectivamente.
Fuente: *Abengoa Solar*, <http://www.abengoasolar.es>

La PS10 cuenta con un total de 624 Helióstatos de 120 m² cada uno (Sanlúcar 120) que concentran la radiación solar directa a un receptor que está acoplado en una torre de 115 m de altura. Este receptor está compuesto por cuatro paneles verticales de 5.5 m de ancho y 12 m de altura, dispuestos en una configuración semicilíndrica y alojados en una cavidad con una apertura cuadrada de 11 m por lado, a la cual se le denomina receptor de cavidad, su interior está revestido de unos refractarios sobre los que se encuentra el circuito de agua.

En condiciones nominales de operación, el receptor es capaz de suministrar 50 MWt de vapor saturado a 257°C y 40 bares de presión, con un rendimiento superior al 92% respecto a la potencia de la radiación incidente.

Esta planta produce alrededor de 24.3 GWh eléctricos anuales los cuales abastecen aproximadamente a 6,000 hogares.

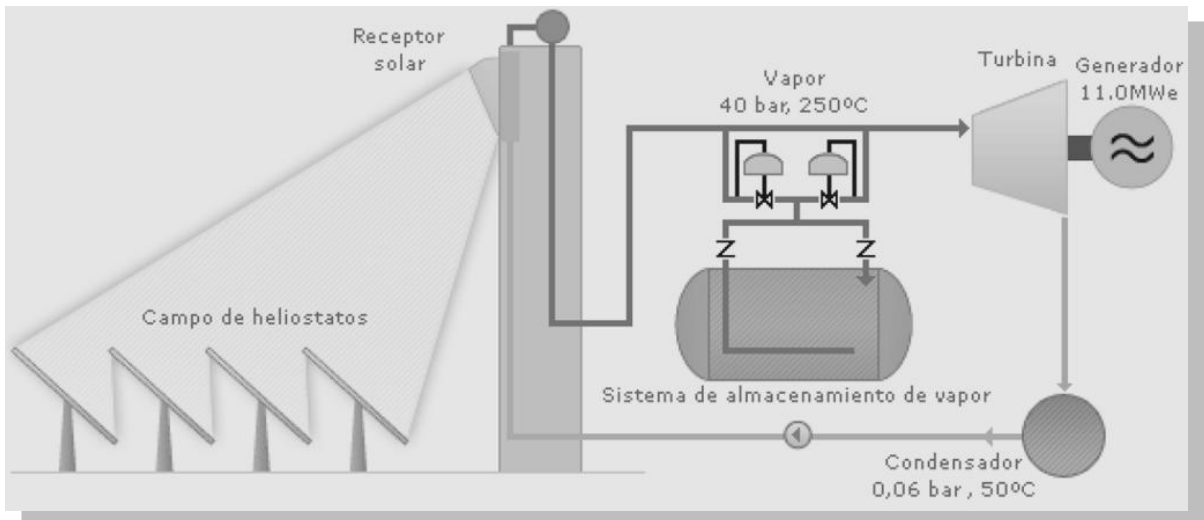


Figura No. 3.7 Funcionamiento de la planta PS10

Fuente: *Abengoa Solar*, Plataforma Solúcar, PS10, la primera torre comercial del mundo, 2009.

La PS20 es una nueva planta comercial de tecnología de torre central de funcionamiento parecido a la PS10. En este caso, está formada por 1255 heliostatos de 120 m² que direccionan los rayos de Sol a torre de 160 m de altura, produce 46.6 GWh al año que alimenta alrededor de 12,000 hogares.

El receptor de la PS20 es de generación directa de vapor saturado, el cual es la evolución directa de la tecnología desarrollada para la PS10.

En el periodo comprendido del 2010 al 2020 están proyectadas plantas de torre central por encima de los 200 MW operando con receptores avanzados (superficies selectas en los tubos del receptor similares a las usadas en los tubos de los receptores de las plantas de

canal parabólico), con sistemas de almacenamiento con 13 horas de capacidad, con eficiencias de planta de alrededor del 20%, además de la mejora en la manufactura de heliostatos y el incremento en la producción anual de estos.

3.3 CUANTIFICACIÓN Y VARIABILIDAD DE POTENCIA.

La evaluación del recurso solar es uno de los parámetros más importantes en esta tecnología, ya que con él se puede determinar el nivel de ingreso que obtendrá una planta solar termoeléctrica. La radiación solar se mide principalmente en kWh/m²-año ó MJ/m²-año. Los estudios del recurso solar, se realizan utilizando bases de datos en los cuales se registran datos como radiación solar y temperatura del lugar estudiado. La radiación solar incidente obtenida en las plantas termosolares está directamente implicada en la producción de electricidad anual, y se trata de la radiación normal incidente o llamada comúnmente como radiación directa, procedente directamente del sol sin tomar en cuenta la radiación indirecta en la que están implicados fenómenos de reflexión, albedos, difusión, etc. A la suma de la radiación directa y la radiación indirecta se le conoce como radiación solar global.

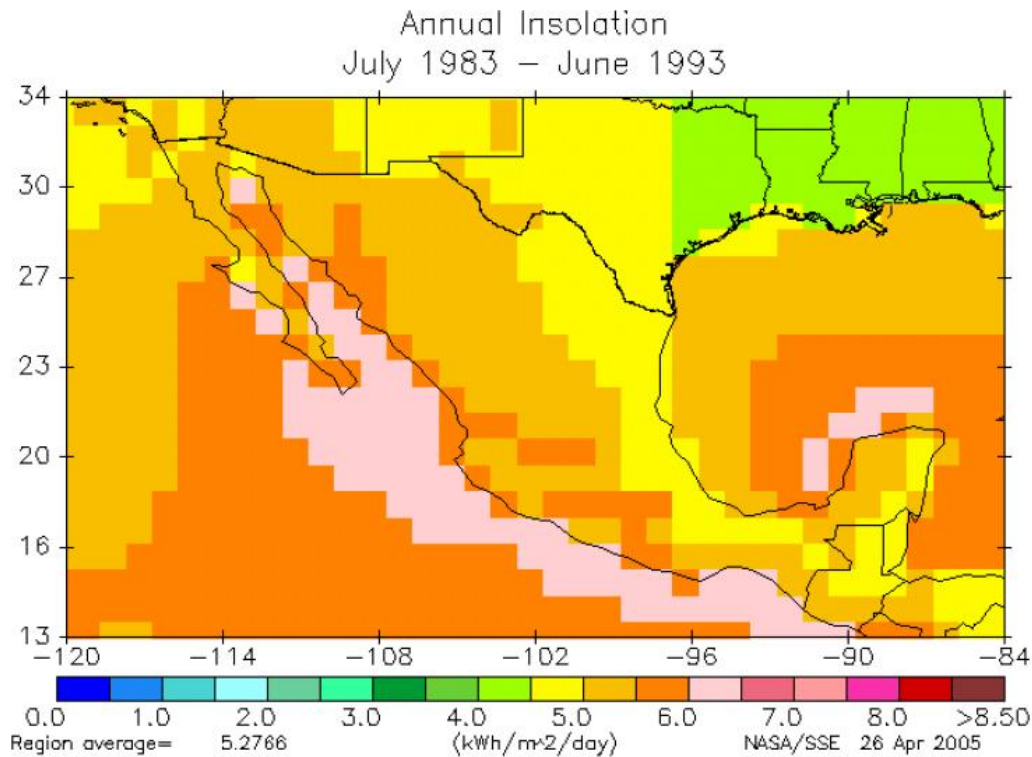


Figura No. 3.8 Mapa obtenido a partir del modelo de la NASA (2005)

Fuente: Visión a Largo Plazo Sobre la Utilización de las Energías Renovables en México, Energía Solar, Centro de Investigación en Energía, UNAM, 2005.

El recurso solar de un lugar se caracteriza en términos de la irradiación incidente sobre una superficie horizontal, que es el parámetro que por convenio se mide en las estaciones meteorológicas. La práctica común para obtener dicho parámetro consiste en utilizar valores horarios sobre superficies del generador a partir de un año meteorológico típico de una estación terrestre; los valores obtenidos en las diferentes bases de datos pueden diferir mucho de una base a otra, sin embargo es necesario decidir cual es la más representativa. Las bases de datos más utilizadas en general son de dos tipos: satelitales y terrestres.

En general las bases de datos satelitales presentan la ventaja por su mayor cobertura espacial. La *NASA (National Aeronautics and Space Administration)* cubre prácticamente a todo el globo terráqueo y *PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System)* cubre sólo las regiones comprendidas de Europa, África y Asia. Estas bases de datos difieren notablemente en su resolución espacial, tan fina por parte de *PVGIS* con resoluciones de 1kmx1km y tan gruesas como de 80kmx100km por parte de la *NASA*, por tanto aunque los valores de la *NASA* sean inferiores a los de *PVGIS*, resulta indicativo el mostrar que lugar es el más asoleado de su entorno. Estos resultados muestran que la mayor elevación sobre el nivel del Mar suele ser causa de mayor asoleamiento, debido a la disminución del espesor de la atmosfera en estos sitios, que debe ser atravesada por los rayos del Sol para alcanzar la superficie terrestre. Actualmente existen centros de investigación que trabajan con bases de datos satelitales los cuales dan una precisión espacial buena y que se considera para el cálculo del recurso solar.

En contraparte las fuentes de información basadas en mediciones terrestres, por su naturaleza, afectan exclusivamente al punto geográfico donde se realizan las mediciones, su extrapolación a otros lugares requiere conocer más detalles de las diferencias entre ellos y es siempre muy susceptible a cometer errores, aun así nos proporcionan un interesante elemento de contraste para validar las bases satelitales acercándose bastante a la realidad.

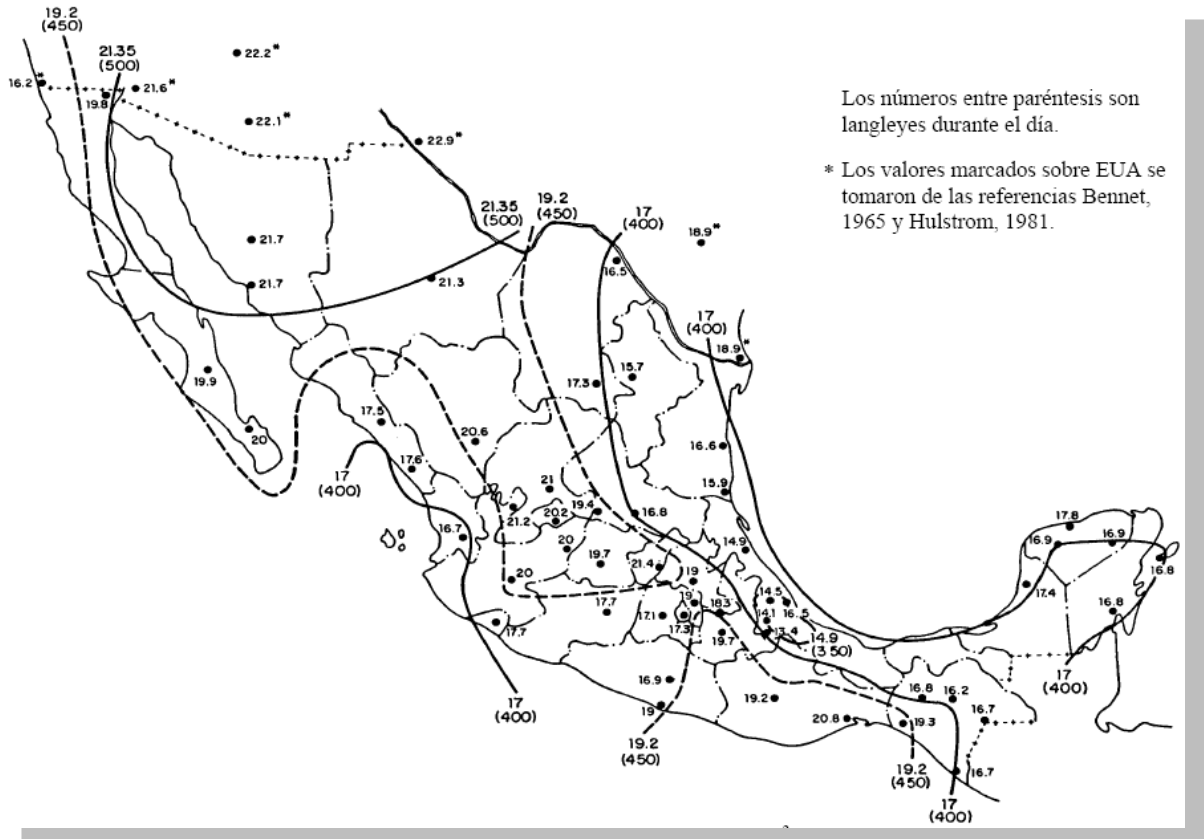


Figura No. 3.9 Promedio anual de irradiación global diaria en MJ/m² obtenidas en bases terrestres.
Fuente: Ingeniería de la Energía Solar II, Instituto de Ingeniería, UNAM, 2003.

En el mapa anterior se observa que las regiones de mayor irradiación en la República Mexicana son Sonora, Chihuahua y el oriente de Baja California. Las regiones mencionadas son las más propicias para ubicar instalaciones termosolares que requieran de una alta incidencia de energía solar: Existen otras dos regiones bastante definidas con más de 19.2 MJ/m² anuales: una abarca una parte de Durango, Zacatecas y Aguascalientes, y otra, la mayor parte de Puebla, Guerrero y Oaxaca.

Asimismo se aprecia que más de la mitad del país recibe en promedio 17 MJ/m² diarios en el año, lo cual significa que en México el uso de la energía solar representa una fuente importante de energéticos para el presente y el futuro, destinándose no solamente para generar electricidad mediante centrales termosolares, si no también para diversas aplicaciones que necesiten de la energía solar.

3.4 DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES.

3.3.1 SUBSISTEMA DE CAPTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR.

3.3.1.1 HELIÓSTATOS.

Los Helióstatos están formados por una serie de espejos planos dispuestos sobre una estructura de soporte; pueden tener diversas geometrías dependiendo fundamentalmente del tipo del receptor que en todo momento deben de seguir el movimiento aparente del Sol, en forma individual mediante células ópticas, o bien, de forma colectiva mediante un software de computadora, el cual puede ser modificado diariamente, permitiendo seguir al Sol aún en días nublados.



Figura No. 3.10 624 Helióstatos Sanlúcar de 120m² C/U reflejan los rayos del Sol hacia la torre de la PS10.
Fuente: ABENGOA SOLAR, <http://www.abengoasolar.es>, 2009.

La energía que se consume para la orientación de los heliostatos es relativamente baja, ya que para una unidad de 50 m² de superficie y 2 Toneladas de peso medio, se ha calculado que son suficientes 60 W.

El concentrador de energía se puede diseñar de varias formas. Una muy común es de tipo de corona circular, en la que los heliostatos van dispuestos según un ordenamiento a base

de anillos concéntricos; en principio se puede suponer que se colocan sin dejar un espacio vacío, dando la sensación de un campo solar continuo, es decir, la superficie de los espejos sería igual a la del terreno sobre la que irá ubicado el concentrador, dicha suposición daría lugar a un rendimiento máximo desde el punto de vista energético, pero no del económico. Por lo tanto, los helióstatos deben de ir dispuestos de tal manera que se mantenga entre ellos unas distancias determinadas, para evitar fenómenos de solapamiento de sombras de unos helióstatos sobre otros.

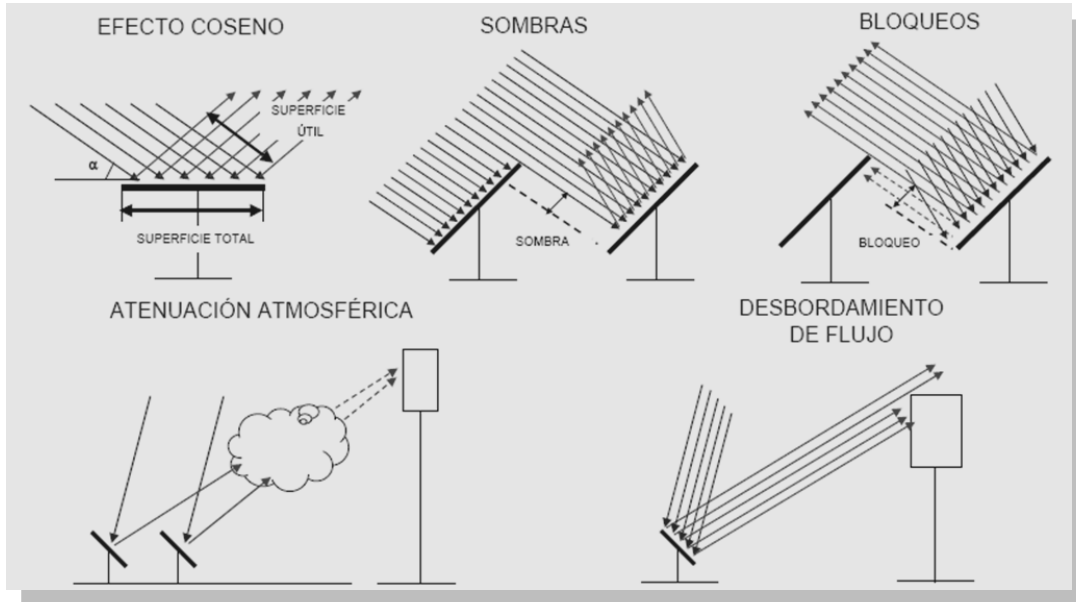


Figura No. 3.11 Fenómenos de Bloqueos en Helióstatos.

Fuente: Energía Solar : Estado actual y perspectiva inmediata, SENER, 2005.

Para poder tener una idea de la energía reflejada se debe de considerar al campo colector de helióstatos como una disposición de anillos planos concéntricos, para ello se han planteado los siguientes modelos de concentrador:

- a) Modelo continuo de espejos infinitesimales, en el que el campo de helióstatos consiste en un círculo y en el centro se encuentra la torre, cada espejo se encuentra individualizado para que pueda cumplir con las leyes de la reflexión.
- b) Modelo de dimensiones finitas, donde se consideran espejos planos cuadrados acomodados en anillos circulares. Cada anillo está formado por un conjunto de helióstatos, de forma que cuando todos estén horizontales, las distancias entre sus bordes son nulas, formándose así un campo continuo de espejos.
- c) Modelo discontinuo de anillos de helióstatos, en los que la distancia radial r entre los anillos es mayor que el ancho l de cada uno.

- d) Se puede considerar también concentradores formados por bandas de anillos, que corresponden con el ancho de un helióstato.

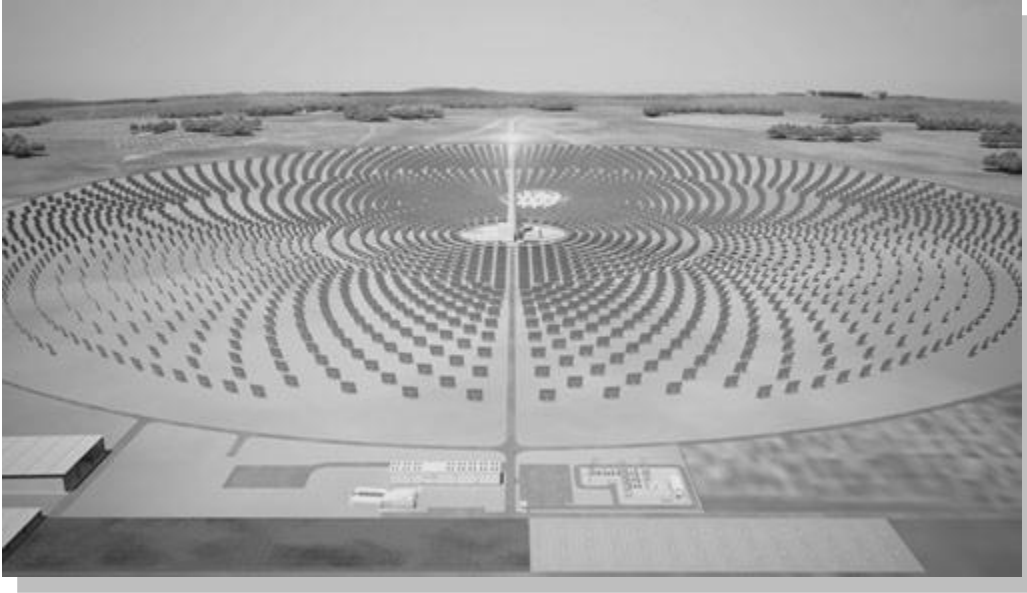


Figura No. 3.12 La planta *Solar Tres* cuenta con un modelo continuo de espejos infinitesimales
Fuente: <http://www.europeanfutureenergyforum.com/>, 2009.

Según sea la posición aparente en la que se encuentre el Sol, los helióstatos pueden interferirse mutuamente, debido al apantallamiento que se pueden ocasionar dos helióstatos si se encuentran muy cerca uno detrás del otro al reflejar la radiación directa del Sol, produciendo un efecto de sombra y reduciendo de esta forma la energía que es posible enviar al receptor. Para reducir estos efectos conviene situar al receptor lo más alto posible sobre el terreno horizontal, que contiene al campo de helióstatos al tiempo que estos están distanciados entre sí.

3.3.1.2 RECEPTOR.

La torre donde va acoplado el receptor puede ir en el centro del campo de los helióstatos, o bien, desplazada hacia el Sur dando lugar al campo de helióstatos en el Norte; el receptor debe estar situado a una cierta altura de la torre de tal manera que se encuentre en el campo visual de los espejos, ya que, entre más elevado se encuentre, se minimiza así los problemas de interferencia y solapamiento entre los espejos vecinos.

Desde el punto de vista de la absorción de la energía, los receptores deben de ser de dos tipos:

- a) De cavidad
- b) De recepción energética exterior

Los de cavidad pueden ser de eje vertical o de eje horizontal, tienen una abertura por la que penetran los rayos solares reflejados por los helióstatos, que deben tener una dimensión mayor que la de los espejos más alejados del campo solar, tomando en cuenta que estos reflejan la luz de forma dispersa. Dentro de la cavidad se obtiene una absorción de alrededor del 95%, y relaciones de concentración que comprenden entre los 300 kW/m² y 3500 kW/m². Esta absorción se consigue mediante una disposición de tubos negros, por cuyo interior circula el fluido de trabajo al cual se pretende calentar, estos tubos deben adaptarse lo mejor posible dentro de la cavidad para así evitar pérdidas de energía al exterior.

Los receptores cavidad de eje horizontal, ofrecen mayores ventajas cuando la altura de la torre es pequeña; en cambio cuando los helióstatos están muy próximos a la torre es conveniente utilizar receptores de cavidad de eje vertical.



Figura No. 3.13 El receptor de la PS10 es de tipo de cavidad.
Fuente: *Abengoa Solar*, <http://www.abengoasolar.com/>, 2009.

Los receptores que no son de cavidad y que por tanto absorben la radiación solar por la parte exterior se diseñan generalmente como volúmenes de revolución, pudiendo ser su eje de simetría de forma vertical u horizontal, de pendiendo de esto la forma del campo de helióstatos. Los tubos absorbentes se disponen en el exterior, formando la superficie lateral del receptor, su inconveniente radica en que la pérdidas térmicas al exterior por convección y radiación son mucho mayores que en los receptores de cavidad, pudiéndose minimizar en parte, con una adecuada preparación de los tubos absorbentes, en los que el fluido de trabajo se calienta, aumentando su entalpia evaporizándose o no; si el fluido no se evapora se lleva a un intercambiador de calor, en donde en contracorriente se vaporiza otro fluido.



Figura No. 3.14 El receptor de la planta Solar Tres es de tipo de recepción exterior.
Fuente: Energía Solar: Estado actual y perspectiva inmediata, SENER, 2005.

Si el fluido que circula por la tubería absorbente del receptor se vaporiza y recalienta en la misma, se puede utilizar directamente en una turbina apropiada, acoplada directamente a un alternador. El vapor se condensará a la salida de la turbina y mediante un sistema de bombeo se introduce de nuevo al fluido del receptor para ser calentado de nuevo y con ello cerrando el ciclo termodinámico. De esta forma pueden lograrse vapores recalentados a presiones comprendidas entre las 100 Atm y 150 Atm, y temperaturas del orden de 550°C como en cualquier central termoeléctrica convencional.

La refrigeración en la conversión termodinámica presenta un problema especial en la liberación de calor, ya que por cada 100 MW de potencia obtenida de necesitan máximo 20,000 m³ de agua para refrigeración por hora según sea el tipo de torre de enfriamiento

utilizado, es por ello que se tiene la necesidad de obtener este caudal, lo cual restringe notoriamente la elección de los lugares a instalarse debido a que es conveniente instalarlas en desiertos o tierras semiáridas con mayor insolación.

3.3.2 SUBSISTEMA DE GENERACIÓN.

El gran interés de las plantas solares termoeléctricas radica principalmente en su similitud con las plantas termoeléctricas convencionales, como las de carbón o gas por ejemplo. Consecuentemente, la energía solar actúa solamente como un combustible en un ciclo termodinámico usual. Luego, por las características de producción de cada planta, hay ciclos termodinámicos de mejor elección que otros. Para las plantas termosolares se pueden citar algunos datos de interés de tres ciclos distintos: el ciclo Rankine, el ciclo orgánico de Rankine y la integración de un ciclo combinado de gas para el caso de plantas Híbridas. También se ha contemplado la posibilidad de integrar un campo solar a la producción de una planta de carbón, con el mismo concepto que para las plantas híbridas de ciclo combinado de gas.

La mayoría de las plantas termosolares actuales emplean para su funcionamiento un Ciclo Orgánico de Rankine. El campo colector sigue diariamente al Sol para reflejar los rayos al concentrador y con ello calentar el fluido de trabajo, este fluido llega a una serie de intercambiadores en el bloque de potencia donde se produce comúnmente vapor sobrecalentado a alta presión, luego, el vapor es suministrado a una turbina de vapor con recalentamiento convencional para generar electricidad. El vapor de salida es condensado en un condensador estándar y vuelve a los intercambiadores de calor por bombas de condensado y agua para volver a ser transformado en vapor, este sistema es usado plantas solares que utilizan un fluido de trabajo distinto al agua en el concentrador térmico. Para plantas con generación directa de vapor, como es el caso de la *PS10*, la idea es llevar directamente el vapor producido hacia la turbina sin necesidad de utilizar intercambiadores de calor.

Las plantas solares pueden funcionar hasta 12 horas los días de verano. Sin embargo, la productividad baja mucho en invierno. Una solución a este problema es la del almacenamiento de energía, y del mismo modo hacer híbrida la planta utilizando Gas natural para suplementar el campo solar.

En cambio en los sistemas de Ciclo Combinado Solar Integrado por sus siglas en inglés /SCCS, el calor solar se utiliza para suplementar el calor de escape de la turbina, permitiendo con ello aumentar la generación de potencia del ciclo de vapor Rankine. En este

diseño el calor solar se utiliza para generar vapor adicional y los gases de escape de la turbina se emplean para el precalentamiento y sobrecalentamiento del vapor. Este concepto tiene particular interés en las regiones donde ya se han construido plantas con ciclos combinados de gas.

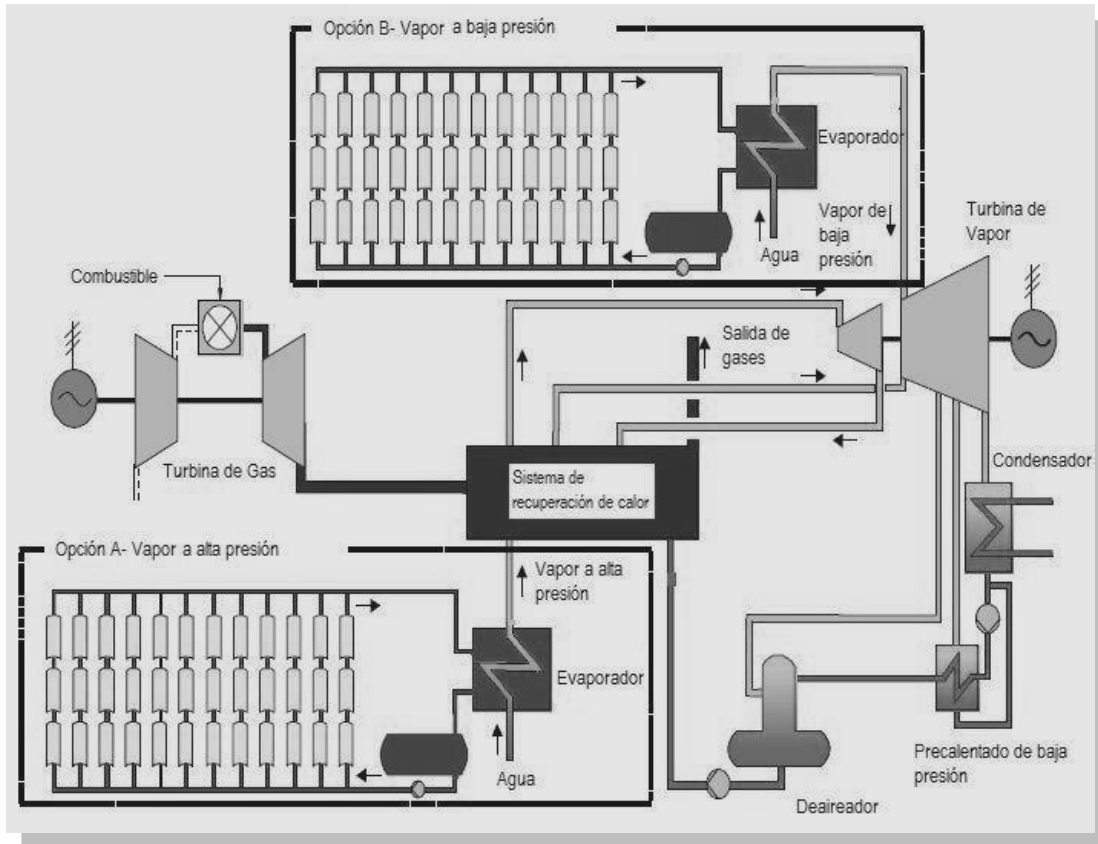


Figura No. 3.15 Ciclo Combinado Solar Integrado aplicado a una planta solar de Cilindros Parabólicos.
Fuente: Solar Parabolic Trough, *SolarPaces*, 2009.

Por otra parte los Ciclos Orgánicos de Rankine suelen usarse comúnmente para aplicaciones de baja temperatura, como es el caso de la Geotermia que resultan de eficiencias bajas, sin embargo, pueden ser diseñados para trabajar a temperaturas más altas y conseguir con ello mejores eficiencias. Los Ciclos Orgánicos de Rankine emplean fluidos orgánicos (Hidrocarburos) seleccionados para acomodarse con las temperaturas de las fuentes de calor y frío seleccionadas. Este Ciclo se pretendió utilizar a principios del año 2000 y finalmente se montó una planta de prueba de 1 MWe en Saguaro por parte Solargenix en los Estados Unidos de América, obteniéndose las siguientes ventajas:

- Los Ciclos orgánicos de Rankine trabajan temperaturas más bajas que los Ciclos convencionales de Rankine de vapor consecuentemente se pueden usar fluidos de trabajo más baratos como es el caso del Caloria HT-43.

- El operar a temperaturas más bajas supone menos desgaste en los componentes del ciclo y consecuentemente menos costos asociados (como por ejemplo receptores más baratos).
- Para la limpieza podría llegar a no usarse agua porque el enfriamiento podría hacerse con aire en vez del vapor húmedo de las plantas con un ciclo de vapor de Rankine.
- Los Ciclos Orgánicos de Rankine pueden ser operados remotamente de manera sencilla en comparación de los ciclos Rankine de Vapor.

También existen varias desventajas en Ciclos Orgánicos de Rankine que aun pesan sobre esta tecnología. El primer problema y el más importante es que la eficiencia de estos ciclos llega como máximo a 22.5% de conversión térmica a electricidad neta mientras que los ciclos Rankine de vapor suelen obtener una conversión del orden del 35%, además de que el uso del aire para el sistema de enfriamiento significa un impacto negativo en los lugares de mucho calor como suele ser donde se construyen estas plantas solares termoeléctricas.

El almacenamiento térmico en dos tanques y su uso para extender las horas de funcionamiento de la turbina de vapor durante periodos en los que ya no hay luz solar es una de las principales ventajas asociadas a las plantas solares termoeléctricas, y al mismo tiempo para justificar el costo de una planta de esta naturaleza que no funciona las 24 horas del día. Sin embargo, se requiere de una turbina de vapor que se use solamente en este proceso y alcance las altas demandas de eficiencia y produzca con ello ganancias económicas crecientes. La turbina de una planta solar termoeléctrica está diseñada para ocuparse de los momentos de arranque y parada rápidos, los cuales son necesarios para permitir la desactivación nocturna de la planta. Actualmente en la industria ya se han aplicado el uso de turbinas de última generación las cuales usan la idea del recalentamiento para mejorar la eficiencia en los Ciclos termodinámicos Rankine, aparte de reducir el costo de generación y minimizar problemas relacionados con la erosión/corrosión y humedad de la turbina de baja presión (LP).

Históricamente en el proyecto Nevada *Solar One* el vapor fue generado gracias a un intercambiador de calor a más de 370°C y a una presión de 85.05 Atm, tras pasar por la turbina de alta presión (HP) fue transportado de vuelta al generador de vapor para el recalentamiento del mismo y con ello alcanzar de nuevo los 370°C. Esto reducía aun más la temperatura del aceite del subsistema de concentración y con ello mejoraba la eficiencia cíclica general de la planta. El vapor recalentado pasaba por la turbina de baja presión (LP) para generar aun más energía; entonces, entraba en un condensador de vacío en el que vapor sobrante se condensaba para ser devuelto al generador de vapor de nuevo, como ya se ha mencionado el cuidadoso uso del agua es vital teniendo en cuenta las condiciones de

los lugares desérticos en los que son factibles la instalación de plantas solares. Para complementar el ciclo existe una pequeña caldera auxiliar de combustión de gas Natural, que era usada cuando la radiación solar no estaba disponible o durante la limpieza de los helióstatos. La Turbina de vapor va acompañada de un generador que producía electricidad a 13.8 KWh a una frecuencia de 60 Hz, la tensión eléctrica se elevaba gracias a un transformador que la distribuía a la red a 230 KW desde la enorme zona de distribución.

3.3.3 SUBSISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y RECUPERACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA.

El almacenamiento de energía en las plantas solares termoeléctricas comprende métodos y equipos utilizados para almacenar principalmente calor, frío o potencia. Existe un amplio campo de posibilidades para su aplicación, pero sin embargo todas ellas están sujetas a ciclos de carga y descarga. Debido a la naturaleza intermitente de la radiación solar como fuente de energía, tanto en los periodos de excedentes de energía captada como en los de baja demanda de vapor en el ciclo, existen una serie de problemas operacionales como lo que se citan a continuación:

- a) Producción energética variable en función del día y hora considerados
- b) Ausencia de producción fuera de las horas de Sol
- c) Planta no disponible en periodos o días de mal tiempo
- d) Problemas transitorios debidos a la alternancia de Sol-Nubes, del día y la noche
- e) Desequilibrio entre la disponibilidad de la planta y la demanda de la red

Por lo tanto es de gran utilidad y en algunos casos es muy conveniente almacenar energía para evitar alteraciones en el suministro de electricidad, poder extender el almacenamiento térmico más allá de las horas en las que se disponga de energía solar suficiente para producirlo o para trasladar los picos de producción según las necesidades, principalmente en los momentos en que las tarifas son máximas si de producción de electricidad se trata.

Hay diferentes modos de almacenamiento que se pueden aplicar a la energía solar pero sólo algunos son realmente viables hoy en día, ya que su complejidad o su alto costo impiden que sea rentable su uso comercial. Para el caso de las plantas solares termoeléctricas es redituable el uso del almacenamiento térmico en forma de calor sensible, calor latente en materiales con cambio de fase o en reacciones químicas reversibles; la elevación mediante bombeo sería también posible pero generalmente los sitios favorables a la implementación de plantas solares termoeléctricas no son idóneos para este tipo de almacenamiento.

Una parte de la energía térmica que contiene el fluido de trabajo puede ser desviada a un sistema donde puede ser almacenada para ser utilizada posteriormente; un almacenamiento fiable y de buen rendimiento es una condición importante para que funcione una planta solar termoeléctrica.

El almacenamiento térmico más utilizado en la actualidad es el de dos tanques, uno frío y el otro caliente que consiste en que cada uno pueda contener la totalidad del fluido de trabajo, el cual se puede encontrar a temperaturas altas y presiones elevadas. El tanque caliente se carga con el fluido de trabajo desde el concentrador del campo solar, este a su vez descarga el tanque frío el cual queda vacío. La descarga se produce al recuperar el calor extraído del fluido de trabajo del tanque caliente que lo contiene y una vez enfriado se manda al tanque frío siguiendo el proceso en sentido inverso. Este tipo de almacenamiento térmico es imprescindible cuando se utiliza un fluido de conductividad térmica elevada como puede ser el caso de las sales fundidas o el sodio.



Figura No. 3.16 Sistema de almacenamiento de sales fundidas utilizado en la planta *Solar Tres*
Fuente: Situación actual de proyectos termoeléctricos a escala mundial, ARIES Ingeniería y Sistemas, 2008.

Las sales fundidas utilizadas como fluido de almacenamiento se han utilizado constantemente en plantas solares de tipo de torre central. De igual forma pueden ser utilizadas en plantas con tecnología de cilindros parabólicos. Esta tecnología ya es bastante empleada en otras áreas de la energía solar termoeléctrica y resulta barata, con la posibilidad de trabajar a temperaturas altas y presiones elevadas.

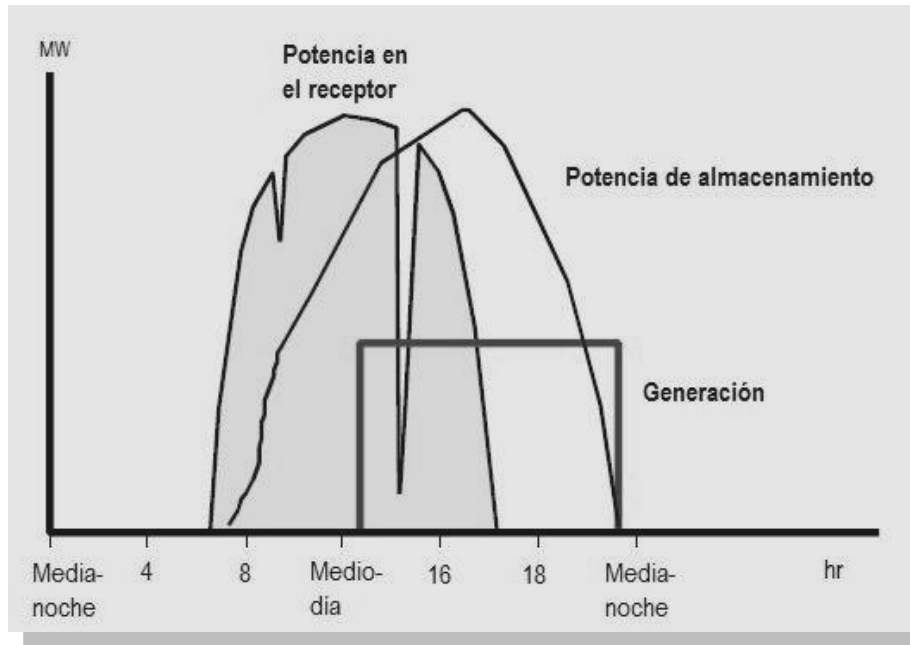


Figura No. 3.17 Despachabilidad de una planta de torre central con almacenamiento de sales fundidas
Fuente: Solar Power Tower, *SolarPaces*, 2009.

La despachabilidad de electricidad a partir del almacenamiento de sales fundidas en una planta de torre central se ilustra en la Figura, y muestra la capacidad de despachamiento de electricidad en un día típico, además de la intensidad solar, la energía almacenada en el tanque caliente, energía eléctrica y la producción en función de la hora del día. En este ejemplo, la planta solar termoeléctrica inicia el almacenaje de energía térmica en el tanque caliente poco después de la salida del sol, acumulando una parte de la energía en el depósito durante el día. En respuesta a una demanda pico de carga en la red, la turbina es conectada a la línea a la 1:00 PM y continúa generando electricidad hasta el 11 PM. Debido al almacenamiento, la potencia de salida de la turbina del generador se mantiene constante a pesar de las fluctuaciones en la intensidad solar y hasta que toda la energía almacenada en el tanque de agua caliente se agote. El almacenamiento de energía y la despachabilidad son muy importantes para el éxito de la tecnología de torre central en una planta solar termoeléctrica, y mediante las sales fundidas se cree que es la clave para el almacenamiento de energía rentable, además de que por las noches baja la temperatura del medio ambiente y por lo tanto se tiene una mejor eficiencia térmica en el sistema como resultado de un intercambio de calor dado entre una fuente caliente y una fría descrita por la eficiencia de Carnot.

Históricamente en la planta *CESA-1* de la Plataforma Solar de Almería se experimentó con una mezcla de sales compuestas por KNO_3 a 53%, NaNO_2 al 40% y NaNO_3 a 7% en dos tanques de almacenamiento, el frío a 220°C y el caliente a 340°C . Los tanques tenían un

volumen de 200 m³ cada uno, estaban fabricados de acero A-285 de grado C de 10 mm de espesor, la presión de diseño era de presión a 2 bar y temperatura a 340°C. Una sobrepresión de 0.5 bar estaba dada por el gas inerte necesario para evitar la degradación de las sales fundidas al contacto con el aire. El tanque frío estaba dispuesto de un serpentín interior acoplado a una caldera auxiliar utilizado para la fusión de las sales al momento del llenado inicial. Las 260 toneladas de sales fundidas tenían una capacidad máxima de almacenamiento de 12.7 MWt y las eficiencias térmicas de carga y de descarga eran respectivamente de 90% y 91%.

En la planta de Themis en Francia también se utilizaron las mismas sales fundidas que en la *CESA-1* con un rango de temperaturas de trabajo de 250°C a 450°C; el volumen total de las sales era de 537 toneladas para 40 MWt entre los dos tanques, y la eficiencia diaria del ciclo era del 95%.

Finalmente, el más grande de los sistemas de almacenamiento de este tipo fue el del proyecto llamado Solar Two con la capacidad de producir electricidad durante más de tres horas a plena carga o trabajar una carga más pequeña durante mayor tiempo. Se utilizaron dos tanques con una capacidad de almacenamiento de 107 MWt, el tanque frío era de acero de carbono ya que las sales a 290°C son poco corrosivas y el tanque caliente de almacenamiento era de acero inoxidable para hacerle frente a la corrosión debida a las altas temperaturas que oscilaban entre los 560°C. En el montaje de los tanques se procuró evitar el uso de las bridas para las tuberías, procediéndose a soldar la mayor parte de las uniones exteriores con el fin de reducir las pérdidas térmicas y las fugas de las sales al mismo tiempo. En total se utilizaron 1350 toneladas de sales fundidas formadas por un 60% de Nitrato Sódico y el 40% restante de Nitrato Potásico. Esta sal se funde y se solidifica en el rango de 204- a 220°C y es estable a temperaturas cercanas a los 600°C. La eficiencia de este sistema de almacenamiento llegó casi al 99%.

El almacenamiento térmico con sales fundidas en dos tanques en plantas solares termoeléctricas tiene cierto riesgo ya que no se puede trabajar a temperaturas relativamente bajas (menores a los 400°C) ya que teniendo en cuenta que los rendimientos que penalizan el almacenamiento (intercambiador de calor y el propio almacenamiento) se puede reducir la generación anual, por lo que habrá que tenerlo en cuenta a la hora de estimar la producción.

3.5 EFICIENCIAS DE OPERACIÓN DE COMPONENTES.

La energía producida por una central solar termoeléctrica es menor que la energía solar que incide sobre el campo solar, debido a una serie de pérdidas energéticas asociadas al diseño

y operación de la central que determinan su eficiencia. Al final del periodo de construcción y como condición previa a la entrega de la central, se realiza una prueba de rendimiento para la aceptación de la instalación, con posibilidad de rechazar con llave en mano el proyecto si no se cumple con los parámetros establecidos.

La eficiencia de estas plantas es estable desde el primer año de explotación y se obtiene a partir de una serie de variables como lo son la radiación solar y parámetros meteorológicos que forman parte del año meteorológico típico “TMY2” al cual se le adjudican una serie de pérdidas.

Las pérdidas más comunes y predecibles en una planta solar son las siguientes:

- Pérdidas por la modificación del ángulo de incidencia.
- Pérdidas por sombras.
- Pérdidas por polvo en el ambiente y suciedad en tubos y espejos.
- Pérdidas de calor en las tuberías del concentrador solar.
- Pérdidas por reflectividad del espejo.
- Pérdidas por el factor de concentración.
- Pérdidas por error de seguimiento y precisión geométrica.
- Pérdidas por absorción del concentrador.
- Pérdidas de calor en la tubería del concentrador.
- Pérdidas en el intercambiador de calor.
- Pérdidas de calor en el sistema de almacenamiento (si se tiene).
- Pérdidas por eficiencia en la turbina.
- Pérdidas por el tiempo de arranque de la turbina.
- Pérdidas eléctricas.
 - a) Pérdidas en el cableado.
 - b) Pérdidas en los transformadores.
 - c) Pérdidas en la línea y/o subestación.
- Disponibilidad de cada subsistema en toda la planta solar.
- Entre otras.

En los contratos de construcción “Llave en mano” requeridos para este tipo de instalaciones, se solicita una garantía durante un periodo de dos a tres años de al menos un 90% de rendimiento total de la planta y de esta forma se cubre el riesgo de rendimiento es la central.

Estos contratos “Llave en mano” se estructuran con formas de pago contra avales de anticipo, fiel cumplimiento y garantía, límites de penalización en retrasos y posibilidad de rechazo de la obra si se alcanza un límite máximo de penalizaciones.

3.6 CUANTIFICACIÓN DE CAPACIDADES.

A continuación se presentan las características más importantes de los proyectos de tecnología de torre central que actualmente están operando así como sus respectivos cálculos:

a) *PS10: 11 MW*

Especificaciones:

Localización:	Sanlúcar M. (Sevilla), Lat 37.4°, Lon 6.23°
Potencia Nominal:	11.02 MWe
Tecnología del Receptor:	Vapor saturado
Tecnología de almacenamiento térmico:	Agua/vapor
Capacidad del almacenamiento térmico:	15 MWh, 50 min al 50% de carga
Temperatura y presión de trabajo:	257 °C y 40 bares
Potencia térmica del receptor:	50 MW
Altura de la torre:	115 m
Ocupación de terreno:	60 ha
Producción anual de electricidad:	24.3 GWh/año que alimentará a 6,000 hogares.

Cálculos:

Energía máxima que se podría generar las 24 hrs y los 365 días del año:

$$(11.02MW_e)(24hr)(365días) = 96.5352 \times 10^3 MWh / año$$

Energía que se podría generar sólo durante el día (12 hrs) los 365 días del año:

$$(11.02MW_e)(12hr)(365días) = 48.2676 \times 10^3 MWh / año$$

Energía que se podría generar durante un cuarto de día aprovechable (6 hrs) los 365 días del año:

$$(11.02MW_e)(6hr)(365días) = 24.1330 \times 10^3 MWh / año$$

Producción anual de electricidad del almacenamiento térmico:

$$(24.3 \times 10^3 \text{ MWh/año}) - (24.133 \times 10^3 \text{ MWh/año}) = 0.1662 \times 10^3 \text{ MWh/año}$$

Factor de planta:

$$F.P. = \frac{24.3 \times 10^3 \text{ MWh/año}}{96.5352 \times 10^3 \text{ MWh/año}} (100) = 25.17\%$$

Eficiencia:

$$\eta = \frac{11 \text{ MW}_e}{50 \text{ MW}_t} (100) = 22\%$$

b) PS20: 20 MW

Especificaciones:

Localización:	Sanlúcar M. (Sevilla), Lat 37.4°, Lon 6.23°
Potencia nominal:	20MW _e
Potencia térmica del receptor:	50MW _t
Tecnología del Receptor:	Vapor saturado
Heliostatos Sanlúcar 120:	1255 heliostatos de 120 m ² cada uno
Altura de la torre:	160 m
Ocupación de terreno:	90 ha
Producción anual de electricidad:	48.6 GWh/año que alimentarán alrededor de 12000 hogares

Cálculos:

Energía máxima que se podría generar las 24 hrs y los 365 días del año:

$$(20 \text{ MW}_e)(24 \text{ hr})(365 \text{ días}) = 175.2 \times 10^3 \text{ Mwh/año}$$

Energía que se podría generar sólo durante el día (12 hrs) los 365 días del año:

$$(20MW_e)(12hr)(365días) = 87.6 \times 10^3 \text{ MWh/año}$$

Energía que se podría generar durante un cuarto de día aprovechable (6 hrs) los 365 días del año:

$$(20MW_e)(6hr)(365días) = 43.8 \times 10^3 \text{ MWh/año}$$

Factor de planta:

$$F.P. = \frac{48.6 \times 10^3 \text{ MWh/año}}{175.2 \times 10^3 \text{ MWh/año}}(100) = 27.73\%$$

Eficiencia:

$$\eta = \frac{20MW_e}{50MW_t}(100) = 40\%$$

c) SOLAR TRES: 17 MW

Especificaciones:

Potencia nominal:	17MW _e
Potencia Térmica del Receptor:	120 MW _t
Potencia de la Caldera de GN:	16 MW _t
Radiación solar normal directa anual:	2,062 kWh/m ²
Energía anual vendida:	105,566 MWh _e
Factor de Capacidad:	71
Producción a partir de GN:	15%
Capacidad de Almacenamiento Térmico:	15 horas
Altura de la Torre:	120 m
Superficie Total del Campo de Helióstatos:	142.31 Ha
Número de heliostatos:	2,750
Superficie Reflectante de Helióstatos:	26,4825 m ²

Cálculos:

Energía máxima que se podría generar las 24 hrs y los 365 días del año:

$$(17MW_e)(24hr)(365días) = 148.92 \times 10^3 MWh / año$$

Energía que se podría generar sólo durante el día (12 hrs) los 365 días del año:

$$(17MW_e)(12hr)(365días) = 74.46 \times 10^3 MWh / año$$

Energía que se podría generar durante un cuarto de día aprovechable (6 hrs) los 365 días del año:

$$(17MW_e)(6hr)(365días) = 37.23 \times 10^3 MWh / año$$

Producción anual de electricidad sólo de energía solar:

$$(105.566 \times 10^3 MWh / año)(.85) = 89.7311 \times 10^3 MWh / año$$

Producción anual de electricidad del almacenamiento térmico:

$$(105.566 \times 10^3 MWh / año)(.85) - (37.23 \times 10^3 MWh / año) = 52.5011 \times 10^3 MWh / año$$

Factor de planta:

$$F.P. = \frac{89.7311 \times 10^3 MWh / año}{148.92 \times 10^3 MWh / año} (100) = 60.25\%$$

Eficiencia:

$$\eta = \frac{17MW_e}{120MW_t} (100) = 14.16\%$$

Factor de planta incluyendo Gas Natural:

$$F.P. = \frac{105.566 \times 10^3 MWh / año}{148.920 \times 10^3 MWh / año} (100) = 70.88\%$$

Habiendo descrito y reconociendo los subsistemas que comprenden las centrales solares termoeléctricas en este capítulo, se seleccionará una configuración para su estudio económico y operacional en el capítulo siguiente: "Evaluación económica de plantas termosolares de torre central".