



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

**Análisis de Plantas Solares Termoeléctricas con y sin
Almacenamiento de Energía**

Tesis Profesional

Que para obtener el título de:

Ingeniero Eléctrico y Electrónico

PRESENTAN:

Marco Antonio Martínez Martínez

Ulises Jesús Villagrán Chavarín

Director de Tesis: Dr. Arturo Guillermo Reinking Cejudo



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.

Agradecimientos:

Primero, deseo agradecer a mi madre, a mi padre y a mi hermana, que gracias a su apoyo incondicional he logrado cumplir las metas que me he trazado. Agradezco su ejemplo, dedicación y cariño, mismos que han permitido fortalecerme y crecer como persona, y hoy finalmente me encuentro en la posibilidad de presentarles este trabajo que simboliza un esfuerzo en conjunto, pues todo lo he logrado es por y para ellos. Gracias.

Al Dr. Arturo Reinking Cejudo por la orientación, apoyo y dirección en la elaboración de este trabajo de tesis.

A mi compañero Ulises, ya que el esfuerzo e interés mostrado para la realización de la tesis me motivaron a poner el mismo empeño y entusiasmo.

A mi familia, tías, tíos, primas y primos que siempre estuvieron a mi lado, mostrando interés por mi trabajo, teniendo siempre palabras de aliento y motivación.

A todos mis compañeros de escuela y profesores, que gracias a la convivencia que tuvieron conmigo, me permitieron tener momentos de estudio, diversión y aprendizaje, que nunca se olvidan y me es grato recordar, pues forman parte de lo que soy como individuo.

Finalmente, pero no menos importante, a mis sinodales de tesis, que con sus consejos y comentarios ayudaron a afinar nuestro trabajo de tesis.

Marco Antonio Martínez Martínez

A mi madre, Margarita.

Porque a ti te debo todo lo que soy; por todo tu apoyo, tu ejemplo, tu cariño y sacrificios los cuales no encontraré jamás la forma de pagarte.

A mi padre, Jesús.

Por tus consejos y los gratos momentos que pasamos juntos.

A mi hermano, Israel.

Por tu compañía y por compartir los grandes valores que nos inculcaron.

A mi gran amigo de toda la vida, Fernando Reyes.

Por todo tu apoyo incondicional, porque te admiro y en ti encontré a una gran persona.

A mi novia, Marcela Ham.

Por todo tu amor y comprensión, por tus consejos y ánimos de seguir adelante, por hacer juntos este sueño realidad.

A la Universidad Nacional Autónoma de México.

Por permitirme ser parte de ella y porque en sus aulas encontré una forma emprendedora de ver la vida.

A la Facultad de Ingeniería.

Porque en ella conocí el reto de estudiar una ingeniería.

A mi profesor y director de tesis, Dr. Arturo Reinking.

Por todos sus conocimientos, paciencia, apoyo y orientación los cuales fueron herramientas clave para la elaboración de esta tesis. Gracias.

A mi compañero de tesis, Marco.

Por compartir la experiencia de estudiar una ingeniería y porque finalmente realizamos un buen trabajo de equipo en la elaboración de nuestra tesis.

A mis sinodales.

Por sus consejos y propuestas los cuales ayudaron a mejorar nuestro trabajo.

A mis familiares y amigos.

Por estar al pendiente de mí, por todo su apoyo y amistad que a través del tiempo me han ayudado a superarme.

Ulises Jesús Villagrán Chavarín

ÍNDICE

Prefacio.	1
Capítulo 1. Energía solar.	3
1.1 Fenomenología.	3
1.1.1 El Sol.	3
1.1.2 Tipos de energías que emite el Sol.	7
1.1.3 Radiación solar y atenuación atmosférica.	10
1.1.3.1 Dispersión.	11
1.1.3.2 Reflexión (Albedo).	11
1.1.3.3 Absorción por moléculas de gases y partículas en suspensión.	12
1.1.3.4 Radiación directa.	14
1.1.3.5 Radiación difusa.	15
1.1.3.6 Radiación global.	15
1.1.3.7 Balance radiativo.	16
1.1.4 Constante solar.	19
1.2 Variabilidad diurna y estacional.	22
1.2.1 Distribución global de la radiación solar.	22
1.2.2 Distancia Tierra-Sol.	23
1.2.3 Declinación del Sol.	24
1.2.4 La Esfera Celeste.	26
1.2.5 Sistemas de coordenadas.	27
1.2.6 Triángulo astronómico para la obtención de la posición del Sol.	29
1.2.7 Altura del Sol.	30
1.2.8 Duración astronómica del día (N).	31
1.2.9 Dirección del haz de radiación.	32
1.2.10 Medida del tiempo.	33
1.2.11.1 Tiempo solar verdadero (TSV).	33
1.2.11.2 Tiempo solar medio (TSM).	33

1.2.11.3 Ecuación de tiempo (E_t).....	34
1.2.11 Radiación solar extraterrestre.....	34
1.2.12 Unidades de medida de la radiación solar.....	36
Capítulo 2. Aprovechamiento de la energía solar.	37
2.1 Esquemas termosolares.....	37
2.1.1 Colectores de concentración.	37
2.1.2 Calentamiento de agua, calefacción y refrigeración por energía solar.	40
2.1.3 Torres solares.....	44
2.2 Edificaciones bioclimáticas.....	46
2.3 Esquemas fotovoltaicos.	53
2.3.1 Fabricación de las Celdas Solares.....	56
2.3.2 Instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red	58
2.3.2.1 Generador fotovoltaico.	58
2.3.2.2 Regulador de carga.....	58
2.3.2.3 Inversor.	59
2.3.2.4 Baterías.....	60
2.4 Esquemas termoeléctricos.....	60
2.4.1 Configuraciones de centrales solares termoeléctricas.....	62
2.4.1.1 Centrales de Colectores Cilindro Parabólicos (CCP).....	62
2.4.1.2 Centrales de Receptor Central o Torre.	63
2.4.1.3 Centrales de Disco Parabólico.....	64
2.4.2 Ventajas de las centrales solares termoeléctricas.....	65
Capítulo 3. Plantas termosolares de torre central.	67
3.1 Conceptos básicos.....	67
3.2 Configuraciones existentes y propuestas.....	68
3.1.1 Tecnología Híbrida.	69
3.1.2 Almacenamiento térmico.	70
3.1.3 Plantas Solares de torre a través de la historia.	71

3.3	Cuantificación y variabilidad de potencia.	76
3.4	Descripción de componentes.	79
3.3.1	Subsistema de captación de energía solar.	79
3.3.1.1	Helióstatos.	79
3.3.1.2	Receptor.	81
3.3.2	Subsistema de generación.	84
3.3.3	Subsistema de almacenamiento y recuperación de energía térmica.	87
3.5	Eficiencias de operación de componentes.	90
3.6	Cuantificación de capacidades.	92
Capítulo 4.	Evaluación económica de plantas termosolares de torre central.	97
4.1	Costos de inversión.	97
4.2	Costos de operación y mantenimiento.	98
4.2.1	Mantenimiento Correctivo.	100
4.2.2	Mantenimiento Preventivo.	100
4.2.3	Mantenimiento Predictivo.	101
4.2.4	Mantenimiento Proactivo.	101
4.3	Ingresos por ventas de electricidad.	101
4.4	Índices de rentabilidad.	104
4.4.1	Suposiciones.	104
4.4.2	Hermosillo Base.	108
4.4.3	Hermosillo sin Almacenamiento.	109
4.4.4	Oaxaca 150.	109
4.4.5	Oaxaca 200.	109
4.4.6	Valor Presente Neto.	110
4.4.7	Beneficio-Costo.	111
4.4.8	Tasa Interna de Retorno.	112
4.4.9	Costos Nivelados.	113
4.5	Estudios paramétricos y resultados obtenidos.	114

4.5.1 Variante 1.....	115
4.5.2 Variante 2.....	115
4.5.3 Variante 3.....	116
Capítulo 5. Conclusiones.....	119
Bibliografía:.....	127
Mesografía:.....	128

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura No. 1.1 El Sol.....	4
Figura No. 1.2 Campo magnético del sol.....	5
Figura No. 1.3 Estructura del Sol.....	6
Figura No. 1.4 Energía radiada por el sol y la tierra.....	8
Figura No. 1.5 Espectro de radiación solar fuera de la atmósfera de la Tierra (curva 1) y a nivel del mar para condiciones de cielo despejado (curva 2)	9
Figura No. 1.6 Espectro electromagnético de la radiación solar.....	10
Figura No. 1.7 Atenuación de la radiación solar por la atmósfera terrestre.....	13
Figura No. 1.8 Componente directa de la radiación Sol.....	14
Figura No. 1.9 Esquema de la distribución de la radiación en el sistema tierra – atmósfera.....	17
Figura No. 1.10 Valores de la constante solar medidos por medio de satélites.....	20
Figura No. 1.11 Valores de la constante solar medidos por medio de satélites. Datos originales (arriba) y valores compuestos (abajo).....	20
Figura No. 1.12 Variación de la radiación solar fuera de la atmósfera terrestre.....	21
Figura No. 1.13 Distribución global de la radiación.....	22
Figura No. 1.14 Movimiento de la tierra alrededor del sol.....	23
Figura No. 1.15 Declinación solar.....	25
Figura No. 1.16 Variación anual de la declinación del Sol.....	25

Figura No. 1.17 Declinación solar.....	26
Figura No. 1.18 Sistema de coordenada celestes horizontales.	28
Figura No. 1.19 Sistema Coordenadas celestes ecuatoriales.....	29
Figura No. 1.20 Triangulo astronomico.....	30
Figura No. 1.21 Dirección del haz de radiación solar directa.	32
Figura No. 1.22 Variación anual de la ecuación del tiempo.	34
Figura No. 2.1 Algunas configuraciones de sistemas de concentración.	39
Figura No. 2.2 Concentradores cilíndrico-parabólicos.	40
Figura No. 2.3 Concentradores fresnel.....	40
Figura No. 2.4 Calentador de agua con circulación natural, con aporte de energía auxiliar al depósito de almacenamiento.	41
Figura No. 2.5 Calentadores de agua con circulación forzada.....	42
Figura No. 2.6 Placa colectora y tubos en un colector convencional.	43
Figura No. 2.7 Alternativas para calentadores de agua de placas, a) Tubo único; b)Tubo de placa ondulada.....	43
Figura No. 2.8 Torre Solar.	45
Figura No. 2.9 Edificación bioclimática.	47
Figura No. 2.10 Posición recomendada entre dos edificaciones.	48
Figura No. 2.11 Posición recomendada de una edificación.	49
Figura No. 2.12 Adosamiento de un edificio.	49
Figura No. 2.13 Rebote de la insolación hacia la edificación.	50
Figura No. 2.14 Colchón térmico.	50
Figura No. 2.15 Configuración para proteger el interior contra pérdidas térmicas.	51
Figura No. 2.16 Orientación de las Ventanas de un edificio.	51
Figura No. 2.17 Edificación ecológica.....	52
Figura No. 2.18 Funcionamiento de una célula fotovoltaica.	54
Figura No. 2.19 Esquema de sistema conectado a red.	54
Figura No. 2.20 Conversión fotovoltaica.	56
Figura No. 2.21 Fabricación de celdas solares.....	56

Figura No. 2.22 Esquema básico de funcionamiento de una CET.....	61
Figura No. 2.23 Colectores cilindro-parabólicos de alta temperatura.	63
Figura No. 2.24 Centrales termoeléctricas de torre central.....	63
Figura No. 2.25 Centrales de Disco parabólico.	64
Figura No. 3.1 Funcionamiento de una central solar de torre central.	67
Figura No. 3.2 Funcionamiento de una planta solar termoeléctrica Híbrida de cilindros parabólicos y ciclo combinado.....	70
Figura No. 3.3 Sistema de almacenamiento térmico para la PS10.....	71
Figura No. 3.4 Funcionamiento de la planta denominada SOLAR TRES.	73
Figura No. 3.5 Proyecto SOLAR TRES de 17MW.	73
Figura No. 3.6 PS10 y PS20 de 11MW Y 20MW respectivamente.....	74
Figura No. 3.7 Funcionamiento de la planta PS10	75
Figura No. 3.8 Mapa obtenido a partir del modelo de la NASA (2005)	76
Figura No. 3.9 Promedio anual de irradiación global diaria en MJ/m ² obtenidas en bases terrestres.	78
Figura No. 3.10 624 Helióstatos Sanlúcar de 120m ² C/U reflejan los rayos del Sol hacia la torre de la PS10.....	79
Figura No. 3.11 Fenómenos de Bloqueos en Helióstatos.....	80
Figura No. 3.12 La planta SOLAR TRES cuenta con un modelo continuo de espejos infinitesimales	81
Figura No. 3.13 El receptor de la PS10 es de tipo de cavidad.....	82
Figura No. 3.14 El receptor de la planta Solar Tres es de tipo de recepción exterior.	83
Figura No. 3.15 Ciclo Combinado Solar Integrado aplicado a una planta solar de Cilindros Parabólicos.....	85
Figura No. 3.16 Sistema de almacenamiento de sales fundidas utilizado en la planta Solar Tres.....	88
Figura No. 3.17 Despachabilidad de una planta de torre central con almacenamiento de sales fundidas	89
Figura No. 4.1 Curva de falla.	100
Figura No. 4.2 Promedio de irradiación global diaria en Hermosillo, Sonora.	105

Figura No. 4.3 Diagrama de pie que representa los porcentajes de los costos de los componentes.....	110
---	-----

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla No. 1.1 Características del Sol.....	4
Tabla No. 1.2 Balance de radiación en W/m^2	18
Tabla No. 1.3 Conversiones útiles para radiación.....	36
Tabla No. 3.1 Centrales de torre experimentales en el mundo.....	72
Tabla No. 4.1 Tarifas CFE alta tensión Norte, Para energía \$/kWh, para demanda facturable \$/kW.....	102
Tabla No. 4.2 Tarifas CFE alta tensión Norte, Para energía \$/kWh, para demanda facturable \$/kW.....	102
Tabla No. 4.3 Horarios de demanda.....	103
Tabla No. 4.4 Costos y características de plantas solares termoeléctricas de torre central.....	106
Tabla No. 4.5 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dolares/MWh.....	114
Tabla No. 4.6 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dolares/MWh.....	115
Tabla No. 4.7 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dolares/MWh.....	115
Tabla No. 4.8 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dolares/MWh.....	116
Tabla No. 4.9 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dolares/MWh.....	116
Tabla No. 4.10 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dolares/MWh.....	117
Tabla No. 4.11 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dolares/MWh.....	117

PREFACIO.

Objetivo:

Analizar las ventajas y desventajas de distintas configuraciones que se han propuesto para el aprovechamiento de energía solar para la generación de energía eléctrica con los esquemas de torre central que incorporan diversos esquemas de almacenamiento de energía, con sus implicaciones económicas y operacionales.

Introducción:

El desarrollo de México requiere de un abastecimiento de energía eléctrica a precios competitivos, generada por tecnologías probadas que no recurran a los combustibles fósiles para disminuir la tasa de emisiones de gases de efecto invernadero.

La energía solar constituye una fuente de energía prácticamente inagotable que cumple con tales requisitos, además, México es un país con grandes posibilidades para su explotación. Dadas las grandes necesidades de energía eléctrica que habrá de abastecerse en los próximos años, es conveniente considerar el aprovechamiento de la energía solar. Una de las características de esta última es que es cíclica y está disponible durante el día, pero la demanda pico de energía eléctrica se presenta en la tarde y noche.

Sin embargo, en el caso de plantas solares termoeléctricas de torre central se pueden configurar diversos esquemas de almacenamiento de energía térmica, de tal manera que a medio día, cuando la insolación es mayor, se canalice una parte de la energía solar para generar electricidad en base a un ciclo Rankine y otra parte a almacenamiento térmico que esté disponible para generar en la tarde cuando la insolación es menor.

En ese esquema la capacidad de generación es menor al máximo que se podría generar al medio día, pero el factor de planta será mayor, lo que puede ayudar a mejorar el perfil de rentabilidad de esas plantas.

La característica más notable de las centrales solares termoeléctricas en configuración de torre central, radica en que todos sus subsistemas utilizan tecnologías conocidas, de modo que, el subsistema de conversión de la energía térmica a vapor de agua en energía cinética para la rotación de la turbina, y el de electricidad en el alternador, son de tipo convencional,

evitándose así la necesidad de un extenso trabajo de investigación, al tiempo que se reduce la posibilidad de un error.

En el presente trabajo de tesis se encuentran conceptos básicos que nos ayudan a comprender los aspectos a considerar para el aprovechamiento de la energía solar, las tecnologías existentes para su aprovechamiento y principalmente un análisis con los principales parámetros económicos, como lo son: Valor presente neto, Beneficio/costo, Tasa interna de retorno y Costo nivelado de generación, los cuales nos dan como resultado la viabilidad económica de una planta solar termoeléctrica en configuración de torre central instalada en la República Mexicana, tomando en cuenta las ventajas y desventajas de usar o no el almacenamiento térmico.

CAPÍTULO 1. ENERGÍA SOLAR.

Este trabajo de tesis se titula “Análisis de Plantas Solares Termoeléctricas con y sin Almacenamiento de Energía”, lo que en un principio podría resultar difícil de comprender para aquellas personas que no tengan una noción sobre los aprovechamientos que se obtienen de una de las fuentes de energía que nos ofrece la naturaleza: la energía que proviene del sol, y que llega a nosotros en forma de luz y calor.

Para poder entender a lo que se refiere este trabajo de tesis, se tiene que comenzar por establecer lo más claramente posible a que se refiere con el aprovechamiento de la energía solar, para ello, dentro del primer capítulo se mencionan los aspectos más relevantes que se deben conocer, y después los que se deben considerar, para poder entender el funcionamiento de las tecnologías basadas en el aprovechamiento de la energía que nos brinda el sol.

Por ello, dentro de este primer capítulo se encuentran conceptos que nos ayudan a entender de una manera más fácil los aspectos a considerar para trabajar con la energía del sol, en cuanto a todas las variables que se presentan en el aprovechamiento de la energía solar dentro de las tecnologías existentes.

1.1 FENOMENOLOGÍA.

1.1.1 EL SOL.

El Sol es una esfera más entre millones de nuestra galaxia conocida como la vía láctea, puede ser considerada por su temperatura, brillo y dimensiones una estrella media.

Para nuestro planeta, separado a 150 millones de kilómetros, el Sol es la fuente fundamental de luz y calor, contiene más del 99% de toda la materia del Sistema Solar y se formó hace aproximadamente 4,500 millones de años.

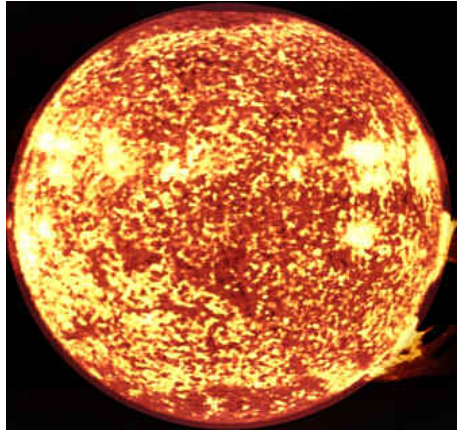


Figura No. 1.1 El Sol.

Fuente: <http://www.solarviews.com/span/sun>.

El Sol ejerce una atracción gravitatoria sobre los planetas que los hace girar a su alrededor y debido a que es de gas y plasma, su rotación cambia con la latitud con un periodo de 24 días en el ecuador y cerca de 36 días en los polos (Ver Tabla No. 1.1).

Masa (kg)	1.989x10 ³⁰
Masa (Tierra = 1)	332,830
Radio ecuatorial (km)	695,000
Radio ecuatorial (Tierra = 1)	108.97
Gravedad en su superficie (Tierra=1)	28
Densidad	1.41
Período Rotacional (días)	25-36
Energía radiada por su superficie (kw/m ²)	63,000
Energía emitida por segundo Ergios	3.827x10 ³³
KiloWatts	3.96x10 ²³
Temperatura media en la superficie	5,800°K
Edad (miles de millones de años)	4.5
Componentes químicos principales	Porcentaje*
Hidrógeno	92.1%
Helio	7.8%
Oxígeno	0.061%
Carbono	0.030%
Nitrógeno	0.0084%
Neón	0.0076%
Hierro	0.0037%
Silicio	0.0031%
Magnesio	0.0024%
Azufre	0.0015%
Otros	0.0015%

* Porcentaje en función del número de átomos.

Tabla No. 1.1 Características del Sol.

Fuente: <http://www.solarviews.com/span/sun>

La diferencia en la velocidad rotacional conjuntamente con el movimiento de los gases altamente ionizados generan sus campos magnéticos (Ver Figura No. 1.2).

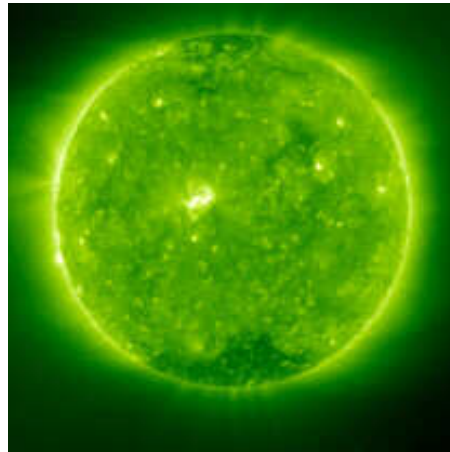


Figura No. 1.2 Campo magnético del sol.
Fuente://www.solarviews.com/span/sun

El radio solar se estima en 695,000 kilómetros y su masa entre 1.989×10^{30} kg. El núcleo está formado por hidrogeno (50% hidrogeno, 40% Helio, 10% metales pesados). Ahí la presión alcanza los 100,000 millones de atmosferas y una temperatura de 16 millones de grados. En la parte central en una región a $\frac{1}{4}$ del radio solar, se llevan acabo reacciones termoneucleares que transforman el hidrogeno en helio y en energía de alta frecuencia. De 564 millones de toneladas de hidrogeno, cada segundo se forman 500 toneladas de helio y los cuatro millones restantes se transforman en energía según la ecuación $E=mc^2$.

$$E = (4 \times 10^9 \text{ Kg}) \left(3 \times 10^8 \frac{\text{m}}{\text{s}} \right)^2 \left(\frac{0.981 \text{ N}}{\text{Kg} * \text{m}} \right) = 3.6 \times 10^{26} \text{ N} * \text{m}$$

$$E = 8.6 \times 10^{25} \text{ cal}$$

$$P = 3.6 \times 10^{26} \text{ MW}$$

El Sol se encuentra formado por seis regiones principales (Figura No. 1.3):

- El núcleo, contiene un 40% de la masa del Sol, menos del 2% del volumen total, ocupa un cuarto del radio solar y genera el 90% de su energía, en un proceso de fusión termonuclear en el cual el hidrógeno se transforma en helio. Su temperatura se estima en 15 millones de grados Kelvin (°K).

- La zona radiativa, que circunda al núcleo; está constituida por un gas tan denso, que los fotones o radiación electromagnética provenientes del núcleo duran cientos de miles de años atravesando esta zona para poder llegar a la superficie del Sol. Las temperaturas en esta región alcanzan los 130,000 °K. Esta zona está localizada una distancia entre 160,000 km y 485,000 km del centro solar.
- Zona convectiva, es una región con mucha agitación donde circula el plasma y los gases ascienden muy calientes, se enfrían y descienden. Estos procesos convectivos son observados en la superficie del Sol como pequeños gránulos y supergránulos en forma de celdas de 3,000 km de radio.
- La Fotosfera, es la superficie visible del Sol; rodea la zona convectiva; posee un espesor de aproximadamente 300 km, es gaseosa y de baja densidad (10^{-8} g/cm³). La mayor parte de la radiación solar que nos llega proviene de esta capa, su temperatura es cercana a los 5,800 °K. En esta zona se observan áreas oscuras llamadas manchas solares las cuales son las partes más frías de la superficie con temperaturas de 3,800 °K.
- La Cromosfera, que está justo sobre la fotosfera, es una fina región de gas que se observa con un color rojizo-anaranjado, de unos 10,000 Km de espesor.
- La Corona, es la tenue atmósfera exterior compuesta de un halo, el cual, sólo se ve durante los eclipses totales de sol.

El Sol tienen un comportamiento muy estable, gracias a ello la temperatura en la Tierra es relativamente constante, condición que permanecerá inalterable por mucho tiempo respecto a la escala de la vida humana. Ha cambiado muy poco en los últimos tres mil millones de años y se estima que no cambiará mucho en los próximos tres mil millones. Por esta razón se considera que su radiación es una fuente inagotable de energía.

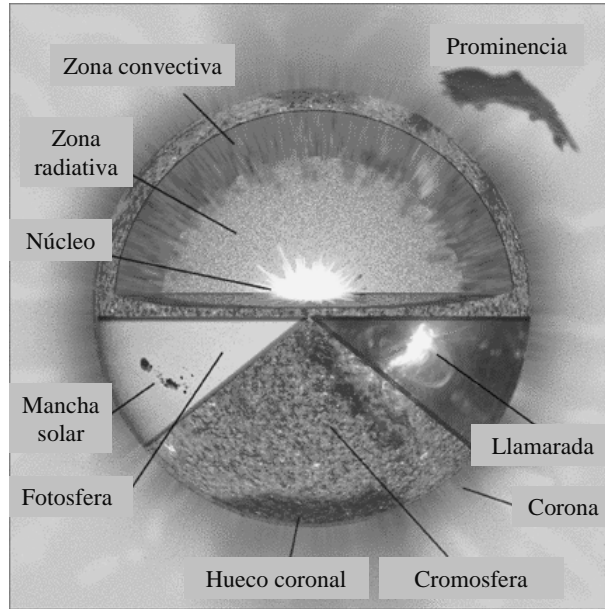


Figura No. 1.3 Estructura del Sol.
Fuente: Atlas solar. IDEAM, 2004.

1.1.2 TIPOS DE ENERGÍAS QUE EMITE EL SOL.

La radiación solar es la energía emitida por el Sol, que se propaga en todas las direcciones a través del espacio mediante ondas electromagnéticas, generadas por las reacciones del hidrogeno en el núcleo del sol por fusión nuclear y emitidas por la superficie solar.

Después de pasar por la atmósfera, la radiación solar sufre un proceso de debilitamiento por la difusión, reflexión en las nubes y de absorción por las moléculas de gases (como el ozono y el vapor de agua) y por partículas en suspensión, la radiación solar alcanza la superficie terrestre oceánica y continental que la refleja o la absorbe. La cantidad de radiación absorbida por la superficie es devuelta en dirección al espacio exterior en forma de radiación de onda larga, con lo cual se transmite calor a la atmósfera.

La radiación es emitida sobre un espectro de longitud de ondas, con una cantidad específica de energía para cada longitud de onda, la cual puede ser calculada usando Ley de Planck:

$$E_{\lambda} = \frac{a}{\lambda^5 (e^{(b/\lambda T)} - 1)} \quad (1.1)$$

Donde:

E_λ = es la cantidad de energía ($\text{Wm}^{-2}\mu\text{m}^{-1}$) emitida a una longitud de onda λ (μm) por un cuerpo con una temperatura T (en grados Kelvin), con a y b como constantes. Asumiendo que el Sol es un cuerpo negro, por diferenciación de la ecuación es posible determinar la longitud de onda máxima de emisión de radiación procedente del sol:

$$\lambda = \frac{2897}{T} \quad (1.2)$$

Esta ecuación es conocida como la Ley de Wien. Para una temperatura de $5,800^\circ\text{K}$ (temperatura de la superficie solar) la longitud máxima de energía es aproximadamente $0,5 \mu\text{m}$ (micrómetro, equivalente a $1 \times 10^{-6}\text{m}$) (ver Figura No. 1.4). Esta longitud de onda corresponde a radiación en la parte del espectro visible.

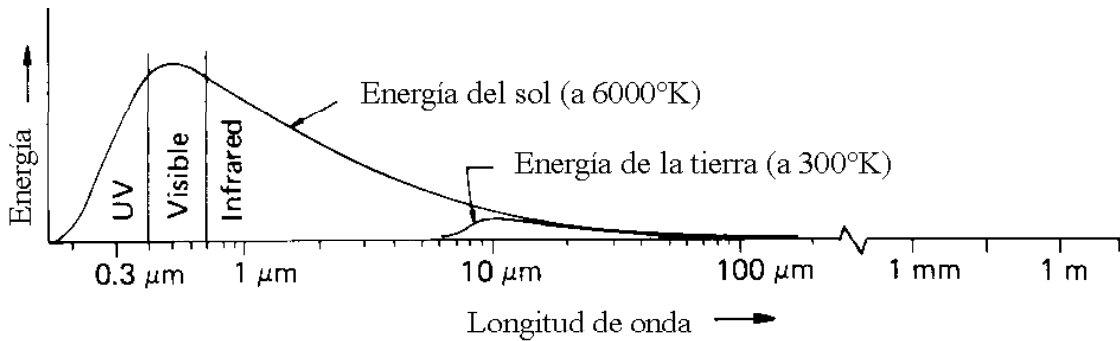


Figura No. 1.4 Energía radiada por el sol y la tierra.
Fuente: www.ideam.gov.co

A través de la integración de la ecuación (1.1) resulta la ley de Stefan-Boltzmann, por medio de la cual, se puede determinar el total de energía emitida por el sol:

$$E_{total} = \sigma T^4 \quad (1.3)$$

Donde:

σ es la constante de Stefan-Boltzmann (dentro de la radiación como mecanismo básico de la transmisión de calor su valor es: $5.6697 \times 10^{-8} \text{W/m}^2\text{K}^4$). Resolviendo la ecuación tres para una temperatura solar de $5,800 \text{K}$, la energía total de salida es de aproximadamente 64 millones W/m^2 , de la cual, la Tierra sólo intercepta $1,367 \text{W/m}^2$ (constante solar).

En la Figura No. 1.5, la curva 1 representa la solución ideal de la Ley de Plank de la radiación solar que llega al tope de la atmósfera, donde el punto más alto de la curva representa la longitud de onda con la mayor energía espectral ($0,5\mu\text{m}$), de acuerdo con la Ley de Wien y la curva 2 constituye el espectro de la radiación solar después de la absorción atmosférica debida a diferentes gases.

El estudio del espectro de la radiación solar que llega a la superficie del suelo permite establecer que la radiación de longitud de onda menor que $0.2 \mu\text{m}$ debe ser absorbida totalmente por la atmósfera. Esta energía es absorbida principalmente en la atmósfera por el oxígeno molecular (O_2), ozono (O_3), y el vapor de agua (H_2O).

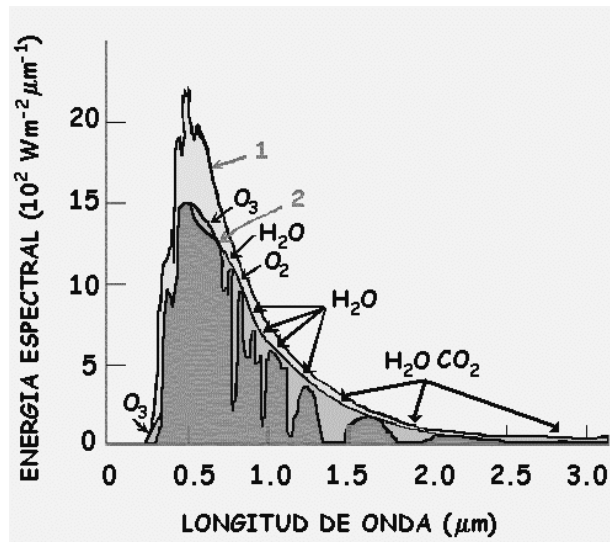


Figura No. 1.5 Espectro de radiación solar fuera de la atmósfera de la Tierra (curva 1) y a nivel del mar para condiciones de cielo despejado (curva 2).
Fuente: www.ideam.gov.co

Las ondas electromagnéticas no necesitan un medio material para propagarse, por lo que estas ondas pueden atravesar el espacio interplanetario e interestelar y llegar a la Tierra desde el Sol y las estrellas. La longitud de onda (λ) y la frecuencia (f) de las ondas electromagnéticas, relacionadas mediante la expresión $\lambda f = C$ (donde C es la velocidad de la luz), son importantes para determinar su energía, su visibilidad, su poder de penetración y otras características. Independientemente de su frecuencia y longitud de onda, todas las ondas electromagnéticas se desplazan en el vacío a una velocidad de $C = 299,792 \text{ km/s}$.

Los distintos colores de luz tienen en común el ser radiaciones electromagnéticas que se desplazan con la misma velocidad. Se diferencian en su frecuencia y longitud de onda. Dos rayos de luz con la misma longitud de onda tienen la misma frecuencia y el mismo color. La longitud de onda de la luz es tan corta que suele expresarse en nanómetros (nm).

La radiación electromagnética se puede ordenar en un espectro en diferentes longitudes de onda (Figura No. 1.6), que se extiende desde longitudes de onda corta de billonésimas de metro (frecuencias muy altas), como los rayos gama, hasta longitudes de onda larga de muchos kilómetros (frecuencias muy bajas) como las ondas de radio. El espectro electromagnético no tiene definidos límites superior ni inferior y la energía de una fracción diminuta de radiación, llamada fotón, es inversamente proporcional a su longitud de onda, entonces a menor longitud de onda mayor contenido energético.

El Sol emite energía en forma de radiación de onda corta, principalmente en la banda del ultravioleta, visible y cercano al infrarrojo, con longitudes de onda entre 0.2 y 3.0 micrómetros (200 a 3,000 nanómetros):

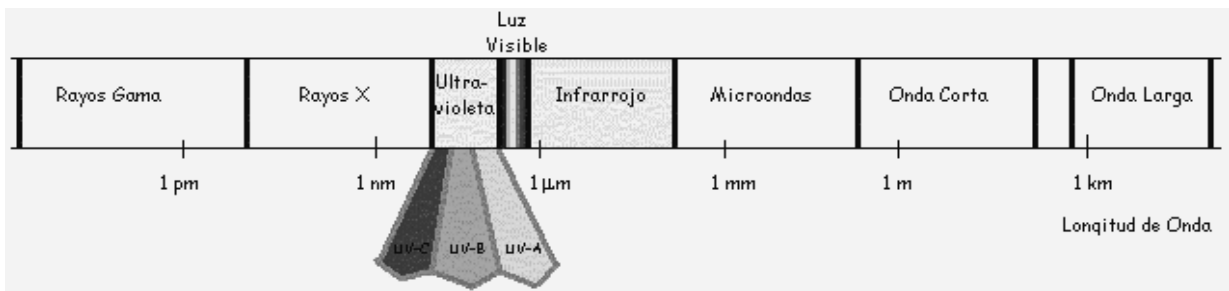


Figura No. 1.6 Espectro electromagnético de la radiación solar.
Fuente: IDEAM.

- a) La región visible. ($400 \text{ nm} < \lambda < 700 \text{ nm}$) corresponde a la radiación que puede percibir la sensibilidad del ojo humano e incluye los colores: violeta ($0.42 \mu\text{m}$ ó 420 nm), azul ($0.48 \mu\text{m}$), verde ($0.52 \mu\text{m}$), amarillo ($0.57 \mu\text{m}$), naranja ($0.60 \mu\text{m}$) y rojo ($0.70 \mu\text{m}$). La luz de color violeta es más energética que la luz de color rojo, porque tiene una longitud de onda más pequeña. La radiación con las longitudes de onda más corta que la correspondiente a la luz de color de violeta es denominada radiación ultravioleta.
- b) La región del ultravioleta entre los 100 y los 400 nanómetros.
- c) La región del infrarrojo entre los 700 y los 3000 nanómetros.

A cada región le corresponde una fracción de la energía total incidente en la parte superior de la atmósfera distribuida así: 7% al ultravioleta; 47.3% al visible y 45.7% al infrarrojo.

1.1.3 RADIACION SOLAR Y ATENUACIÓN ATMOSFERICA.

Es muy grande la cantidad de energía solar que fluye hacia y desde la Tierra y la atmósfera. Una comparación que permite apreciar la cantidad de energía solar que cada año incide sobre la Tierra es que equivale a cerca de 160 veces la energía de las reservas mundiales de energía fósil o que es similar a más de 15,000 veces la energía anual usada de los combustibles fósiles y nucleares y de las plantas hidráulicas.

Una aproximación de la cantidad de energía incidente en la Tierra y de cómo se transforma en la atmósfera y la superficie terrestre se puede establecer de la siguiente manera: de la radiación total incidente, 173,000 Terawatts, el 30% es reflejado al espacio exterior. La mayor parte del 70% restante calienta la superficie terrestre, la atmósfera y los océanos (47%) o se absorbe en la evaporación de agua (23%). Relativamente, muy poca energía es usada y dirigida al viento y las olas o para ser absorbida por las plantas en la fotosíntesis. En realidad prácticamente toda la energía es radiada al espacio exterior en forma de radiación infrarroja.

Los procesos de atenuación que sufre la radiación solar en su trayectoria hacia la tierra son:

1.1.3.1 *DISPERSIÓN.*

La radiación solar viaja en línea recta, pero los gases y partículas en la atmósfera pueden desviar esta energía, lo que se llama dispersión. La dispersión ocurre cuando un fotón afecta a un obstáculo sin ser absorbido cambiando solamente la dirección del recorrido de ese fotón. La dispersión depende de la longitud de onda, en el sentido de que cuanto más corta sea ésta, tanto mayor será la dispersión. Moléculas de gas con tamaños relativamente pequeño comparadas con la longitud de onda causan que la radiación incidente se disperse en todas las direcciones, hacia adelante y hacia atrás, este fenómeno es conocido como dispersión de Rayleigh. Aerosoles cuyos tamaños son comparables o exceden a las longitudes de onda de la radiación incidente, hacen que ésta no se disperse en todas las direcciones sino mayormente hacia adelante, fenómeno llamado dispersión de Mie.

El proceso de la dispersión explica cómo un área con sombra o pieza sin luz solar está iluminada, le llega luz difusa o radiación difusa. Los gases de la atmósfera dispersan más efectivamente las longitudes de onda más cortas (violeta y azul) que en longitudes de onda más largas (naranja y rojo). Esto explica el color azul del cielo y los colores rojo y naranja del amanecer y atardecer. Salvo a la salida y a la puesta del Sol, todos los puntos del cielo son fuentes de difusión de luz azul para un observador ubicado en la superficie terrestre; al amanecer y en el crepúsculo, los rayos deben recorrer un camino más largo a través de la baja atmósfera; esto hace que casi toda la luz azul haya sido difundida antes de llegar al

observador. Es por eso que la luz reflejada por las nubes o la difundida por las capas brumosas hacia el observador aparece rojiza.

1.1.3.2 REFLEXIÓN (ALBEDO).

La capacidad de reflexión o fracción de la radiación reflejada por la superficie de la tierra o cualquier otra superficie se denomina *Albedo*. El albedo planetario es en promedio de un 30%. Esta energía se pierde y no interviene en el calentamiento de la atmósfera.

El albedo, relación entre la radiación reflejada y la radiación incidente sobre una superficie horizontal, se expresa en porcentaje así:

$$A \% = \frac{R}{H} \times 100 \quad (1.4)$$

Donde:

- A% = Albedo
- R = Flujo de radiación reflejada
- H = Flujo total incidente

El albedo es variable de un lugar a otro y de un instante a otro, depende de la cobertura nubosa, naturaleza de la superficie, inclinación de los rayos solares, partículas en el aire, etc. La Luna tiene sólo un 7% de albedo, porque no tiene atmósfera y en las noches de luna llena da un buen brillo.

1.1.3.3 ABSORCIÓN POR MOLÉCULAS DE GASES Y PARTÍCULAS EN SUSPENSIÓN.

La absorción de energía por un determinado gas tiene lugar cuando la frecuencia de la radiación electromagnética es similar a la frecuencia vibracional molecular del gas. Cuando un gas absorbe energía, ésta se transforma en movimiento molecular interno que produce un aumento de temperatura.

La atmósfera es un fluido constituido por diferentes tipos de gases y cada uno de ellos se comporta de manera diferente, de manera tal, que absorben la energía selectivamente para diferentes longitudes de onda y en algunos casos son transparentes para ciertos rangos del espectro. La atmósfera principalmente tiene bajo poder de absorción o es transparente en la parte visible del espectro, pero tiene un significativo poder de absorción de radiación ultravioleta o radiación de onda corta procedente del sol y el principal responsable de este

fenómeno es el ozono, así mismo, la atmósfera tiene buena capacidad para absorber la radiación infrarroja o de onda larga procedente de la Tierra y los responsables en este caso son el vapor de agua, el dióxido de carbono y otros gases traza como el metano y el óxido nitroso.

Los gases que son buenos absorbedores de radiación solar son importantes en el calentamiento de la atmósfera, por ejemplo, la absorción de radiación solar por el ozono proporciona la energía que calienta la estratosfera y la mesosfera.

La absorción de radiación infrarroja procedente de la Tierra es importante en el balance energético de la atmósfera. Esta absorción por los gases traza, calienta la atmósfera, estimulándolos a emitir radiación de onda más larga. Parte de esta radiación es liberada al espacio, en niveles muy altos y otra parte es irradiada nuevamente a la Tierra. El efecto neto de este fenómeno permite que la Tierra almacene más energía cerca de su superficie que la cantidad que podría almacenar si la Tierra no tuviera atmósfera, consecuentemente, la temperatura es más alta, del orden de 33°C más. Este proceso es conocido como el efecto de invernadero natural. Sin el efecto invernadero la temperatura promedio en la superficie sería aproximadamente de 18°C bajo cero y la vida en el planeta no sería posible.

Consecuentemente, los gases en la atmósfera que absorben la radiación infrarroja procedente de la Tierra o radiación saliente son conocidos como gases de efecto invernadero, entre ellos se encuentran el dióxido de carbono, vapor de agua, óxido nitroso, metano y ozono. Todos los gases tienen moléculas cuya frecuencia vibracional se localiza en la parte infrarroja del espectro.

El efecto de atenuación de la radiación solar al atravesar la atmósfera se muestra en la Figura No. 1.7.

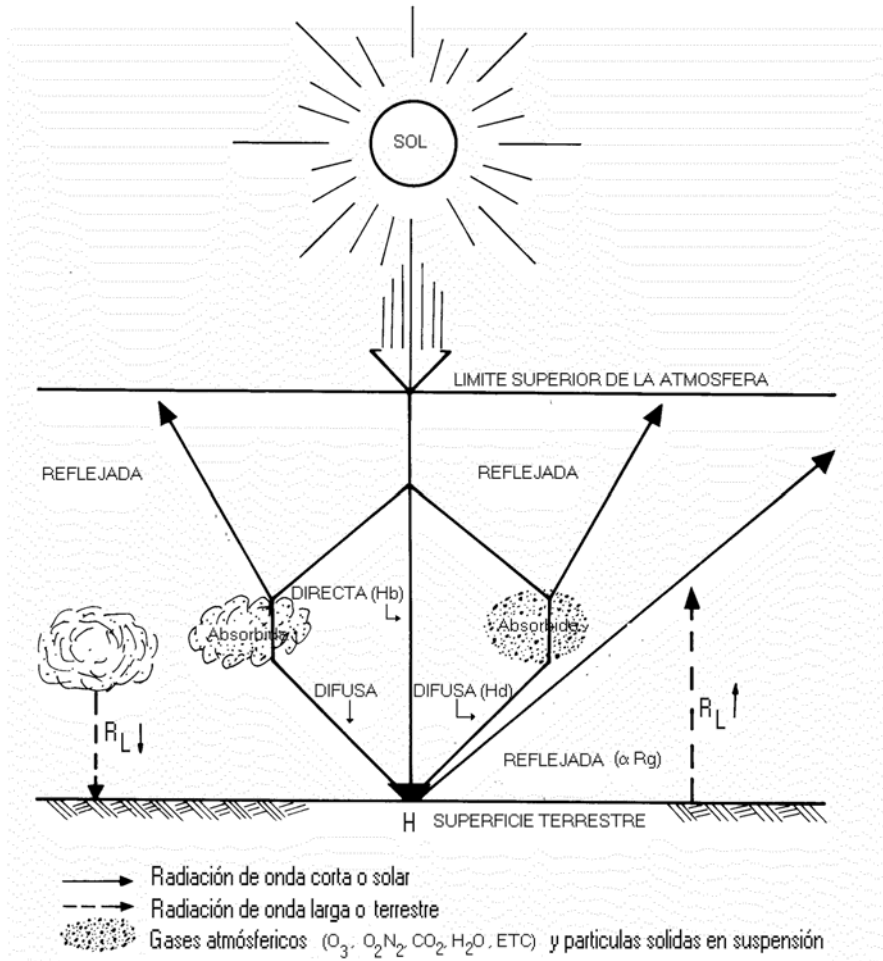


Figura No. 1.7 Atenuación de la radiación solar por la atmósfera terrestre.
Fuente: www.ideam.gov.co

Una superficie sobre la tierra recibe energía solar en dos formas, radiación directa y radiación difusa, a las cuales en conjunto se les conoce como radiación global.

1.1.3.4 RADIACIÓN DIRECTA.

Es la radiación solar que llega a la superficie de la Tierra en forma de rayos provenientes del Sol sin haber sufrido difusión, ni reflexión alguna. Se puede calcular a partir de la siguiente ecuación:

$$H_b = I' = I_s \sin h \quad (1.5)$$

Donde I' es la componente vertical de la radiación solar directa y h la altura del sol sobre el horizonte. Es evidente que I es mayor que I' y son iguales solamente cuando el Sol se encuentra en el Cenit (ver Figura No. 1.8).

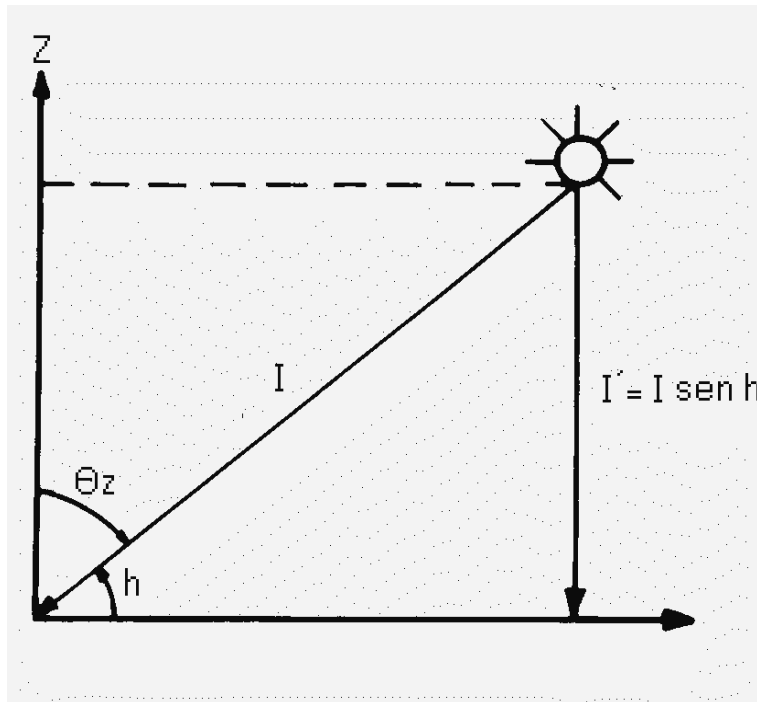


Figura No. 1.8 Componente directa de la radiación Sol.
Fuente: www.ideam.gov.co

Sobre la superficie de la tierra, el flujo de la radiación directa depende de los siguientes factores:

- Constante solar.
- Altura del sol sobre el horizonte (h).
- Transparencia atmosférica en presencia de gases absorbentes, nubes y niebla.

1.1.3.5 RADIACIÓN DIFUSA.

Es la componente de la radiación solar que al encontrar pequeñas partículas en suspensión en la atmósfera en su camino hacia la tierra e interactuar con las nubes, es difundida en todas las direcciones; el flujo con el cual esta energía incide sobre una superficie horizontal por segundo es lo que llamamos radiación solar difusa. También es definida como la cantidad de energía solar que incide sobre una superficie horizontal desde todos los lugares

de la atmósfera diferente de la radiación solar directa. Cuando no hay nubes en el cielo, la radiación difusa se produce por medio del proceso de difusión a través de partículas atmosféricas.

La radiación solar difusa diaria es la cantidad de radiación difusa entre las seis de la mañana y las seis de la tarde y sus valores oscilan entre 300 y 5,500 W*h/m² al día.

Sobre la superficie de la tierra la radiación difusa depende de:

- a) La altura del Sol sobre el horizonte. A mayor altura, mayor es el flujo de radiación difusa.
- b) Cantidad de partículas en la atmósfera. A mayor cantidad de partículas, mayor es la componente difusa; por consiguiente aumenta con la contaminación.
- c) Nubosidad. Aumenta con la presencia de capas de nubes blancas relativamente delgadas.
- d) Altura sobre el nivel del mar. Al aumentar la altura, el aporte de la radiación difusa es menor debido a que disminuye el espesor de las capas difusoras en la atmósfera.

1.1.3.6 RADIACIÓN GLOBAL.

La radiación global es toda la radiación que llega a la tierra que se mide sobre una superficie horizontal en un ángulo de 180 grados, resultado de la componente vertical de la radiación directa más la radiación difusa. El aporte de cada componente a la radiación global, varía con la altura del Sol, la transparencia de la atmósfera y la nubosidad.

Su evaluación se efectúa por el flujo de esta energía por unidad de área y de tiempo sobre la superficie horizontal expuesta al sol y sin ningún tipo de sombra; de esta manera, si llamamos H al flujo de radiación global, H_d al flujo de radiación difusa y H_b la componente directa; se tiene que:

$$H = I \cos h + H_d = H_b + H_d \quad (1.6)$$

La radiación solar global diaria es el total de la energía solar en el día y sus valores típicos están dentro del rango de 1 a 35 MJ/m².

Recordando que I es la intensidad de la radiación directa sobre la superficie normal a los rayos solares, h la altura del Sol, e I' la componente vertical de la radiación directa sobre una superficie horizontal, entonces:

El aporte de cada componente a la radiación global, varía con la altura del Sol, la transparencia de la atmósfera y la nubosidad.

1.1.3.7 *BALANCE RADIATIVO.*

Los métodos de transferir energía en la atmósfera incluyen la conducción, la convección, el calor latente, la advección y la radiación. El método de transferencia de energía a través de procesos radiativos es diferente de los otros mecanismos ya que en este proceso no intervienen moléculas. La Tierra intercambia energía con su ambiente (el sistema solar) por medio de la radiación. El balance radiativo del planeta es un parámetro fundamental ya que determina nuestro clima (la atmósfera se calienta o se enfría dependiendo de si recibe más o menos energía). Este balance incluye la energía solar, que es la principal fuente de energía para el planeta, igualmente, la atmósfera y el océano pueden trasladar excesos de energía de una región a otra diferente en el globo.

La energía proveniente del sol puede ser absorbida por el suelo, difundida en la atmósfera o reflejada. De la energía absorbida por el suelo, parte penetra en el terreno, parte se utiliza en la evaporación del agua existente en el suelo y luego es transportada en la atmósfera en forma de calor latente y la última parte, viene cedida por contacto, a la atmósfera, que la distribuye en su interior mediante un mecanismo de convección turbulenta. En el balance energético global interviene también la radiación de onda larga emitida por la tierra.

Considerando, que al tope de la atmósfera llega un 100% de radiación solar, sólo un 25% llega directamente a la superficie de la Tierra y un 25% es dispersado por la atmósfera como radiación difusa hacia la superficie, esto hace que cerca de un 50% de la radiación total incidente llegue a la superficie terrestre. Un 20% es absorbido por las nubes y gases atmosféricos (como el ozono en la estratosfera). El otro 30% se pierde hacia el espacio, de este porcentaje, la atmósfera dispersa un 6%, las nubes reflejan un 20% y el suelo refleja el otro 4%.

El flujo medio incidente en el tope de la atmósfera es un cuarto de la constante solar, es decir, unos 342 W/m^2 y queda reducida en superficie (por reflexión y absorción) a unos 170 W/m^2 .

La Figura No. 1.9 muestra los flujos verticales medios de energía en el sistema terrestre (atmósfera y superficie), en vatios por metro cuadrado. Los más importantes son los 342 W/m^2 de energía solar que entran por el tope de la atmósfera y los 390 W/m^2 que salen del

suelo en ondas infrarrojas. Tanto en superficie como en el tope de la atmósfera el balance entre lo entrante y lo saliente es nulo.

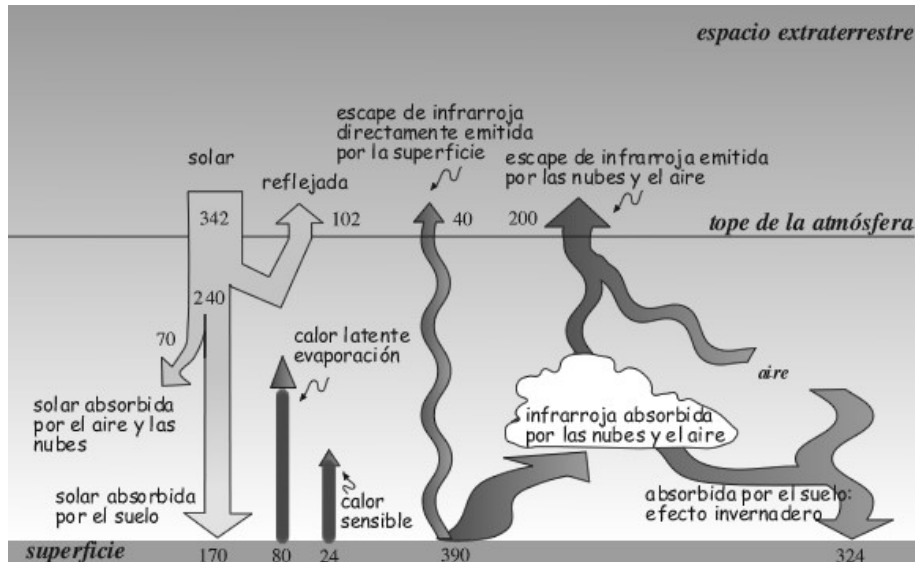


Figura No. 1.9 Esquema de la distribución de la radiación en el sistema tierra – atmósfera.
Fuente: <http://homepage.mac.com/uriarte/maprad.html>

A partir de la energía terrestre emitida por la superficie, $390 W/m^2$, sólo $40 W/m^2$ escapan directamente al espacio por la ventana atmosférica. El exceso de energía recibida por la superficie es compensado por procesos no-radiativos tales como la evaporación (flujo de calor latente de $80 W/m^2$) y la turbulencia (flujo de calor sensible de $24 W/m^2$).

La diferencia entre la emisión radiativa de la superficie de la Tierra ($390 W/m^2$) y el total de emisión infrarroja al espacio ($40 + 200 = 240 W/m^2$) representa la energía atrapada en la atmósfera ($150 W/m^2$) por el efecto de invernadero. La parte del efecto invernadero causado por el aumento de CO_2 debido a las emisiones antrópicas supone en la actualidad un incremento radiativo de $1,4 W/m^2$.

La Tierra tiene una temperatura media constante en el tiempo, por la existencia del balance entre la cantidad de radiación solar entrante y la radiación terrestre saliente, sino se calentaría o enfriaría continuamente. Por otra parte algunas regiones del planeta reciben más radiación solar que otras, pero la radiación terrestre saliente es aproximadamente la misma en cualquier lugar del planeta. Por lo tanto, el balance de calor, debe producirse en dos formas:

- Balance de energía total tierra/atmósfera. La cantidad de energía que llega a la superficie de la Tierra desde el Sol y desde la atmósfera, tiene que ser igual a la cantidad de energía que se refleja desde la superficie, más la que emite la Tierra al espacio.

- b) Balance de energía entre diferentes zonas del planeta. En promedio la zona latitudinal entre 35°N y 35°S recibe más energía que la que pierde y lo contrario ocurre en zonas polares. Es conocido que las zonas centradas en el ecuador son las regiones más cálidas del planeta, lo contrario se produce en altas latitudes, donde se pierde más calor por emisión de radiación de onda larga que la recibida en onda corta del Sol. Pero estas zonas no se calientan ni enfrían continuamente, por lo que existe un transporte de calor desde las regiones con exceso a las regiones con déficit de calor. Es un transporte desde el ecuador hacia los polos y viceversa, que lo realizan la atmósfera y los océanos a través de los vientos y las corrientes.

En resumen, la energía recibida y emitida por el sistema tierra – atmósfera es la misma, hay ganancia de energía entre los trópicos y pérdida en zonas polares, el exceso y déficit es balanceado por la circulación general de la atmósfera y de los océanos. Además el balance de radiación de un lugar dado sufre variaciones con la cobertura nubosa, composición de la atmósfera, el ángulo de incidencia del Sol y la longitud del día. En la siguiente tabla se resume el balance de radiación en unidades de energía.

ENTRANTE		SALIENTE	
Balance de calor de la superficie de la tierra			
Radiación solar	170	Radiación terrestre	390
Radiación atmosférica	324	Evaporación	80
		Conducción y Convección	24
Total	494	Total	494
Balance de calor de la atmósfera			
Radiación solar	70	Radiación al espacio	200
Condensación	80	Radiación a la superficie	324
Radiación terrestre	390	Radiación de la tierra al espacio	40
Conducción	24		
Total	564	Total	564
Balance de calor planetario			
Radiación solar	342	Reflejada y dispersada	102
		Radiación de atmósfera y nubes al espacio	200
		Radiación de la tierra al espacio	40
Total	342	Total	342

Tabla No. 1.2 Balance de radiación en W/m².

Fuente: www.ideam.gov.co

Los experimentos para la determinación del balance radiativo de la Tierra han utilizado satélites para medir los parámetros fundamentales de la radiación (la cantidad de energía solar recibida por el planeta, el albedo planetario, la radiación terrestre emitida -referida como la Radiación saliente de Onda Larga ó ROL- y el balance planetario de energía neto - diferencia entre la energía solar absorbida y el ROL-). El experimento más reciente para

medir estos parámetros es el Experimento del Balance de la Radiación de la Tierra de la NASA (ERBE).

1.1.4 *CONSTANTE SOLAR.*

En el tope de la atmósfera, a una distancia promedio de 150×10^6 Km del sol, el flujo de energía de onda corta interceptada por una superficie normal a la dirección del sol en vatios por metro cuadrado (W/m^2) es llamada *constante solar*. Midiendo su variabilidad en el espacio y en el tiempo sobre el globo se puede definir el forzamiento radiativo básico del sistema climático. Este valor da una idea de los valores que se registran en el tope de la atmósfera y de los valores que finalmente llegan a la superficie de la tierra durante el día como consecuencia de las “pérdidas” de radiación por fenómenos (procesos de atenuación) como la reflexión, refracción y difracción durante su trayectoria.

Según el Centro de Referencia Radiométrica Mundial (World Radiometric Reference - WRR) del Centro Mundial de Radiación (World Radiation Center - WRC), la constante solar tiene un valor aproximado de:

$$\begin{aligned} I_o &= 1.367 \text{ W/m}^2 \\ &= 433.3 \text{ Btu}/(\text{ft}^2 \cdot \text{h}) \\ &= 1,96 \text{ cal}/(\text{cm}^2 \cdot \text{min}) \end{aligned}$$

La cual tiene una desviación estándar de 1.6 W/m^2 y una desviación máxima de $\pm 7 \text{ W/m}^2$.

La Figura No. 1.10, muestra la constante solar medida por satélites en W/m^2 durante el período 1978-2003. En esta figura se observa, que la constante varía con el tiempo, así como un leve aumento en los mínimos de la misma. También se aprecia el ciclo solar, en el cual cada 11 años se presenta un máximo en la constante.

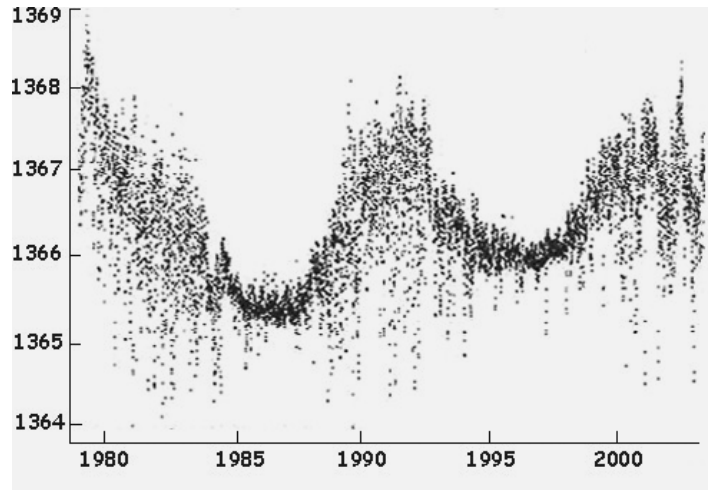


Figura No. 1.10 Valores de la constante solar medidos por medio de satélites.
Fuente: <http://www.gsfc.nasa.gov/topstory/2003/0313irradiance.html>

Las observaciones basadas en satélites muestran también una variación en la medición de la constante solar de acuerdo al sensor que realiza la medición, tal como se muestra en la Figura No. 1.11, por lo que es necesario realizar una composición o superposición de las mediciones para obtener un único valor.

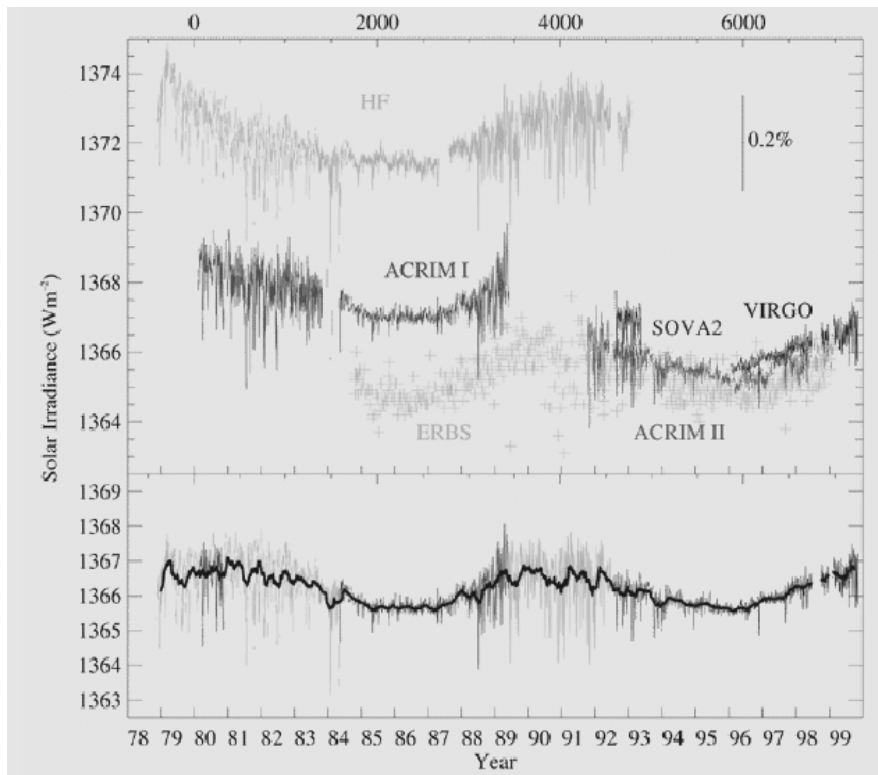


Figura No. 1.11 Valores de la constante solar medidos por medio de satélites. Datos originales (arriba) y valores compuestos (abajo).
Fuente: NASA (National Aeronautics and Space Administration).

Las variaciones de la constante solar dependen de la actividad solar asociada al número de manchas presentes en la superficie solar y a cambios en la distancia Tierra-Sol como consecuencia de la órbita elíptica terrestre. La intensidad de la energía solar varía inversamente proporcional al cuadrado de la distancia al Sol, entonces en el movimiento de translación de la Tierra cambia la distancia Tierra-Sol durante el año originando una variación de la radiación solar extraterrestre incidente sobre una superficie normal al rayo solar como ilustra la Figura No. 1.12.

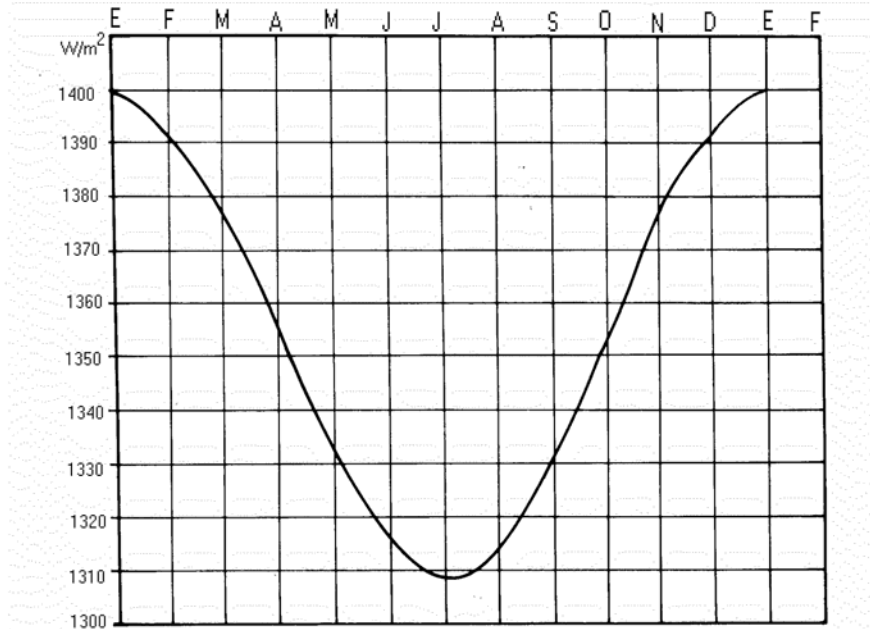


Figura No. 1.12 Variación de la radiación solar fuera de la atmósfera terrestre.
Fuente: IDEAM.

Analíticamente se puede determinar la radiación solar extraterrestre incidente mediante la expresión:

$$I_n = \bar{I}_o \left(\frac{R_o}{R} \right)^2 \quad (1.7)$$

Donde:

R = Distancia Tierra-Sol

I_o = Constante solar

R_o = Distancia promedio Tierra-Sol (igual a una Unidad Astronómica = $149,46 \times 10^6$ Km).

1.2 VARIABILIDAD DIURNA Y ESTACIONAL.

1.2.1 DISTRIBUCIÓN GLOBAL DE LA RADIACIÓN SOLAR.

El flujo medio incidente de radiación solar en el tope de la atmósfera es un cuarto de la constante solar, es decir, unos 342 w/m^2 y queda reducida en superficie (por reflexión y absorción) a unos 170 w/m^2 .

La siguiente figura muestra la radiación solar media recibida en superficie, expresada en W/m^2 , oscilando entre un máximo de 275 W/m^2 en las regiones despejadas de nubosidad del Sahara y Arabia, hasta un mínimo de 75 W/m^2 en las islas brumosas del Ártico. La media global, como se mencionó, es 170 W/m^2 .

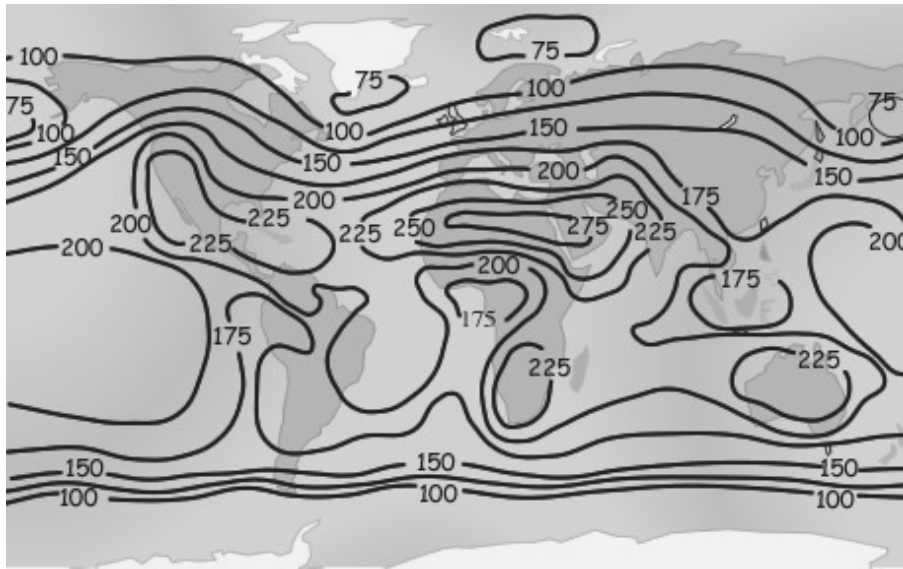


Figura No. 1.13 Distribución global de la radiación
Fuente: <http://homepage.mac.com/uriarte/maprad.html>.

Los valores máximos se concentran en las zonas subtropicales, en torno a los 30° de latitud, debido a que los rayos solares llegan a la superficie terrestre en forma más perpendicular sobre esas latitudes, principalmente, en las épocas de verano de cada uno de los hemisferios. En la noche polar de cada hemisferio, la radiación solar que llega a las zonas polares es cercana a cero. En el día polar la radiación solar en los polos es equivalente a la radiación solar de latitudes medias del hemisferio opuesto al día polar, pero las temperaturas no son equivalentes, ya que en días polares las temperaturas son siempre cercanas o menores a 0°C .

1.2.2 DISTANCIA TIERRA-SOL.

La Tierra en su movimiento alrededor del sol describe una órbita elíptica, algo desproporcionada, con uno de sus extremos un poco más cerca del Sol que el otro y en la cual la distancia promedio Tierra - Sol es de aproximadamente 149.46×10^6 Km, valor llamado Unidad Astronómica (U.A.). La excentricidad de la órbita de la Tierra es del 1.7%.

La orbita de la Tierra se puede describir en coordenadas polares mediante la siguiente expresión:

$$R = \frac{a * (1 - e^2)}{1 + e * \cos \alpha} \quad (1.8)$$

Donde:

- R = distancia Tierra-Sol.
- a = Unidad Astronómica.
- e = excentricidad de la órbita terrestre ($e = 0.01673$).
- α = posición angular de la Tierra en la órbita, la cual se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\alpha = \frac{2 * \pi * (nd - 1)}{365} \quad (1.9)$$

Donde:

nd = número del día del año

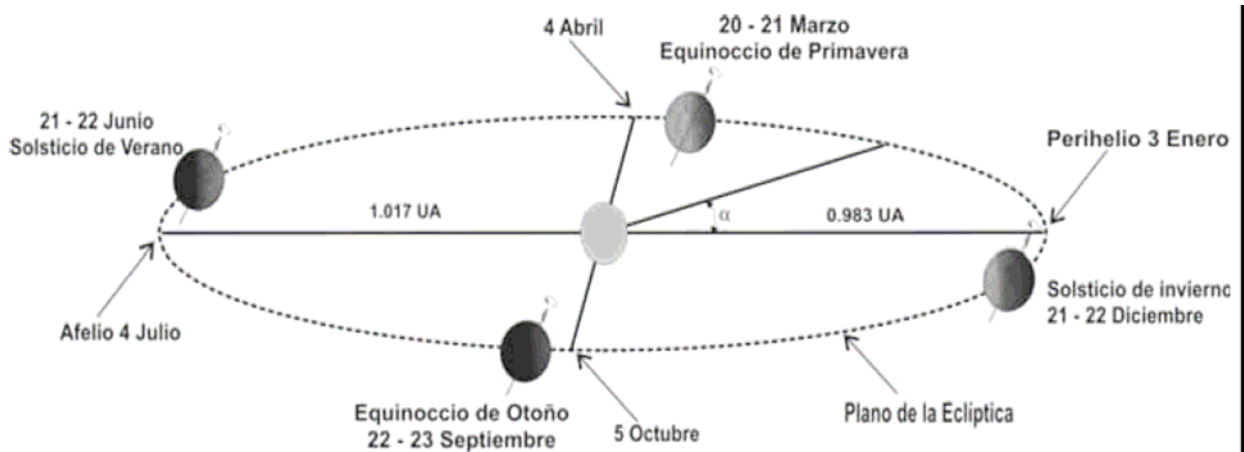


Figura No. 1.14 Movimiento de la tierra alrededor del sol.
Fuente: Atlas de radiación solar de Colombia, www.upme.gov.co.

En la Figura No. 1.14, se muestra la posición angular (α) de la Tierra en la órbita. Cuando $\alpha = 0^\circ$ la Tierra se encuentra más cerca del Sol (Perihelio), esto ocurre en enero y la distancia Tierra-Sol es de:

$$R = a(1-e) = 0.983\text{UA} = 147.5 \times 10^6 \text{ km.}$$

En julio, cuando $\alpha = 180^\circ$, la Tierra se encuentra en la posición más alejada del Sol (Afelio), con una distancia Tierra-Sol de:

$$R = a(1+e) = 1.017\text{UA} = 152.6 \times 10^6 \text{ km.}$$

La distancia R para efectos radiométricos, se puede expresar mediante una ecuación de cálculo sencillo. Spencer³ expresó la distancia en términos de una serie de Fourier, con un error máximo de 0.01 por ciento:

$$\left(\frac{R_0}{R}\right)^2 = 1.00011 + 0.034221 \cos \alpha + 0.00128 \operatorname{sen} \alpha + 0.000719 \cos 2\alpha + 0.000077 \operatorname{sen} 2\alpha \quad (1.10)$$

Donde:

$$R_0 = \text{Distancia promedio Tierra-Sol (1 U. A.)}$$

Un Sol distante significa menos radiación solar para nuestro planeta. Promediado sobre el globo, la radiación del Sol sobre la Tierra durante el afelio es aproximadamente un 7% menos intensa de lo que es durante el perihelio.

1.2.3 DECLINACIÓN DEL SOL.

Cuando se analiza el movimiento de rotación y translación de la Tierra se encuentra que su eje de rotación, con respecto al plano de translación alrededor del sol, tiene una inclinación de aproximadamente $23,45^\circ$. Los patrones climáticos de las estaciones se originan principalmente por la inclinación del eje de rotación. El ángulo formado entre el plano ecuatorial de la Tierra y la línea Tierra-Sol se denomina declinación solar (δ), como se aprecia en la figura 8. El signo de la declinación es positivo (+) cuando el sol incide perpendicularmente sobre algún lugar en el hemisferio norte, y negativo (-) cuando incide perpendicularmente sobre algún lugar en el hemisferio sur.

Debido al movimiento de la Tierra alrededor del Sol, el valor de este ángulo varía durante el año. Su valor varía entre $-23,45^\circ$, cuando el Sol se encuentra en la parte más baja del hemisferio sur en el Solsticio (del latín: parada prolongada del Sol) de invierno (22 de diciembre) y $+23,45^\circ$ cuando se halla en la parte más alta del hemisferio norte, en el Solsticio de verano (21 de junio), siendo el día más largo del año. Dos veces durante el año toma valor cero, cuando el sol pasa sobre el Ecuador terrestre, durante los equinoccios (de otoño el 23 de septiembre, y el de primavera el 21 de marzo). En el equinoccio (del latín: noche igual) la noche y el día tienen la misma duración en todos los lugares de la Tierra.

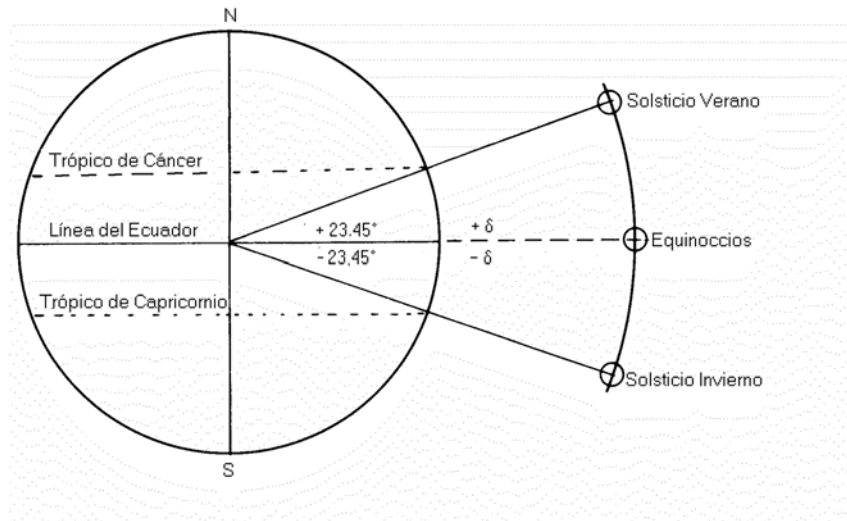


Figura No. 1.15 Declinación solar.
Fuente: Atlas solar. IDEAM, 2004.

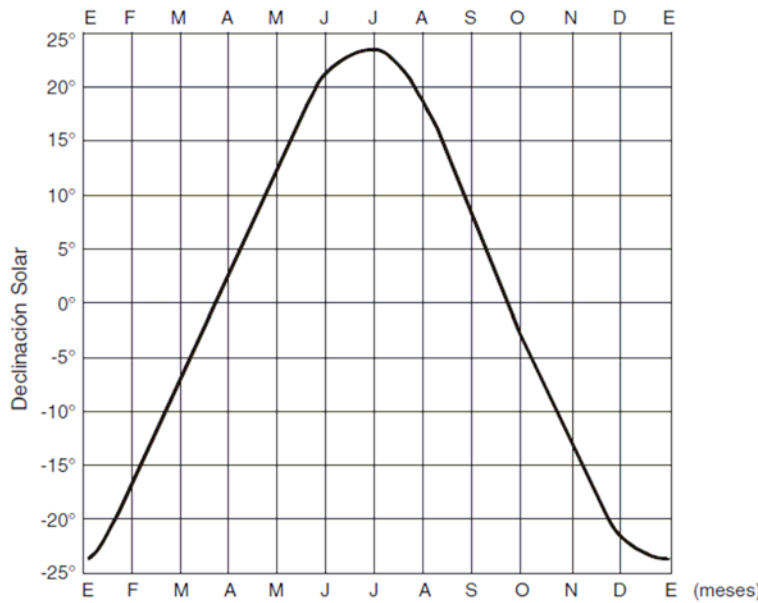


Figura No. 1.16 Variación anual de la declinación del Sol.
Fuente: Atlas de radiación solar de Colombia, www.upme.gov.co.

1.2.4 LA ESFERA CELESTE.

Clásicamente, el cielo ha sido representado mediante una esfera imaginaria cuyo centro se fija en la Tierra, llamada esfera celeste, lo cual permite ubicar los diferentes astros como si un observador los estuviera mirando desde la Tierra y donde cada uno de sus puntos representa una dirección al cielo. La intersección con el plano imaginario del Ecuador terrestre define el Ecuador celeste. Los puntos de intersección con el eje polar terrestre se llaman polos celestes.

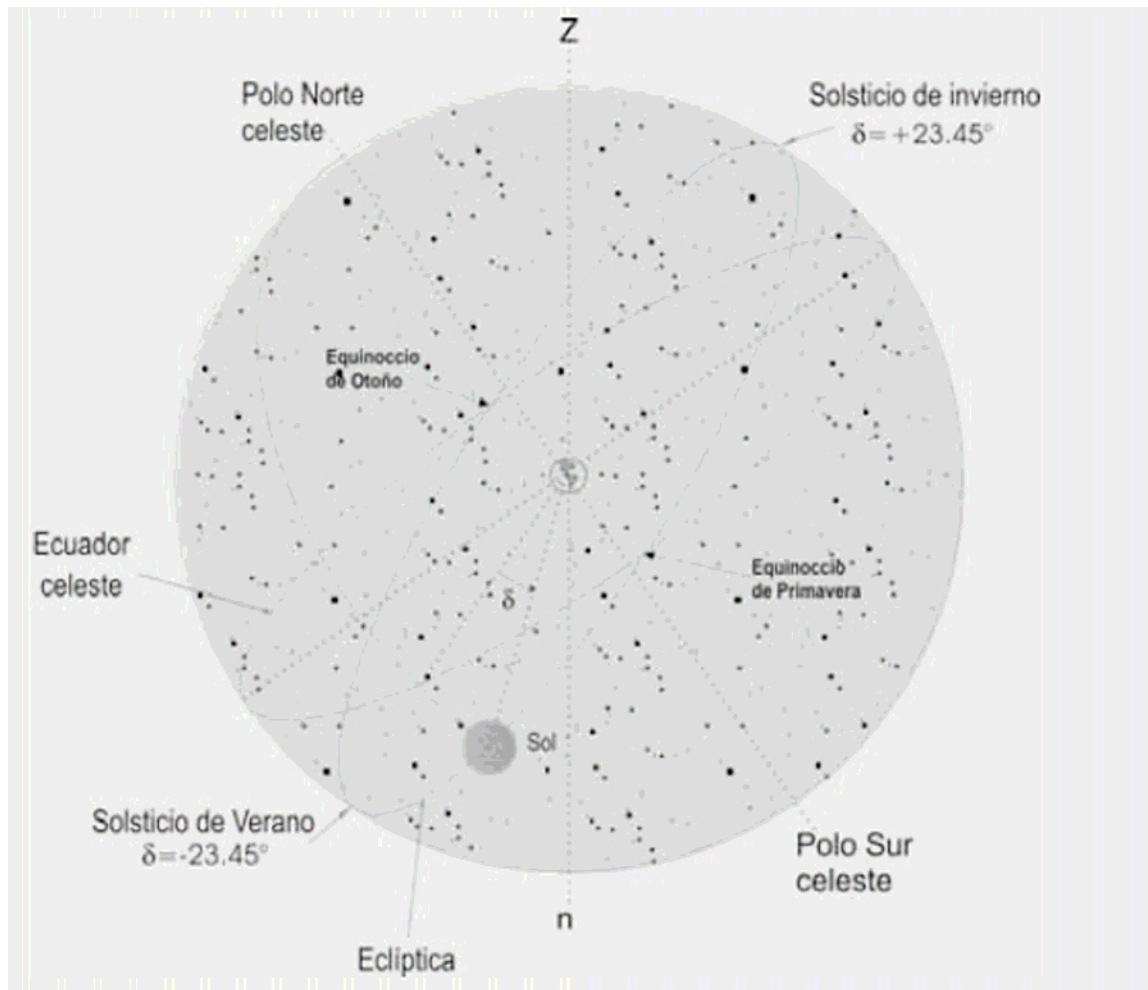


Figura No. 1.17 Declinación solar.

Fuente: Atlas de radiación solar de Colombia, www.upme.gov.co.

Durante el movimiento de la Tierra alrededor del Sol, la posición relativa del Sol respecto de los demás astros en la esfera celeste cambia, y puede describirse utilizando esta forma de representación como un movimiento del Sol alrededor de la Tierra en un círculo cuyo plano

forma un ángulo de 23.45° con el plano del Ecuador. Dicho círculo se denomina Eclíptica, como se ilustra en la figura No. 1.17.

El Sol recorre la Eclíptica una vez al año; y la esfera celeste, debido a la rotación terrestre, gira una vez al día alrededor de la Tierra, que permanece fija en esta representación. De esta forma, el Sol describe diariamente alrededor de la Tierra un círculo, al igual que los demás astros. Sin embargo, en la medida en que se presenta este movimiento, en la realidad la distancia Tierra-Sol cambia, día a día siendo mínima en el solsticio de invierno y máxima en el solsticio de verano. En el curso de un año podemos observar cómo varía la posición del Sol y su recorrido en el cielo. Para explicar este fenómeno, recurrimos a la esfera celeste. En este sistema de referencia, la Tierra permanece en el centro y el Sol describe un movimiento aparente a lo largo de la Eclíptica a razón de un grado aproximadamente por día. Cuando el Sol alcanza los puntos Aries y Libra ocurren los equinoccios (del latín: noche igual), ya que la noche y el día tienen la misma duración en todos los lugares de la Tierra. Tomando como referencia un observador localizado en el hemisferio norte, entre ambos equinoccios hay dos posiciones significativas denominadas solsticios (latín: parada prolongada del Sol). El solsticio de verano ocurre el 21 de junio, el día más largo del año, y el solsticio de invierno, el 22 de diciembre, que es el día más corto. Los puntos por donde el Sol sale y se pone en el horizonte cambian en el curso del año. El primer día de la primavera y del otoño el Sol sale exactamente por el Este y se pone por el Oeste. Al acercarnos al solsticio de verano, las posiciones de salida y ocaso avanzan hacia el Norte, aumentando también su recorrido del sol en el cielo, que es máximo en este solsticio. Desde el equinoccio de otoño la salida y puesta del Sol retroceden hacia el Sur, alcanzando la trayectoria del Sol un valor mínimo en el solsticio de invierno. En el hemisferio norte, el ángulo que forma la vertical del lugar con la dirección de los rayos del Sol es más pequeño en el solsticio de verano, donde los rayos solares son casi perpendiculares a la superficie. Por el contrario, en invierno el ángulo es mayor y los rayos caen oblicuamente; por esta razón, y porque los días son más largos, hace más calor en verano que en invierno. Hay lugares en la Tierra, como la parte central del Círculo Polar Ártico, donde el Sol no se pone, durante seis meses, en el verano, al contrario de lo que ocurre en invierno, cuando las noches duran igual tiempo.

1.2.5 SISTEMAS DE COORDENADAS.

La posición del Sol en la esfera celeste se puede determinar mediante los sistemas de coordenadas horizontales y ecuatoriales.

En el sistema de coordenadas celestes horizontales ilustrado en la Figura No. 1.18 se determina la posición del Sol mediante los ángulos llamados azimut, A_z , y la distancia zenital, Z_o , o su complemento, la altura solar h .

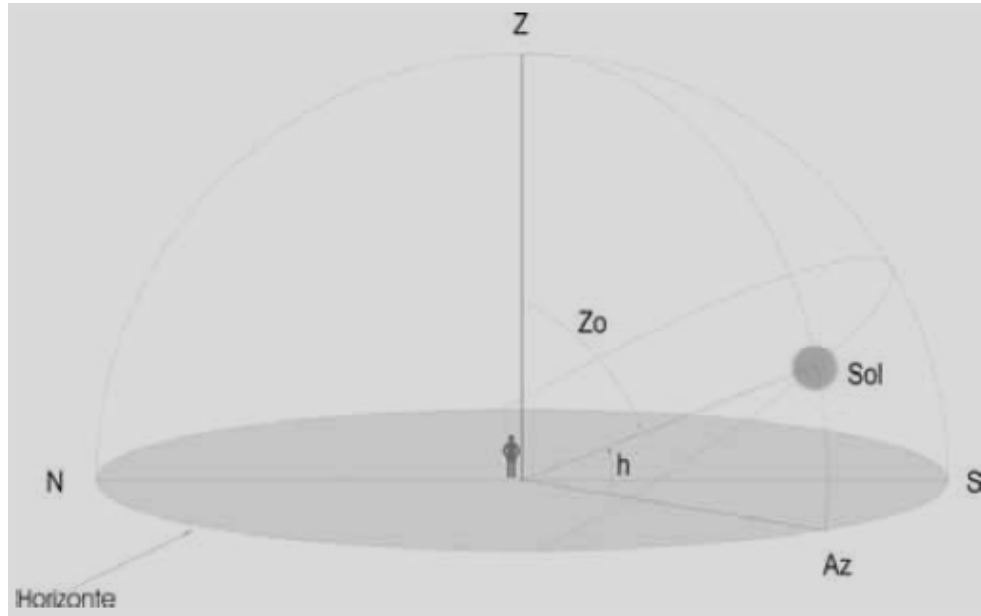


Figura No. 1.18 Sistema de coordenada celestes horizontales.
Fuente: Atlas de radiación solar de Colombia, www.upme.gov.co.

La distancia zenital es la distancia angular entre el zenit del observador y la posición del Sol; su complemento, la altura solar (h), es la distancia angular entre el horizonte del observador y el Sol. El azimut es la distancia angular, medida desde el sur del lugar del observador y la proyección sobre el horizonte del meridiano del Sol que pasa por el zenit del observador (A_z es negativo hacia el Este y positivo hacia el Oeste; por lo tanto, varía entre $-180^\circ \leq A_z \leq 180^\circ$).

En el sistema ecuatorial, la posición del Sol está determinada por la declinación (δ) y el ángulo horario (ω). El ángulo horario (ω) es el ángulo formado en el polo por la intersección entre el meridiano del observador y el meridiano del Sol (Figura No. 1.19); se expresa en unidades de arco (grados) o en unidades de tiempo (horas); su conversión es: 1 hora = 15° .

$$\begin{aligned}\omega &= \frac{360^\circ}{24}(t-12) \\ \omega &= \frac{2\pi}{24}(t-12)\end{aligned}\tag{1.11}$$

Donde:

$t = \text{Hora local.}$

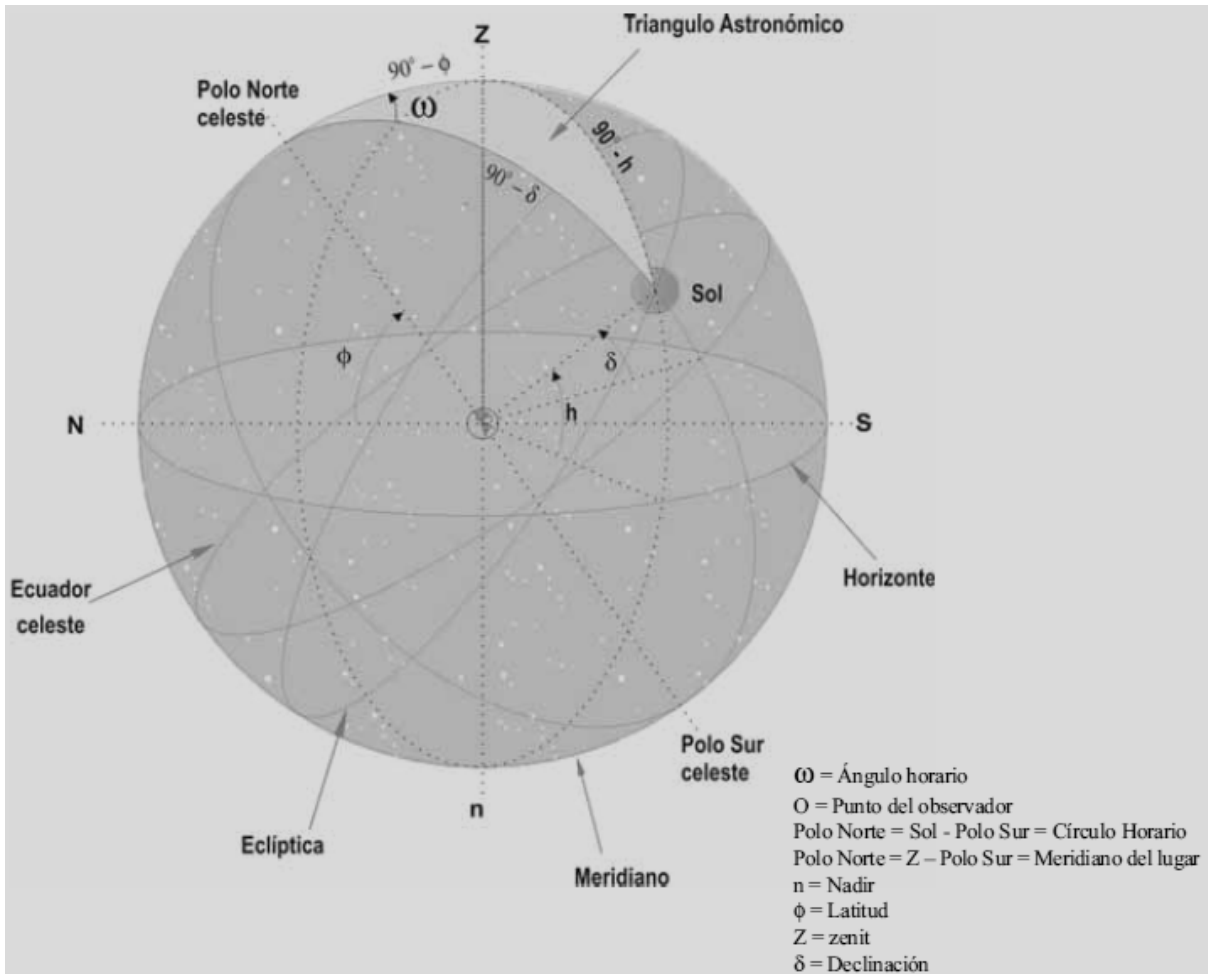


Figura No. 1.19 Sistema Coordenadas celestes ecuatoriales.
Fuente: Atlas de radiación solar de Colombia, www.upme.gov.co.

1.2.6 TRIÁNGULO ASTRONÓMICO PARA LA OBTENCIÓN DE LA POSICIÓN DEL SOL.

Combinando los dos sistemas de coordenadas, horizontales y ecuatoriales, se puede obtener el triángulo astronómico de la Figura 13, el cual se toma de la esfera celeste en la Figura 12 y es conformado por el Polo Norte, N ; el zenit, Z , y el Sol. En otras palabras, resulta de proyectar el meridiano del lugar (el que pasa por el zenit y los polos), el círculo horario (que pasa por los polos y el astro) y la vertical del astro (círculo que pasa por el zenit-nadir y el astro).

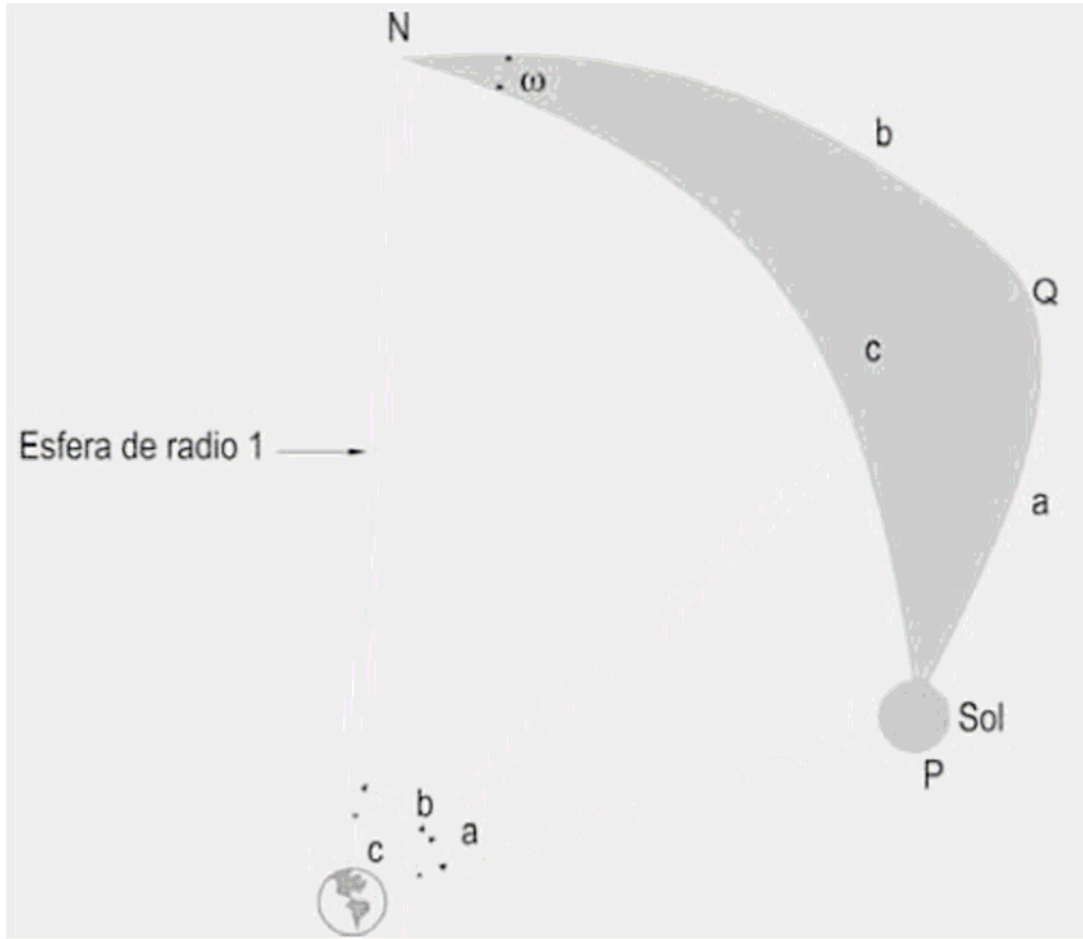


Figura No. 1.20 Triángulo astronómico.

Fuente: Atlas de radiación solar de Colombia, www.upme.gov.co.

A partir de la posición del Sol en este triángulo esférico es posible establecer el ángulo de incidencia de la luz solar sobre una superficie horizontal o inclinada utilizando la llamada ley de los cosenos descrita por la ecuación de la trigonometría esférica.

$$\cos a = \cos b \cos c + \operatorname{sen} b \operatorname{sen} c \cos \omega \quad (1.12)$$

1.2.7 ALTURA DEL SOL.

Para hallar el valor de la altura solar se sustituyen los lados del triángulo astronómico (Polo Norte, N ; el zenit, Z , y el Sol, o sea NQP) en la ecuación anterior por los valores:

$$\begin{aligned} a &= 90^\circ - h \\ b &= 90^\circ - \phi \\ c &= 90^\circ - \delta \end{aligned}$$

$$\cos(90^\circ - h) = \cos(90^\circ - \phi)\cos(90^\circ - \delta) + \text{sen}(90^\circ - \phi)\text{sen}(90^\circ - \delta)\cos\omega$$

Aplicando identidades trigonométricas obtenemos:

$$\text{sen}h = \text{sen}\phi\text{sen}\delta + \cos\phi\cos\delta\cos\omega \quad (1.13)$$

1.2.8 DURACIÓN ASTRONÓMICA DEL DÍA (N).

Es la duración en horas desde la salida hasta la puesta del Sol; se determina a partir de la ecuación (1.13), considerando $h = 0^\circ$ y $h = 180^\circ$ (para la salida y puesta del Sol, respectivamente), despejando el ángulo horario ω y de allí la duración del día. Cuando $h = 0$ ó 180 :

$$\begin{aligned} \cos\omega &= \frac{-\text{sen}\phi\text{sen}\delta}{\cos\phi\cos\delta} \\ \cos\omega_s &= -\tan\phi\tan\delta \end{aligned} \quad (1.14)$$

La duración del día se determina duplicando el ángulo horario ω_s ("s" de salida del Sol) y dividiéndolo entre 15 para pasar de grados a horas:

$$N = \frac{2}{15} \arccos(-\tan\phi\tan\delta) \quad (1.15)$$

La ecuación anterior es válida si el valor absoluto de $(-\tan\phi\tan\delta) \leq 1$.

Para las latitudes altas (mayores de 66.6°), donde dependiendo de la época del año no se satisface esa condición, implica que los días pueden tener una duración igual a 24 horas, el Sol no se oculta, o igual a 0 horas, el Sol se mantiene por debajo del horizonte, dependiendo del día del año.

1.2.9 DIRECCIÓN DEL HAZ DE RADIACIÓN.

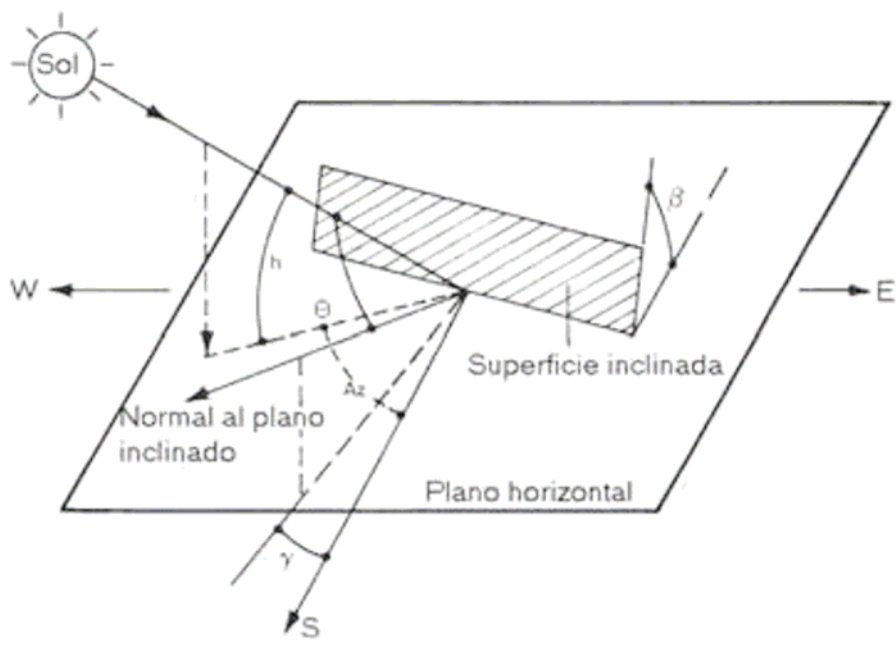


Figura No. 1.21 Dirección del haz de radiación solar directa.
Fuente: Atlas de radiación solar de Colombia, www.upme.gov.co.

La relación geométrica entre un plano con una orientación dada relativa a la Tierra y el haz de radiación solar, como se ilustra en la Figura No. 1.21, puede ser determinada a partir de la ecuación:

$$\cos \theta = \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \quad (1.16)$$

Donde:

β = ángulo entre el plano dado y la superficie horizontal $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$

γ = ángulo azimutal sobre la superficie; ver página 120, último párrafo, primera columna.

θ = ángulo de incidencia formado por el haz de radiación sobre una superficie y la normal a la superficie.

1.2.10 MEDIDA DEL TIEMPO.

La medida del tiempo se fundamenta en la rotación de la Tierra sobre su eje polar y su translación alrededor del Sol. El tiempo se mide a partir del intervalo transcurrido entre dos pasos sucesivos del Sol frente a un mismo meridiano. Debido a que la órbita de la Tierra alrededor del Sol es elíptica, los intervalos de tiempo entre los dos pasos varían día a día durante el año, razón por la cual se definen el tiempo solar verdadero y el tiempo solar medio.

1.2.11.1 TIEMPO SOLAR VERDADERO (TSV).

El tiempo solar verdadero (TSV) o LAT (*local apparent time*) es el tiempo real que determina el Sol a su paso sobre un meridiano y lo define el ángulo horario (ω) medido a partir del mediodía. El tiempo solar no coincide con el tiempo local. Por lo tanto, es necesario corregir el tiempo aplicando dos correcciones.

- a) Corrección debida a la diferencia entre la longitud del meridiano del observador y el meridiano sobre el cual se basa la hora local estándar (en la Ciudad de México la hora estándar se basa en el meridiano 99°09' W). El Sol toma cuatro minutos para realizar un desplazamiento aparente de 1° de longitud;
- b) Corrección debida a las perturbaciones en la velocidad de rotación de la Tierra.

El TSV se determina mediante la ecuación:

$$TSV = TSM + 4(L_S - L_L) + E_t \quad (1.17)$$

Donde:

TSM = Tiempo solar medio

E_t = Ecuación de tiempo

L_s = Longitud geográfica del meridiano de referencia del país.

L_L = Longitud geográfica del meridiano del lugar (en grados sexagesimales).

1.2.11.2 TIEMPO SOLAR MEDIO (TSM).

Para eliminar las desigualdades del tiempo transcurrido entre los dos pasos sucesivos del Sol por un mismo meridiano, se definió el tiempo solar medio, o TSM, imaginando un Sol

ficticio que gire a velocidad constante y en forma circular alrededor de la Tierra, de modo que la duración de los días permanezca constante durante todo el año.

1.2.11.3 ECUACIÓN DE TIEMPO (E_t).

Se define como ecuación de tiempo (E_t) a la diferencia de tiempo entre el tiempo solar verdadero (T_{SV}) y el tiempo solar medio (T_{SM}), el cual varía diariamente en un intervalo pequeño entre -14 y 16 minutos. *Spencer* desarrolló un modelo matemático en términos de una serie de *Fourier*, para calcular E_t cualquier día del año con un error menor a 0,5 minutos. La Figura No. 1.22 muestra los valores de E_t a lo largo del año.

$$E_t = \left(\begin{matrix} 0.000075 + 0.001868\cos\alpha - 0.032077\text{sen}\alpha \\ -0.014615\cos\alpha - 0.040089\text{sen}2\alpha \end{matrix} \right) * (229.18) \quad (1.18)$$

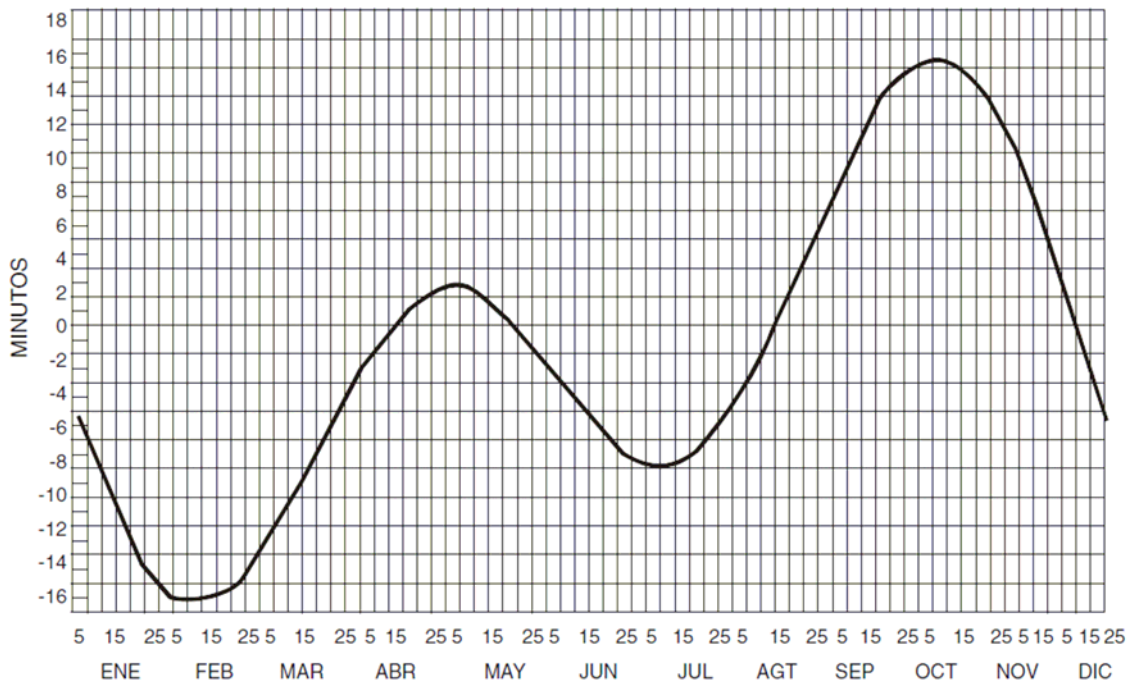


Figura No. 1.22 Variación anual de la ecuación del tiempo.
Fuente: Atlas de radiación solar de Colombia, www.upme.gov.co.

1.2.11 RADIACIÓN SOLAR EXTRATERRESTRE.

La radiación solar extraterrestre se genera analíticamente tomando en cuenta la evolución astronómica de la radiación solar (para una latitud determinada) y representa el valor de radiación solar que recibe la tierra en el límite superior de la atmosfera.

La radiación (cantidad de energía) dG_0 durante un periodo corto de tiempo dt se puede calcular mediante la siguiente expresión:

$$dG_0 = \frac{I_{SC} \cos \theta_z}{\rho^2} dt \quad (1.19)$$

Donde:

I_{SC} = 4921 kJ m⁻² h⁻¹ es la constante solar.

ρ^2 = Factor de corrección de la distancia Tierra-Sol.

θ_z = ángulo solar cenital.

Dado que:

$$\cos \theta_z = \sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega$$

Y:

$$dt = \left(\frac{12}{\pi} \right) d\omega$$

Podemos expresar:

$$dG_0 = \frac{(12/\pi) I_{SC} (\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \phi \cos \omega)}{\rho^2} d\omega \quad (1.20)$$

Luego integrando la expresión anterior sobre un periodo determinado de tiempo es posible obtener el valor correspondiente.

Así, la radiación solar extraterrestre sobre un periodo de 1 hora será:

$$G_0 = \frac{I_{SC}}{\rho^2} \left[\sin \delta \sin \phi + \left(\frac{24}{\pi} \right) \sin \left(\frac{\pi}{24} \right) \cos \delta \cos \phi \cos \omega_i \right] \quad (1.21)$$

Donde:

ϕ = latitud del lugar.

δ = declinación.

ω_i = es el ángulo horario.

Y la radiación extraterrestre diaria total desde el amanecer hasta el anochecer será:

$$H_0 = \frac{24 I_{SC}}{\pi \rho^2} \left[\cos\phi \cos\delta \cos\omega_s + \left(\frac{2\pi\omega_s}{360} \right) \sin\phi \sin\delta \right] \quad (1.22)$$

Donde:

ω_s = ángulo horario del amanecer y del atardecer.

1.2.12 UNIDADES DE MEDIDA DE LA RADIACIÓN SOLAR.

Las cantidades de radiación son expresadas generalmente en términos de exposición radiante o irradiancia, siendo esta última una medida del flujo de energía recibida por unidad de área en forma instantánea como energía/área-tiempo y cuya unidad es el Watt por metro cuadrado (W/m²). Un Watt es igual a un Joule por segundo.

La exposición radiante es la medida de la radiación solar, en la cual la radiación es integrada en el tiempo como energía/área y cuya unidad es el kWh/m² por día (si es integrada en el día) ó MJ/m² por día.

Por ejemplo, 1 minuto de exposición radiante es una medida de la energía recibida por metro cuadrado sobre un periodo de un minuto. Sin embargo, un minuto de exposición radiante = irradiancia media (W/m²) x 60 (s) y tiene unidades de Joule por metro cuadrado (J/m²). Finalmente, una hora de exposición radiante es la suma de los 60 minutos de exposición radiante. Otras magnitudes radiométricas.

Unidad	Equivalencia
1 Watt (W)	1 Joule/segundo (J/s)
1 W*h	3,600 J
1 KW*h	3.6 MJ
1 W*h	3.412 Btu
1 Caloría	0.001163 W*h
1 Caloría	4.187 Joule
1 cal/cm ²	11.63 W*h/m ²
1 MJ/m ²	0.27778 kW*h/m ²
1 MJ/m ²	277.78 W*h/m ²
1 MJ/m ²	23.88 cal/cm ²
1BTU	252 calorías
1BTU	1.05506 KJ
1 cal/(cm ² *min)	60.29 MJ/m ² por día

Tabla No. 1.3 Conversiones útiles para radiación.

Fuente: Atlas de radiación solar de Colombia, www.upme.gov.co.

CAPÍTULO 2. APROVECHAMIENTO DE LA ENERGÍA SOLAR.

Una vez que se dieron a conocer las variables que intervienen en el empleo de la energía solar, se debe ahora mencionar las formas de trabajar con ellas en el aprovechamiento de la energía solar, es decir, nos encontramos con las tecnologías empleadas para la utilización de la energía solar.

Dentro de este segundo capítulo se encuentran algunos de los desarrollos tecnológicos que se han implementado para la utilización de la energía solar en beneficio de las personas, ya sea en un aprovechamiento directo o como fuente de generación eléctrica, dando una breve descripción y algunos ejemplos de algunas de las formas de aprovechamiento más utilizadas.

2.1 ESQUEMAS TERMOSOLARES.

2.1.1 *COLECTORES DE CONCENTRACIÓN.*

Un colector termosolar transforma la energía solar incidente en otra forma de energía útil. Consta de un intercambiador de calor convencional en que en éstos se realizan intercambios térmicos entre fluidos con elevados coeficientes de transferencia térmica, y en los que la radiación es un factor sin apenas importancia; en un colector solar, la transferencia térmica se realiza desde una fuente energética, (el Sol), a un fluido, sin concentración de energía solar.

La gama de longitudes de onda que se aprovecha está comprendida entre 0,3 μm y 3,0 μm , que es una franja de radiación considerablemente más pequeña que la de la radiación emitida por la mayoría de las superficies que absorben energía.

En los colectores de placa plana, la superficie que absorbe la radiación solar es igual a la superficie que la capta. Se pueden diseñar colectores de placa plana para trabajar con temperaturas de placa absorbente comprendidas entre 40 °C y 130 °C. Estos colectores utilizan tanto la radiación solar directa como la difusa, no requieren de sistemas de seguimiento solar y prácticamente no precisan de mantenimiento. Sus aplicaciones van

enfocadas a sistemas de calentamiento de agua, calefacción de edificios y aire acondicionado.

Los colectores de concentración utilizan sistemas ópticos reflectores y en algunos casos muy particulares, refractores, para aumentar la intensidad de la radiación solar que se dirige sobre una superficie receptora que la absorbe, (lentes Fresnel y lentes de líquido).

Contra mayor sea el flujo solar sobre esta superficie, menor será la zona necesaria para conseguir el mismo efecto térmico sobre un fluido, lo que supone una reducción de las pérdidas térmicas.

Un colector reflector de media temperatura se compone de dos partes fundamentales, el concentrador y el receptor. El concentrador es la parte del colector que refleja (o refracta) la radiación solar incidente sobre el mismo, dirigiéndola hacia el receptor, que la absorbe y transmite a un fluido térmico que circula por el mismo.

Al ser el Sol la fuente de energía, es muy importante conocer la imagen del mismo reflejada sobre el receptor. El ángulo con el que el Sol se ve desde la Tierra es de aproximadamente 32° y este dato hay que tenerle presente, (aparte de otros propios motivados por errores de seguimiento y reflexión, así como de la dispersión de la radiación por la superficie reflectora originados por defectos de fabricación, etc.), a la hora de diseñar el dimensionamiento, tanto del concentrador, como del receptor.

Existe una amplia variedad de medios que permiten aumentar el flujo de la radiación solar sobre un receptor pudiéndose clasificar teniendo en cuenta una serie de factores, como:

- a. El que sean lentes o reflectores
- b. Por el sistema de montaje y modelo de orientación
- c. Por la magnitud de la concentración de radiación que son capaces de conseguir
- d. Por los materiales utilizados en su construcción
- e. Por los fluidos térmicos que se van a utilizar que dependen de sus aplicaciones, etc.

Una característica fundamental de estos colectores es el llamado índice de concentración (A_a/A_r), que es la relación entre el área de la superficie de abertura del concentrador y el área de la superficie receptora.

En la Figura No. 2.1 se muestran tres secciones de sistemas de colectores de concentración; en cualquiera de ellos se enfoca la radiación con más o menos nitidez sobre un receptor que

puede ser puntual o tener una geometría determinada por las características del concentrador; el índice de concentración para colectores de revolución es mucho mayor que para colectores cilíndricos.

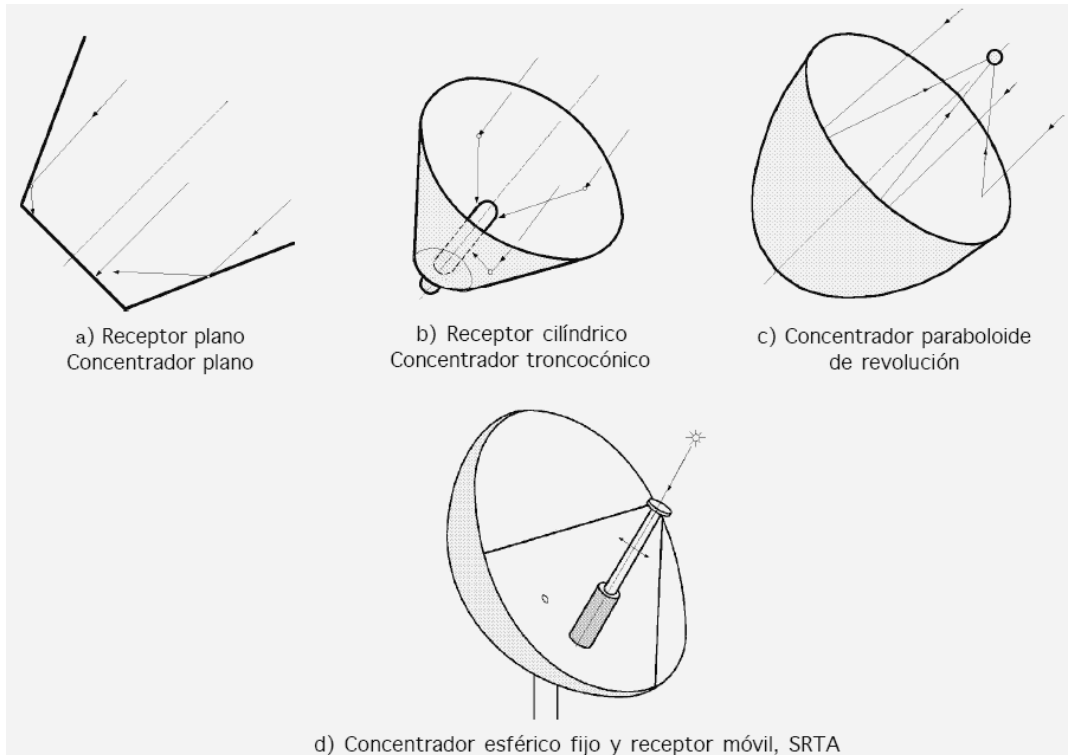


Figura No. 2.1 Algunas configuraciones de sistemas de concentración.

Fuente: <http://libros.redsauce.net/>

Algunas configuraciones existentes de concentradores solares en la actualidad son las siguientes:

- Receptor plano y concentrador-reflector plano: Tiene un bajo índice de concentración, inferior a 4; se aprovecha en el receptor parte de la componente solar difusa incidente sobre el colector.
- Receptor cilíndrico y concentrador-reflector cónico: Se mejoran las características de concentración del caso anterior.
- Receptor cilíndrico y concentrador-reflector esférico: Se mejoran las características de concentración de los casos anteriores.
- Concentrador-reflector tipo paraboloide de revolución: Permite obtener relaciones de concentración muy elevadas, lo que a su vez implica elevadas temperaturas; una modificación del mismo introduce un segundo reflector que permite llevar al foco a otra posición más conveniente.

- e. Colector con concentrador-reflector cilíndrico parabólico y receptor tubular: Es el modelo más usado y en el que el tubo receptor se encuentra a lo largo de todas las posiciones focales. La temperatura alcanzada en el mismo puede llegar a ser del orden de los 300 °C, suficiente para muchas aplicaciones. En la Figura No 2.2.a se representa un concentrador cilíndrico parabólico, y en la Figura No 2.2.b un concentrador cilíndrico parabólico con reflector secundario.

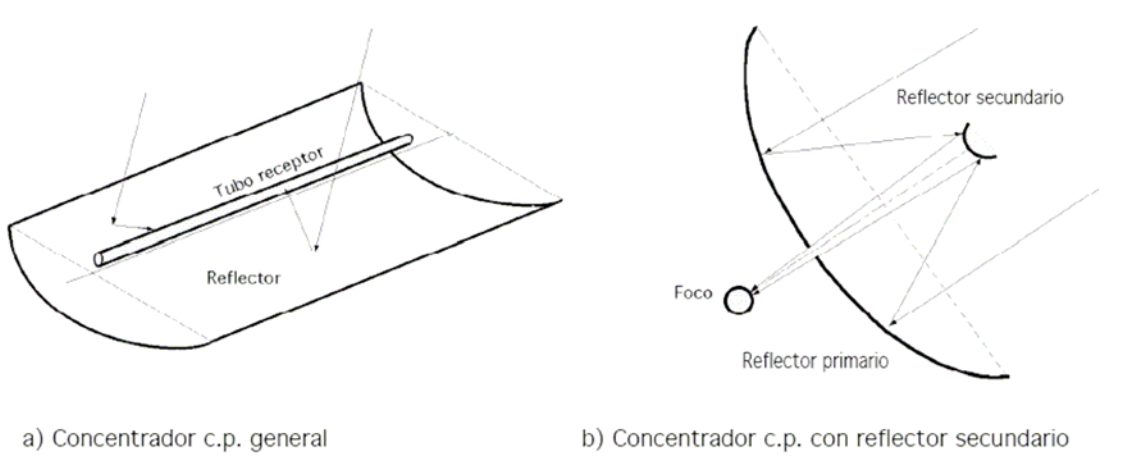


Figura No. 2.2 Concentradores cilíndrico-parabólicos.
Fuente: <http://libros.redsauce.net/>

En el reflector Fresnel, Figura No. 2.3.a, las superficies pueden ser planas o curvas, estando diseñada cada una para reflejar individualmente la radiación sobre el receptor; su gran ventaja radica en su facilidad de construcción, siendo muy interesante su utilización en colectores solares de gran potencia y alta temperatura.

El refractor Fresnel utiliza un sistema de concentración parecido a un montaje de lentes con un punto focal único, Figura No. 2.3.b.

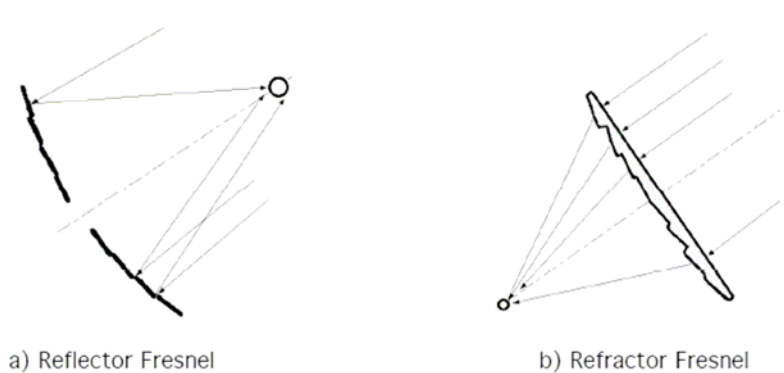


Figura No. 2.3 Concentradores fresnel.
Fuente: <http://libros.redsauce.net/>

2.1.2 CALENTAMIENTO DE AGUA, CALEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN POR ENERGÍA SOLAR.

Las consideraciones planteadas en el diseño de sistemas de calentamiento de agua, se pueden ampliar a sistemas de calefacción y refrigeración solar. Los elementos constructivos básicos de los calentadores de agua solares más corrientes son, el colector de placa plana y el depósito de almacenamiento.

Los colectores se conectan para cubrir una carga, (generalmente se dispone de energía auxiliar), y se tienen que incluir los medios para la circulación de agua y el control del sistema; un esquema práctico de un ejemplo de un sistema de circulación natural se muestra en la Figura No. 2.4; en este dispositivo el depósito está situado por encima del colector, y el agua circula por convección natural siempre que la energía solar en el colector aporte la suficiente energía al agua que asciende por el mismo, estableciéndose así un gradiente de densidades que provoca el movimiento del fluido por convección natural. La energía auxiliar se aplica en la parte superior del depósito, y tiene como misión mantener el agua caliente en esta zona del depósito, a un nivel de temperatura mínimo, necesario y suficiente para cubrir las cargas y mantener la circulación.

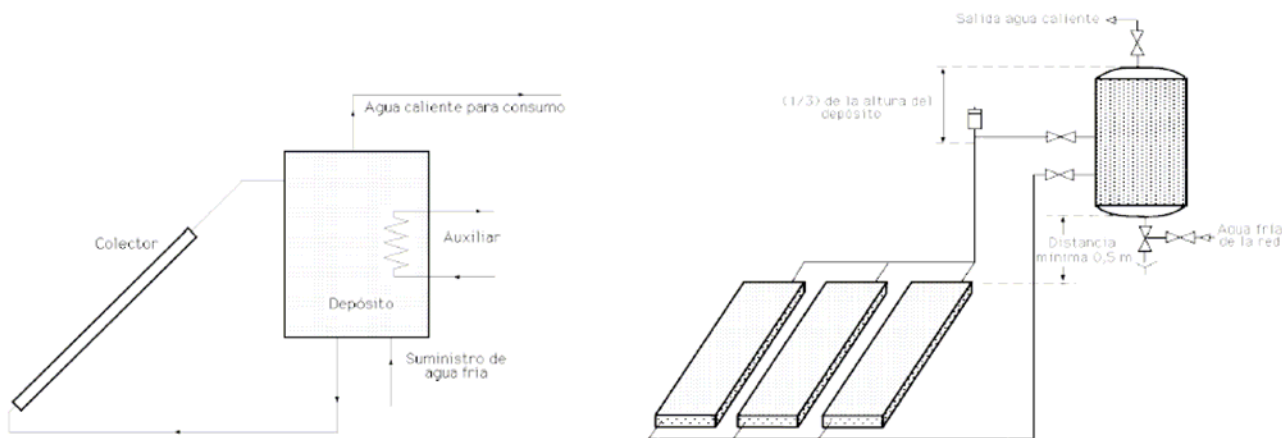


Figura No. 2.4 Calentador de agua con circulación natural, con aporte de energía auxiliar al depósito de almacenamiento.

Fuente: <http://libros.redsauce.net/>

En la Figura No. 2.5 se muestran otros esquemas, con agua en circulación forzada, en los que no es necesario colocar el depósito por encima del colector, aunque sí es necesaria una bomba que, generalmente, va controlada por control diferencial que la acciona y pone en

marcha cuando la temperatura detectada por un sensor colocado a la salida del colector está varios grados por encima de la temperatura del agua en la parte inferior del depósito.

También es necesaria una válvula de retención para evitar se produzca una circulación inversa durante los períodos de inactividad del colector, incluida la noche, y las correspondientes pérdidas térmicas nocturnas. En estos esquemas se muestra que la energía auxiliar se aporta al agua entre la salida del depósito de almacenamiento y la carga.

Muchos calentadores son de diseño único, por lo que funcionan tanto en convección natural como forzada, mientras que los calentadores domésticos pequeños funcionan en régimen de circulación natural y los de mayor tamaño en régimen de circulación forzada.

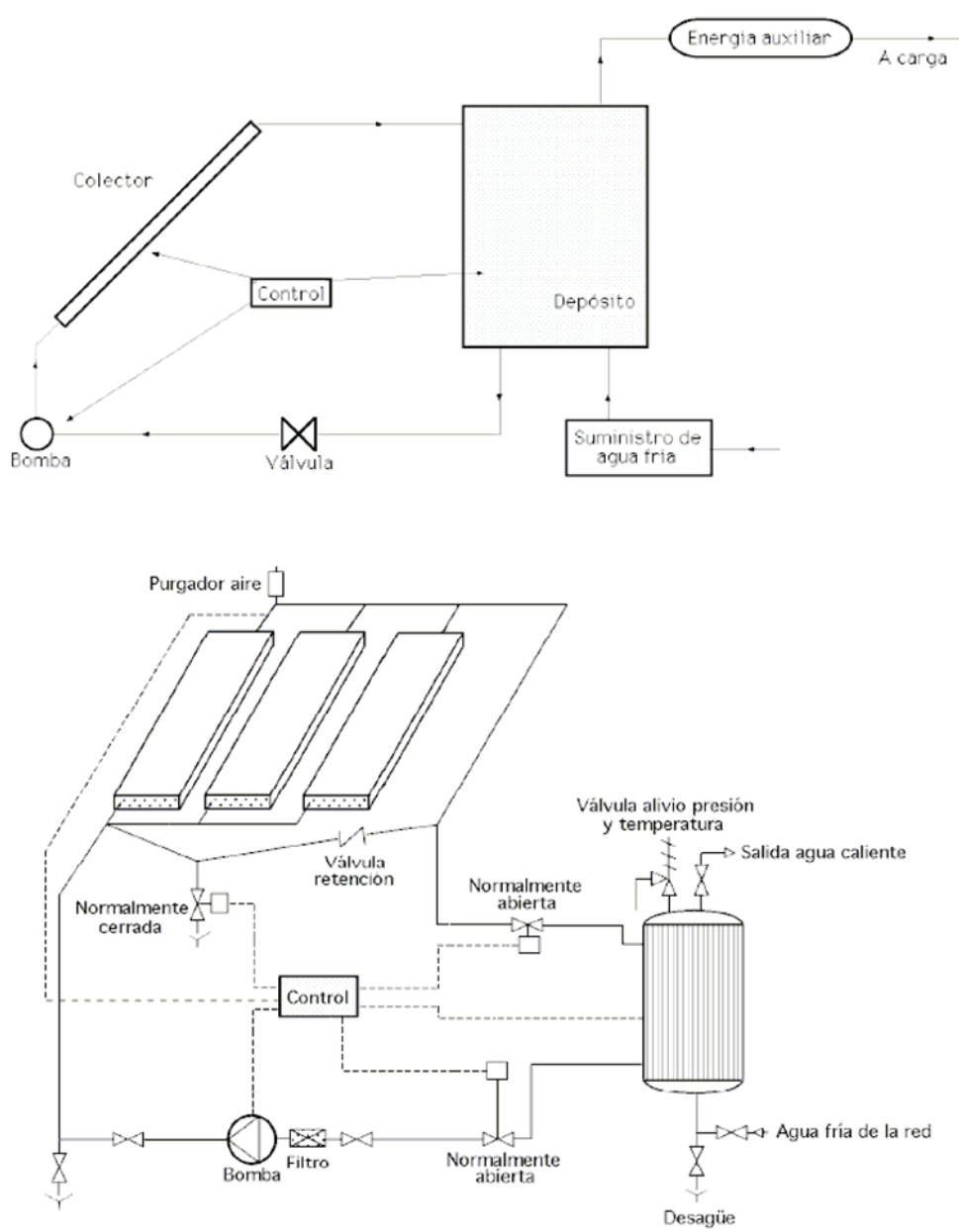


Figura No. 2.5 Calentadores de agua con circulación forzada.

Fuente: <http://libros.redsauce.net/>

El tipo de colectores de placa más comúnmente utilizado se muestra esquemáticamente en la Figura No. 2.6, en la que se observa que los tubos captadores por cuyo interior circula el agua a calentar, están dispuestos paralelamente y tienen diámetros comprendidos entre 1.2 cm y 1.5 cm con una separación entre 12 y 15 cm y van soldados o embutidos tanto a la placa colectora como a los tubos colectores distribuidores, que tienen un diámetro de 2.5 cm aproximadamente. Las placas colectoras se construyen generalmente de cobre, aunque existen sistemas que utilizan placas colectoras de hierro galvanizado; las placas de

absorción se montan en una caja de metal, o de cemento, con un aislamiento de 5 a 10 cm de espesor en la cara posterior de la placa y con una o dos cubiertas de cristal, de forma que para la cámara de aire se deje una separación entre las mismas del orden de 2.5 cm.

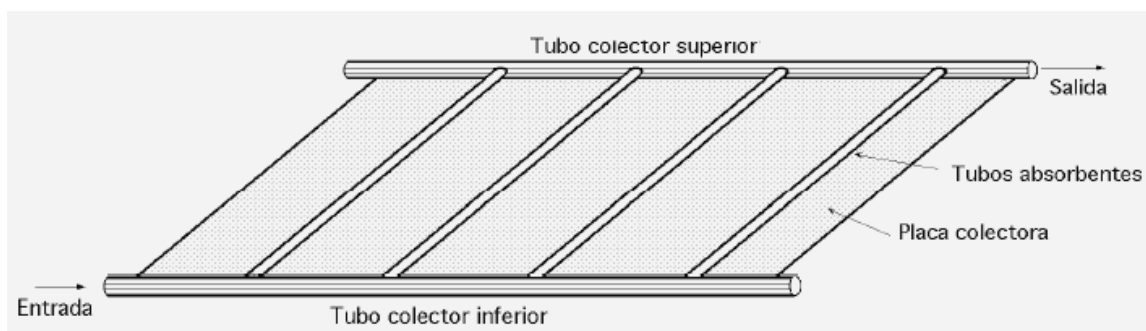


Figura No. 2.6 Placa colectora y tubos en un colector convencional.
Fuente: <http://libros.redsauce.net/>

Las dimensiones de un colector pueden ser, normalmente, de (1,2 x 1,2) m², pudiéndose utilizar en la instalación grupos de colectores montados en serie, en paralelo o en otras disposiciones.

Se pueden utilizar otros tipos de tubos para transferir la energía captada en la placa colectora al fluido que circula, como un tubo único en forma de serpentín en lugar de los tubos paralelos, con lo que se eliminan los colectores extremos, o un conjunto formado por una placa plana y otra ondulada unidas por soldadura eléctrica por resistencia, de tal forma que a través de las ondulaciones entre placas circula el agua, como se muestra en la Figura No. 2.7.

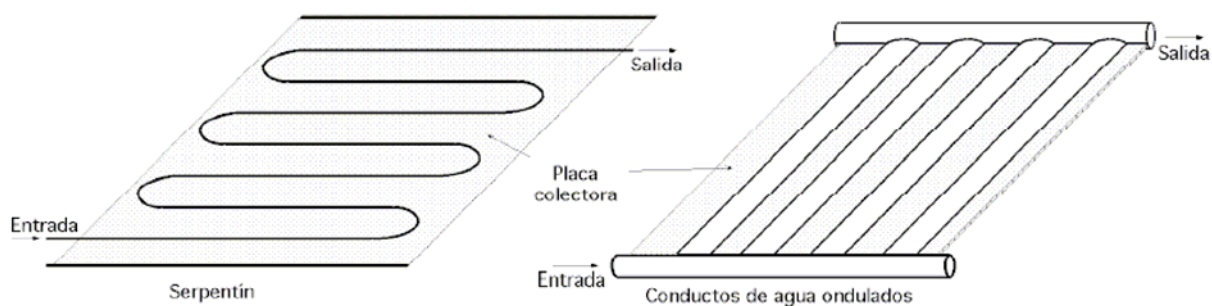


Figura No. 2.7 Alternativas para calentadores de agua de placas, a) Tubo único; b) Tubo de placa ondulada.

Fuente: <http://libros.redsauce.net/>

Los depósitos de almacenamiento tienen que estar aislados térmicamente; por regla general se puede utilizar un aislamiento de lana mineral en los costados, en la parte superior, y en la inferior, de unos 20 cm de espesor; también hay que aislar térmicamente las tuberías que

van desde el colector al depósito, por lo que se tienen que diseñar y calcular muy bien, para reducir al mínimo las pérdidas de carga y las caídas de presión; en unidades domésticas se utilizan tuberías de 2.5 cm de diámetro o más, con tramos de longitud tan corta como sea posible.

Es necesario que la estratificación se pueda mantener en los depósitos de almacenamiento dentro de unos límites, por lo que tanto su situación y posición, como el diseño de las conexiones de los depósitos es muy importante.

2.1.3 *TORRES SOLARES.*

Las torres o chimeneas solares son una tecnología que combina la tecnología solar térmica, eólica y geotérmica para generar electricidad limpia basándose en un fenómeno tan simple como es la convección (el aire caliente pesa menos y tiende a ascender). La planta consta de una superficie circular de terreno que se recubre con un material transparente con una torre hueca central, el aire al calentarse asciende por la chimenea moviendo unas turbinas que se encuentran en su interior. Unas tuberías enterradas en el terreno sirven de almacenamiento térmico garantizando el funcionamiento las 24 horas del día (aún sin Sol) y además la superficie acristalada puede utilizarse como invernadero agrícola ya que la temperatura que se alcanza en su interior no supera los 40 °C.

En los años ochenta estuvo en funcionamiento en Manzanares (Ciudad Real) un primer prototipo de 50 KW funcionando durante más de 15,000 horas. Fruto de estos ensayos son varios los proyectos que se están llevando a cabo a nivel mundial entre los que destacan una planta de 40 MW en Ciudad Real España y otra de 100 MW en Australia con chimeneas de 750 y 1,000 metros de altura respectivamente.

A principios del los años 80 el ingeniero alemán Jorg Schiach se planteó la posibilidad de utilizar la energía térmica del sol para reproducir los fenómenos que rigen la generación del viento y provocar vientos artificiales de velocidad suficiente para mover una turbina eólica convencional. Para ello se basó en un principio básico de la física de los gases que es que el aire al calentarse disminuye su densidad, tendiendo a ascender hacia zonas superiores de la atmósfera dejando un vacío que será ocupado por aire frío procedente de la parte superior. Así surgió el primer diseño de la "torre solar", esta construcción consiste simplemente en una superficie de forma circular que es cubierta por un material transparente (plástico o cristal) situado a una cierta altura, constituyendo una especie de invernadero. En la parte central del círculo se construye una torre hueca en cuyo interior se colocan una serie de turbinas eólicas.

La radiación solar atraviesa el recubrimiento transparente chocando contra el suelo y siendo de nuevo re-irradiado hacia el exterior pero en este caso con unas longitudes de onda diferentes (en el rango de los infrarrojos) que no son capaces de atravesar de nuevo el material transparente y calientan el aire que se encuentra en el interior. Éste, al aumentar su temperatura, disminuye su densidad por lo que tiende a ascender siendo dirigido hacia la chimenea en la que alcanza velocidades comprendidas entre 50 y 70 km/h.



Figura No. 2.8 Torre Solar.

Fuente: http://media.photobucket.com/image/torres%20solares/aquiestuveayer/Torre_Solar.jpg

Las ventajas de esta tecnología que combina la energía eólica, solar y geotérmica con respecto a cada una de ellas es que se puede utilizar en zonas desérticas de gran irradiación pero que no disponen de viento, que aprovecha toda la radiación solar (difusa y directa) no sólo la directa como hace la solar térmica de concentración y que aprovecha la capacidad de almacenamiento térmico que tiene el terreno bajo el acristalamiento, pudiéndose acumular energía sin necesidad de sistemas especiales para que la torre funcione también durante las 24 horas del día (para ello dispone de un sistema de tubos auxiliares por los que circula un fluido y calienta el aire por la noche). Por otra parte, no hay ningún consumo de agua y la ocupación de terreno es similar a cualquier otro sistema de generación de energía eléctrica con la ventaja de que además el terreno cubierto con el material transparente se puede utilizar como invernadero para producción agrícola. Como principal inconveniente su bajo rendimiento (entorno al 5%), pero como el combustible es gratuito (el sol) y la tecnología utilizada en su construcción es muy simple (plástico o cristal y una simple torre de hormigón), la electricidad generada resultará pronto competitiva.

El primer prototipo de esta tecnología fue ensayado en Manzanares España, con un campo recolector de 240 metros de diámetro y una torre de 195 metros. Estuvo en funcionamiento durante siete años (1982-1989), en unas instalaciones de Unión Fenosa, donde consiguieron demostrar la viabilidad de la tecnología con una planta que suministraba picos de 50 kW, y que se consiguió hacer funcionar de forma continuada una media de 9 horas al día, acumulando un total de 15,000 horas de funcionamiento.

En la actualidad hay dos proyectos en marcha a nivel mundial, uno de 40 MW también en España, concretamente en Fuente del Fresno (Ciudad Real) que con un presupuesto de 240 millones de euros será construido por la empresa Campo 3 en colaboración con la empresa alemana Schlaich Bergermann y la participación de la Universidad de Castilla y el Ministerio de Medioambiente español. Se tiene prevista la construcción de una torre de 750 metros de altura, un campo de 350 hectáreas de las cuales 250 podrán ser utilizadas como invernaderos hortofrutícolas y un costo de 250 millones de euros que proporcionará la energía que anualmente consumen 1,200,000 personas.

El segundo proyecto en marcha es una planta de 200 MW de potencia y 700 GWh de producción anual que se construirá en el desierto de Nuevo Gales en Australia, dará electricidad para 200,000 hogares suponiendo un ahorro de emisiones de dióxido de carbono equivalente al ahorro de 700,000 barriles de petróleo y, por lo tanto, una reducción de emisiones de dióxido de carbono de 900,000 toneladas. El costo estimado de esta planta es de 380 millones de euros y la superficie acristalada será de 20 km² con un diámetro de 5 km. La torre tendrá un kilómetro de diámetro en su base con un espesor de pared de 1 metro, la altura total será de 1 km y un espesor en la parte superior de 25 cm (el edificio más alto actualmente es la torre de comunicaciones de Toronto con 553 m). El sol calentará el aire y provocará viento con velocidades de 56 km/h que pasará a través de 32 turbinas situadas en la base de la torre con una potencia de 6.5 MW. El proyecto será llevado a cabo por la empresa Solarmissions Technologies y para la construcción serán necesarios 20 km² de plástico o cristal y 400,000 m³ de hormigón.

2.2 EDIFICACIONES BIOCLIMÁTICAS.

El precursor del bioclimatismo fue Víctor Olgyay, arquitecto húngaro radicado en Estados Unidos. En la década de 1950 formalizó el diseño bioclimático. La idea fue la de construir una casa que se mantuviera fresca en el verano y caliente en el invierno; que permaneciera agradable todo el año sin la necesidad de recurrir a sistemas de calefacción o refrigeración.

El objetivo de la arquitectura bioclimática o arquitectura solar pasiva es cubrir las necesidades de sus habitantes con el menor gasto energético, independientemente de la temperatura exterior, para lo cual se diseña la edificación con el doble fin de ganar todo el calor solar posible (cuando se desea) y evitar las pérdidas de calor (a las ganancias, en verano). Para ello, se trata de estudiar a conciencia tanto el diseño de la edificación como los materiales a utilizar con miras a dar origen a una edificación ahorradora y muy confortable.

La diferencia entre la arquitectura moderna y la arquitectura solar o bioclimática es que la primera necesita enormes cantidades de energía que viene de lejos para calentarse, enfriarse, iluminarse o calentar agua, mientras que la casa solar pasiva está integrada en su ambiente, necesita poca energía y ésta la obtiene del medio, fundamentalmente del sol.

Esto se consigue mediante el aislamiento de las habitaciones de la casa, con dimensiones razonables, orientación y aberturas adecuadas y aprovechamiento de los recursos y la energía del entorno. Una casa bien aislada pierde la mitad de calor, y si está bien orientada y con aberturas convenientes gana 3 veces más energía que una casa convencional, con lo que sumados ambos conceptos, es posible gastar 6 veces menos energía que una casa convencional.



Figura No. 2.9 Edificación bioclimática.
Fuente: www.decopasion.com/.../casas_bio_render1.

Algunos requisitos que se deben tomar en cuenta para la construcción de estas casas son los siguientes:

- Conocer las variaciones horarias de temperatura se (TS) y humedad relativa (HR) a lo largo del año en el lugar donde se emplazará la obra.
- Conocer la dirección, intensidad y frecuencia horaria y a lo largo del año de los vientos dominantes en el lugar donde se emplazará la obra.
- Conocer como se comporta la nubosidad, precipitación pluvial; y además meteoros relevantes a lo largo del año en el lugar donde se emplazará la obra.
- Pasar el diagrama psicométrico de Givoni las temperaturas y humedades relativas horarias de, por lo menos el mes más frío y el más cálido de la localidad en estudio, tomando en consideración las desviaciones que puede provocar el viento para conocer las estrategias de climatización natural más apropiadas para dicha localidad.

El diagrama psicométrico de Givoni indica las estrategias de climatización natural traducidas a elementos arquitectónicos cuya finalidad es regresar a la llamada zona de confort.

Algunas pautas que se consideran en el diseño arquitectónico bioclimático son:

- En climas donde se necesite calefacción en invierno debe ubicarse el edificio en la zona donde reciba el máximo de horas de sol entre las 9 y las 15 de la Hora Solar Verdadera (HSV) (Figura No. 2.10)

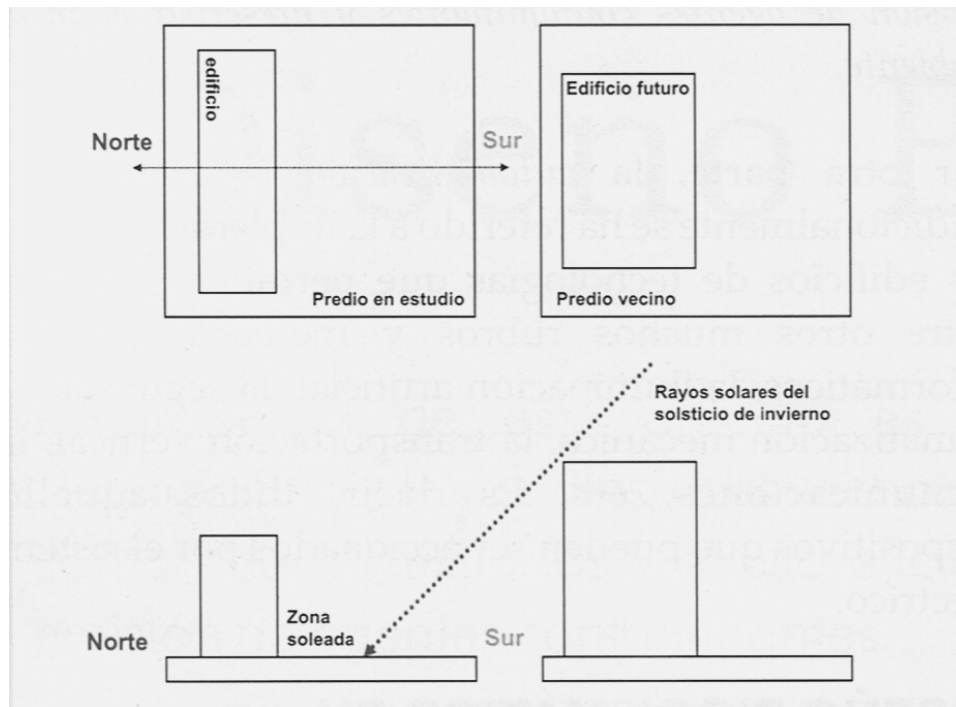


Figura No. 2.10 Posición recomendada entre dos edificaciones.

Fuente: Energía Racional FIDE Año 16 Núm. 61 pag.16

- La forma más eficaz de un edificio en todos los climas para minimizar las necesidades de calefacción en invierno y las de refrigeración en verano es alargada

en el eje este-oeste. De esta manera la gran fachada sur se expone a las máximas ganancias térmicas en invierno, mientras que en verano se exponen sólo las pequeñas fachadas es y oeste a las ganancias solares (Figura No. 2.11).

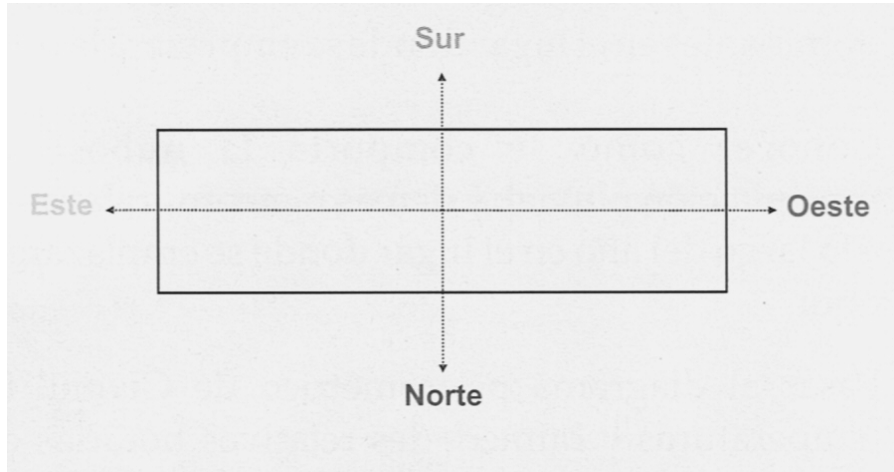


Figura No. 2.11 Posición recomendada de una edificación.

Fuente: Energía Racional FIDE Año 16 Núm. 61 pag.16

- c. La fachada norte de un edificio en climas extremos fríos representa un problema porque no está asoleada. La forma de evitar este problema es haciendo desaparecer la fachada norte por inclinación del techo o por adosamiento del edificio (Figura No. 2.12). También se puede utilizar una pared pintada con colores claros en la zona norte del terreno para rebotar insolación hacia la casa (Figura No. 2.13).

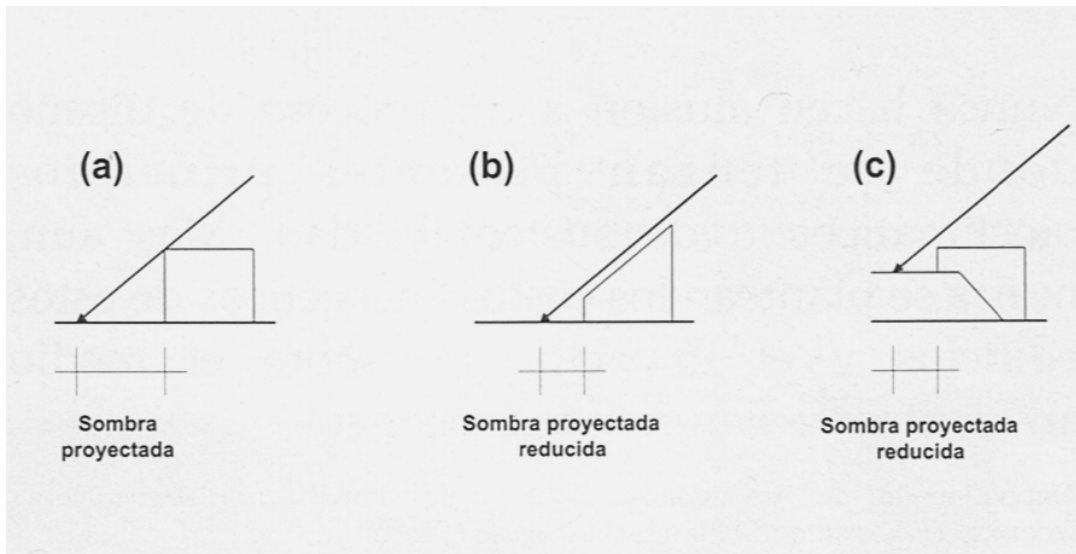


Figura No. 2.12 Adosamiento de un edificio.

Fuente: Energía Racional FIDE Año 16 Núm. 61 pag.16

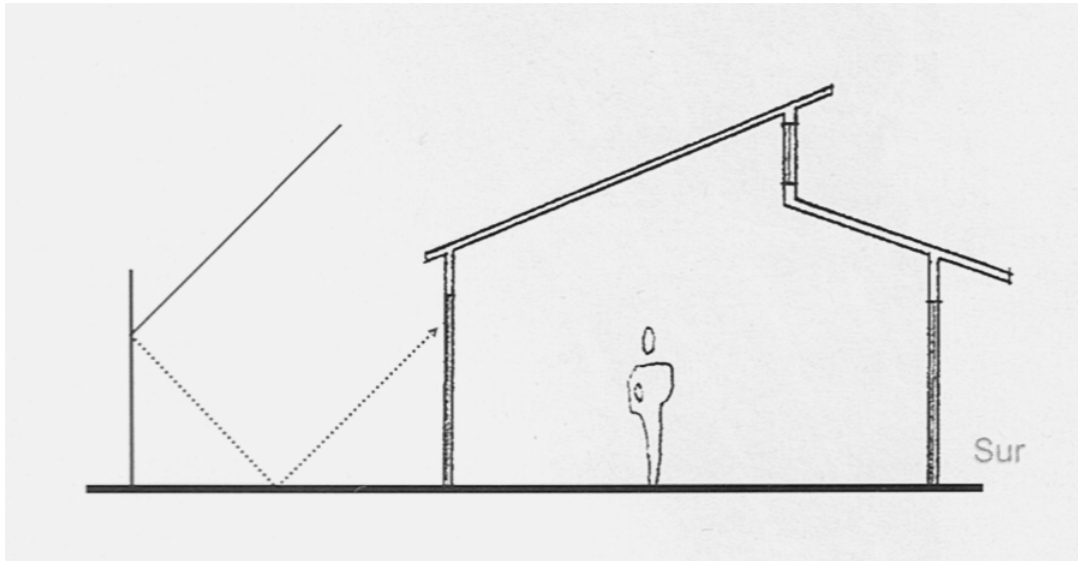


Figura No. 2.13 Rebote de la insolación hacia la edificación.

Fuente: Energía Racional FIDE Año 16 Núm. 61 pag.16

- d. En la distribución de un edificio bioclimático se reservan las áreas hacia el sur para los locales con mayores necesidades de confort térmico y lumínico. Al poniente y sobre todo al norte las de mínima necesidad de calefacción e iluminación. A esta zona se le llama “colchón térmico” (Figura No. 2.14).

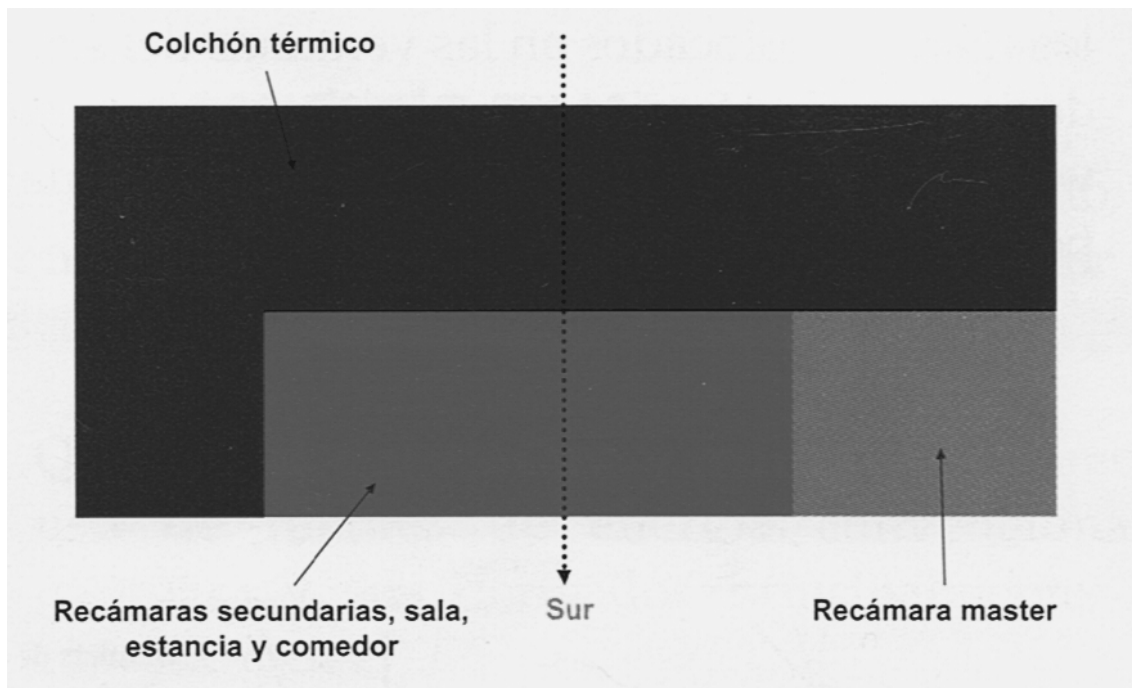


Figura No. 2.14 Colchón térmico.

Fuente: Energía Racional FIDE Año 16 Núm. 61 pag.16

- e. En climas fríos la entrada debe protegerse con una esclusa o espacio de transición para evitar los intercambios y pérdidas térmicas entre interior y exterior (Figura No. 2.15).

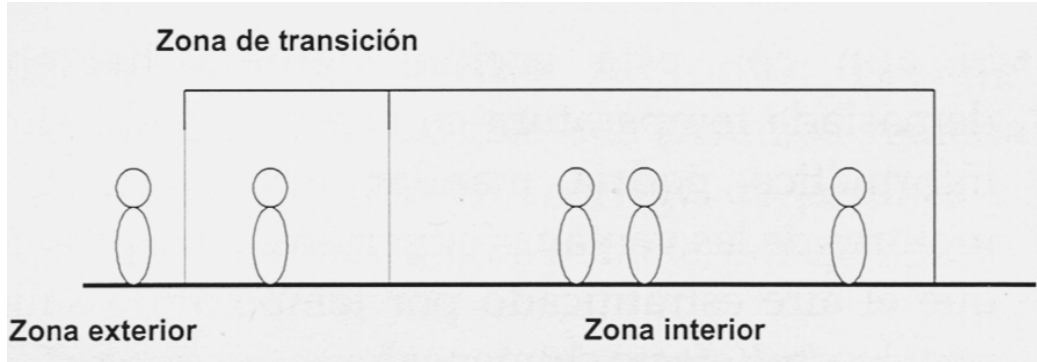


Figura No. 2.15 Configuración para proteger el interior contra pérdidas térmicas.

Fuente: Energía Racional FIDE Año 16 Núm. 61 pag.16

- f. Las ventanas de un edificio bioclimático para captación solar deben estar orientadas en orden de preferencia hacia el sur, sudeste y sudoeste. Hacia el oeste y norte deben ser pequeñas.(Figura No. 2.16)

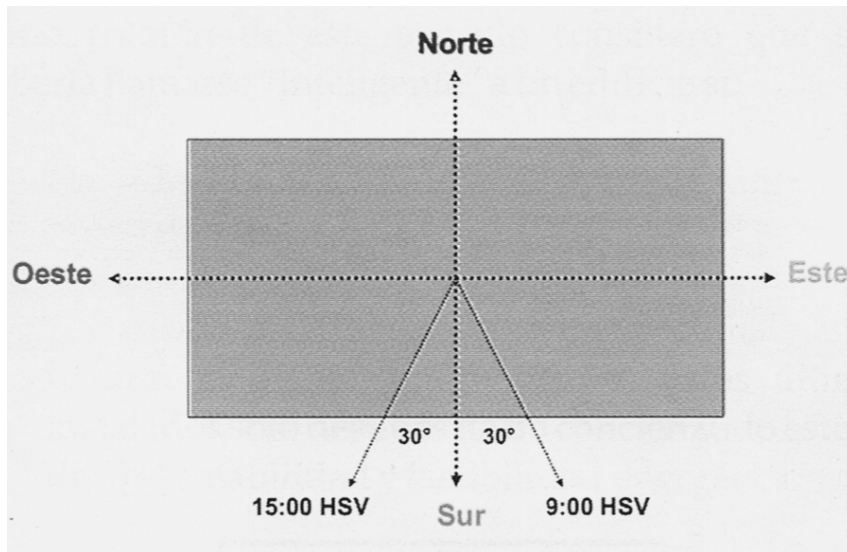


Figura No. 2.16 Orientación de las Ventanas de un edificio.

Fuente: Energía Racional FIDE Año 16 Núm. 61 pag.16

En cuanto a los costos de construcción, la casa solar pasiva (o bioclimática) tiene un incremento del costo entre un 5 y un 10% sobre el costo habitual, debido a la mayor calidad térmica y sanitaria de los materiales y a una mayor estanqueidad y aislamiento de la

vivienda, pero permitirá ahorros de un 80% en calefacción, refrigeración e iluminación, haciendo la vivienda más sana y agradable además de más respetuosa con la naturaleza.

La casa solar pasiva es aplicable a toda nueva construcción, sea vivienda unifamiliar o bloque de edificios y tan sólo requiere que el planeamiento urbanístico municipal tenga en cuenta el derecho a disfrutar del sol de las edificaciones futuras, con una distribución de las calles de acuerdo a una lógica y no de forma aleatoria o bajo intereses especulativos ajenos al bien común.

En síntesis, estas edificaciones bio-climáticas aprovechan al máximo los recursos del sol, el viento, la radiación térmica nocturna y las características térmicas de ciertos materiales de construcción, para disponer de espacios confortables y saludables con beneficios: térmicos, acústicos, energéticos, económicos y sobretodo ecológicos.

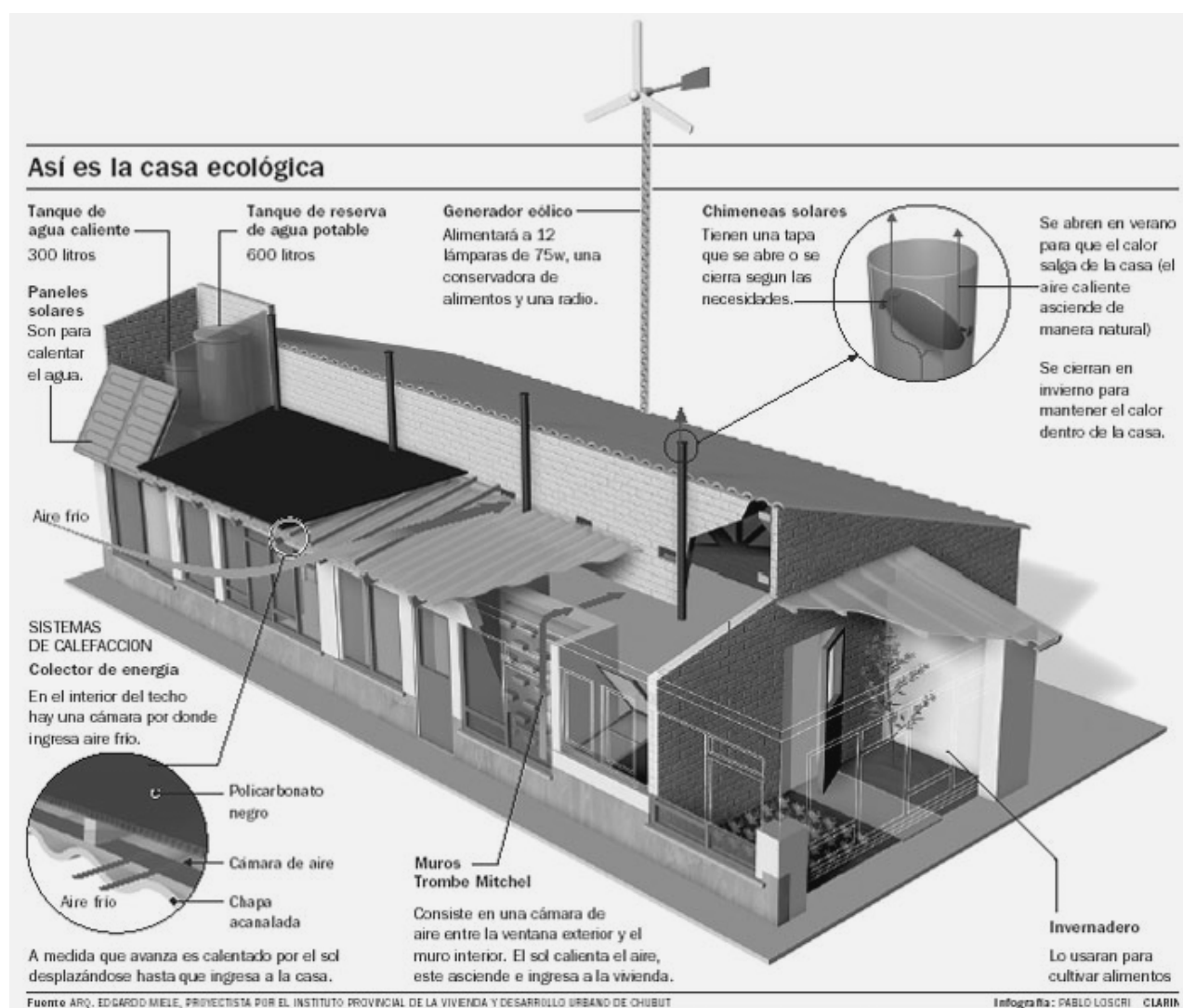


Figura No. 2.17 Edificación ecológica.

Fuente:<http://www.clarin.com/diario/2006/01/23/info29.jpg>

2.3 ESQUEMAS FOTOVOLTAICOS.

La conversión fotovoltaica se basa en el efecto fotoeléctrico, es decir, en la conversión de la energía lumínica proveniente del Sol en energía eléctrica. Para llevar a cabo esta conversión se utilizan unos dispositivos denominados células solares, constituidos por materiales semiconductores en los que artificialmente se ha creado un campo eléctrico constante. El material más utilizado es el silicio. Estas células conectadas en serie o paralelo forman un panel solar encargado de suministrar la tensión y la corriente que se ajuste a la demanda.

En una primera gran división las instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar en dos grandes grupos: instalaciones aisladas de la red eléctrica e instalaciones conectadas a la red eléctrica.

En el primer tipo, la energía generada a partir de la conversión fotovoltaica se utiliza para cubrir pequeños consumos eléctricos en el mismo lugar donde se produce la demanda. Es el caso de aplicaciones como la electrificación de viviendas alejadas de la red eléctrica convencional, básicamente electrificación rural; servicios y alumbrado público: iluminación pública mediante farolas autónomas de parques, calles, monumentos, paradas de autobuses, refugios de montaña, alumbrado de vallas publicitarias, etc. Con la alimentación fotovoltaica de luminarias se evita la realización de zanjas, canalizaciones, necesidad de adquirir derechos de paso, conexión a red eléctrica, etc.; aplicaciones agrícolas y de ganado: bombeo de agua, sistemas de riego, iluminación de invernaderos y granjas, suministro a sistemas de ordeño, refrigeración, depuración de aguas, etc.; señalización y comunicaciones: navegación aérea (señales de altura, señalización de pistas) y marítima (faros, boyas), señalización de carreteras, vías de ferrocarril, repetidores y reemisores de radio y televisión y telefonía, cabinas telefónicas aisladas con recepción a través de satélite o de repetidores, sistemas remotos de control y medida, estaciones de tomas de datos, equipos sismológicos, estaciones meteorológicas, dispositivos de señalización y alarma, etc. El balizamiento es una de las aplicaciones más extendida, lo que demuestra la alta fiabilidad de estos equipos. Por su parte, en las instalaciones repetidoras, su ubicación generalmente en zonas de difícil acceso obligaban a frecuentes visitas para hacer el cambio de acumuladores y la vida media de éstos se veía limitada al trabajar con ciclos de descarga muy acentuados.

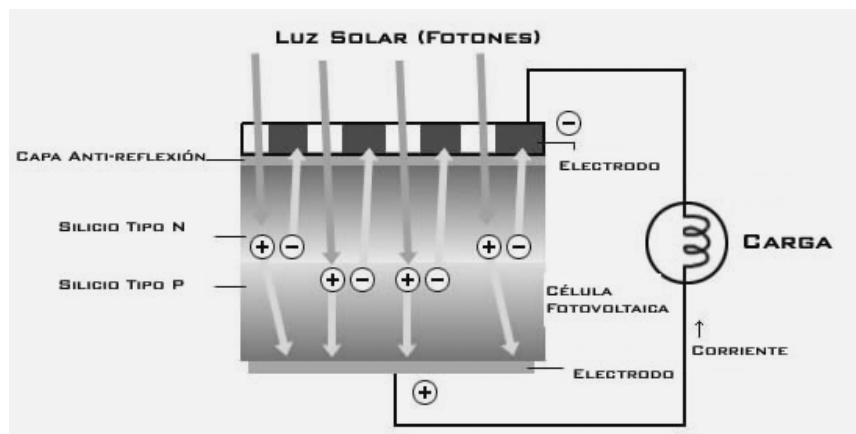


Figura No. 2.18 Funcionamiento de una célula fotovoltaica.

Fuente: <http://www.reportfotografia.com/clima/Imagen/Esquema%20Celula%20Fotovoltaica.jpg>

En cuanto a las instalaciones conectadas a la red se pueden encontrar dos casos: centrales fotovoltaicas, (en las que la energía eléctrica generada se entrega directamente a la red eléctrica, como en otra central convencional de generación eléctrica) y sistemas fotovoltaicos en edificios o industrias, conectados a la red eléctrica, en los que una parte de la energía generada se invierte en el mismo autoconsumo del edificio, mientras que la energía excedente se entrega a la red eléctrica. También es posible entregar toda la energía a la red; el usuario recibirá entonces la energía eléctrica de la red, de la misma manera que cualquier otro abonado al suministro

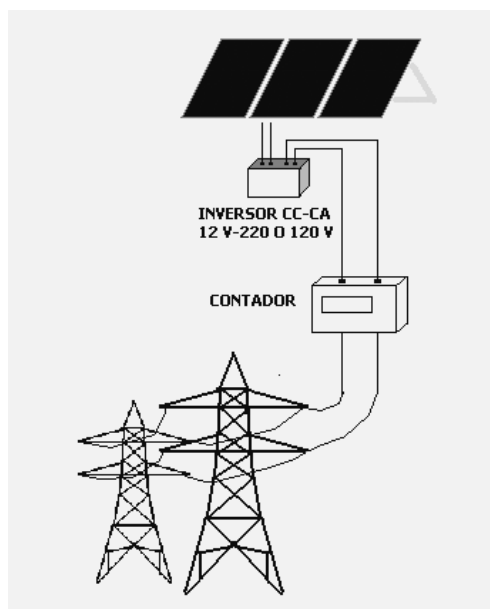


Figura No. 2.19 Esquema de sistema conectado a red.

Fuente: <http://www.sitiosolar.com/Imagenes/Imagenes%20e%20lectrificacion%20casas/Esquema%20conectado%20a%20red.PNG>

Ventajas:

- a. Al no producirse ningún tipo de combustión, no se generan contaminantes atmosféricos en el punto de utilización, ni se producen efectos como la lluvia ácida, efecto invernadero por CO₂, etc.
- b. El silicio, elemento base para la fabricación de las células fotovoltaicas, es muy abundante, no siendo necesario explotar yacimientos de forma intensiva.
- c. Al ser una energía fundamentalmente de ámbito local, evita pistas, cables, postes, no se requieren grandes tendidos eléctricos, y su impacto visual es reducido. Tampoco tiene unos requerimientos de suelo necesario excesivamente grandes (1 kWp puede ocupar entre 10 y 15 m²).
- d. Prácticamente se produce la energía con ausencia total de ruidos.
- e. Además, no precisa ningún suministro exterior (combustible) ni presencia relevante de otros tipos de recursos (agua, viento).

Inconvenientes:

- a. Impacto en el proceso de fabricación de las placas: extracción del silicio, fabricación de las células.
- b. Explotaciones conectadas a red: Necesidad de grandes extensiones de terreno Impacto visual.

Barreras para su desarrollo:

- a. De carácter administrativo y legislativo: falta de normativa sobre la conexión a la red
- b. De carácter inversor: inversiones iniciales elevadas
- c. De carácter tecnológico: necesidad de nuevos desarrollos tecnológicos
- d. De carácter social: falta de información

Para llevar a cabo la conversión fotovoltaica se utilizan dispositivos denominados células solares, constituidos por materiales semiconductores en los que artificialmente se ha creado un campo eléctrico constante (mediante una unión p-n).

Cuando sobre un semiconductor incide una radiación luminosa con energía suficiente para romper los enlaces de los electrones de valencia y generar pares electrón-hueco, la existencia de una unión p-n separa dichos pares, afluyendo electrones a la zona n y huecos a la zona p, creando en resumen una corriente eléctrica que atraviesa la unión desde la zona n a la p, y que puede ser entregada a un circuito exterior (saliendo por la zona p y entrando por la n). De esta manera, cuando se expone una célula solar a la luz del sol se hace

posible la circulación de electrones y la aparición de corriente eléctrica entre las dos caras de la célula.

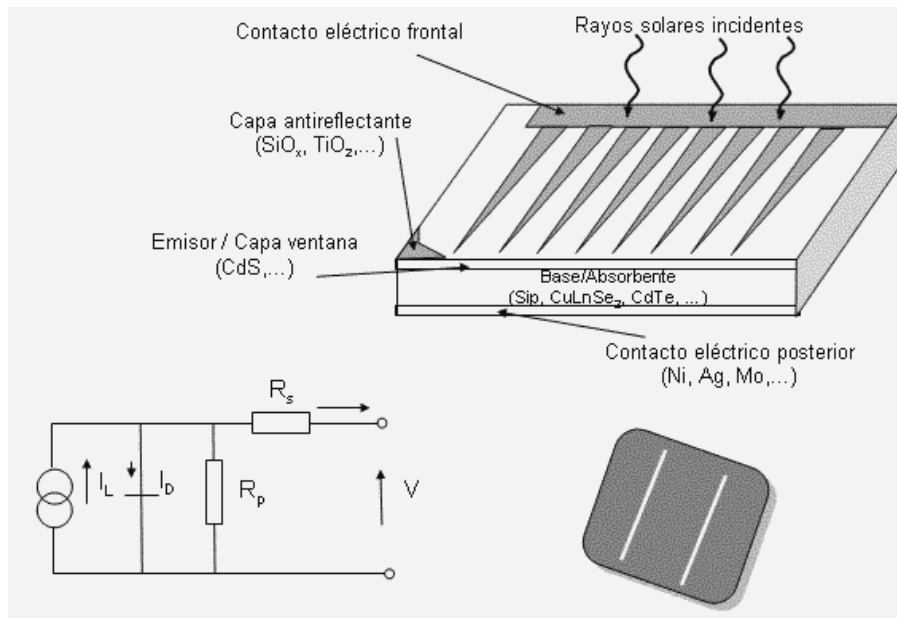


Figura No. 2.20 Conversión fotovoltaica.

Fuente: <http://www.virtual.unal.edu.co/cursos/sedes/arauca/87061/figuras/Figura%2063.GIF>

2.3.1 FABRICACIÓN DE LAS CELDAS SOLARES.

A partir de las rocas ricas en cuarzo, por ejemplo cuarcita se obtiene silicio de alta pureza (de alrededor del 99%) y se funde. Una vez fundido se inicia la cristalización, resultando, si el tiempo es suficiente, lingotes de silicio cristalino. El proceso de corte es muy importante ya que puede suponer pérdidas de hasta el 50% de material.



Figura No. 2.21 Fabricación de celdas solares.

Fuente: <http://www.gruponeva.es/userfiles/sunrgi-solar-power%5B1%5D.jpg>

Tras el proceso de corte se procede al decapado, que consiste en eliminar las irregularidades y defectos debidos al corte, así como los restos de polvo o residuos que pudiera haber. Una vez limpia se le realiza un tratamiento anti-reflectante para obtener una superficie que absorba más eficientemente la radiación solar. Formación de la unión p-n mediante la deposición de varios materiales (boro y fósforo generalmente), y su integración en la estructura de silicio cristalino. Finalmente provee a la célula de contactos eléctricos adecuados.

Hay tres tipos de celdas solares en la actualidad y son los siguientes:

- a. Silicio Monocristalino: Material de silicio caracterizado por una disposición ordenada y periódica de átomo, de forma que sólo tiene una orientación cristalina, es decir, todos los átomos están dispuestos simétricamente. Presentan un color azulado oscuro y con un cierto brillo metálico. Alcanzan rendimientos de hasta el 17%.
- b. Silicio Policristalino: Silicio depositado sobre otro sustrato, como una capa de 10-30 μm y tamaño de grano entre 1 μm y 1 mm. Las direcciones de alineación van cambiando cada cierto tiempo durante el proceso de deposición. Alcanzan rendimientos de hasta el 12%.
- c. Silicio amorfo: Compuesto hidrogenado de silicio, no cristalino, depositado sobre otra sustancia con un espesor del orden de 1 μm . No existe estructura cristalina ordenada, y el silicio se ha depositado sobre un soporte transparente en forma de una capa fina. Presentan un color marrón y gris oscuro. Las células de silicio amorfo (no cristalino) parecen tener unas perspectivas de futuro muy esperanzadoras. Esta tecnología permite disponer de células de muy delgado espesor y fabricación más simple y barata, aunque con eficiencia del 6-8%. Su principal campo de aplicación en la actualidad se encuentra en la alimentación de relojes, calculadoras, etc. Son muy

adecuadas para confección de módulos semitransparentes empleados en algunas instalaciones integradas en edificios.

Los módulos fotovoltaicos están compuestos por un conjunto completo, medioambientalmente protegido, de células interconectadas. En general las células tienen potencias nominales próximas a 1 Wp, lo que quiere decir que con una radiación de 1000 W/m² proporcionan valores aproximados de tensión y de corriente de 0.5 V y 2 A, respectivamente. Para obtener potencias utilizables para aparatos de mediana potencia, hay que unir un cierto número de células con la finalidad de obtener la tensión y la corriente requeridas. Para tener más voltaje hay que conectar varias células en serie. Conectando 36 (dimensiones normales, 7.6 cm de diámetro) se obtienen 18 V, tensión suficiente para hacer funcionar equipos a 12 V, incluso con iluminaciones mucho menores de 1 kW/m². La unidad básica de las instalaciones fotovoltaicas es, pues, la placa fotovoltaica, que contiene entre 20 y 40 células solares; estas placas se conectan entre sí en serie y/o paralelo para obtener el voltaje deseado (12 V, 14 V, etc.). Estas células interconectadas y montadas entre dos láminas de vidrio que las protegen de la intemperie constituyen lo que se denomina un módulo fotovoltaico.

2.3.2 *INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS AISLADAS DE LA RED*

Los componentes básicos de una instalación fotovoltaica son los siguientes:

- a. Subsistema de generación: Grupo de paneles fotovoltaicos interconectados para el aprovechamiento de la radiación solar del lugar.
- b. Subsistema de acumulación: Regulador de carga y grupo de baterías. El regulador de carga se encarga, principalmente, de evitar la descarga profunda de las baterías o la sobrecarga de las mismas, alargando de esta forma su vida útil. Las baterías acumulan la energía producida por el sistema de generación para que la vivienda disponga de suministro en los momentos en que ninguno de los generadores de la instalación está produciendo energía por falta de sol. Y también en los momentos en que la demanda energética de la misma es superior a la generada en esos instantes por los paneles FV.
- c. Subsistema de acomodación de energía a las cargas: Convertidor CC-CC o seguidor de potencia. Cuando no todos los receptores de continua tienen la misma tensión nominal. Convertidor CC-CA. Dado que la vivienda dispone de equipos a alimentar con CA, sí que será preciso incluir en el sistema un convertidor CC-CA.

2.3.2.1 *GENERADOR FOTOVOLTAICO.*

Se conocen popularmente como paneles solares o placas solares. Son los encargados de transformar la energía del sol en energía eléctrica. Su orientación ideal es hacia el sur geográfico y con una inclinación equivalente a la latitud del lugar donde se vaya a realizar la instalación.

2.3.2.2 *REGULADOR DE CARGA.*

Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas profundas. El regulador de tensión controla constantemente el estado de carga de las baterías y regula la intensidad de carga de las mismas para alargar su vida útil. También genera alarmas en función del estado de dicha carga.

Los reguladores actuales introducen microcontroladores para la correcta gestión de un sistema fotovoltaico. Su programación elaborada permite un control capaz de adaptarse a las distintas situaciones de forma automática, permitiendo la modificación manual de sus parámetros de funcionamiento para instalaciones especiales. Incluso los hay que memorizan datos que permiten conocer cual ha sido la evolución de la instalación durante un tiempo determinado. Para ello, consideran los valores de tensión, temperatura, intensidad de carga y descarga, y capacidad del acumulador.

El sistema de regulación tiene básicamente dos funciones:

- a. Evitar sobrecargas y descargas profundas de la batería, ya que esto puede provocar daños irreversibles en la misma. Si, una vez que se ha alcanzado la carga máxima, se intenta seguir introduciendo energía en la batería, se iniciarían procesos de gasificación o de calentamiento que acortarían sensiblemente la duración de la misma.
- b. Impedir la descarga de la batería a través de los paneles en los periodos sin luz.

2.3.2.3 *INVERSOR.*

La mayoría de los aparatos electrodomésticos convencionales necesitan para funcionar corriente alterna a 127 V y 60 Hz de frecuencia. Puesto que los paneles como las baterías trabajan siempre en CC, es necesaria la presencia de un inversor que transforme la corriente continua en alterna. Las principales características vienen determinadas por la tensión de entrada del inversor, que se debe adaptar a la del generador, la potencia máxima que puede proporcionar la forma de onda en la salida (senoidal pura o modificada, etc.), la frecuencia de trabajo y la eficiencia, próximas al 85%. Se basan en el empleo de dispositivos electrónicos

que actúan a modo de interruptores permitiendo interrumpir las corrientes e invertir su polaridad.

Se pueden distinguir varios tipos de inversores:

- a. Inversores de conmutación natural. También son conocidos como inversores conmutados por la red, por ser ésta la que determina el fin del estado de conducción en los dispositivos electrónicos. Su aplicación es para sistemas fotovoltaicos conectados a la red. Actualmente están siendo desplazados por los inversores de conmutación forzada tipo *PWM (Pulse-Width Modulation)*, conforme se desarrollan los transistores de tipo *IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor)* para mayores niveles de tensión y corriente.
- b. Inversores de conmutación forzada o autoconmutados. Son para sistemas FV aislados. Permiten generar corriente alterna mediante conmutación forzada, que se refiere a la apertura y cierre forzados por el sistema de control. Pueden ser de salida escalonada (onda cuadrada) o de modulación por anchura de pulsos (*PWM*), con los que se pueden conseguir salidas prácticamente senoidales y por tanto con poco contenido de armónicos.

Con los inversores tipo PWM (Modulación por ancho de pulsos) se consiguen rendimientos por encima del 90%, incluso con bajos niveles de carga. Se basan en el empleo de dispositivos electrónicos que actúan a modo de interruptores permitiendo interrumpir las corrientes e invertir su polaridad.

2.3.2.4 BATERÍAS.

La función prioritaria de las baterías es la de acumular la energía que se produce para poder ser utilizada en la noche o durante periodos prolongados de mal tiempo.

Otra importante función de las baterías es la de proveer una intensidad de corriente superior a la que el generador fotovoltaico pueden entregar. Tal es el caso de un motor, que en el momento del arranque puede demandar una corriente de 4 a 6 veces su corriente nominal durante unos pocos segundos. Las baterías de plomo-ácido se aplican ampliamente en los sistemas de generación fotovoltaicos. Dentro de la categoría plomo-ácido, las de plomo-antimonio, plomo-selenio y plomo-calcio son las más comunes. La unidad de construcción básica de una batería es la celda de 2 V. Dentro de la celda, la tensión real de la batería depende de su estado de carga, si está cargando, descargando o en circuito abierto.

Se puede hacer una clasificación de las baterías en base a su capacidad de almacenamiento de energía y a su ciclo de vida (numero de veces en que la batería puede ser descargada y

cargada a fondo antes de que se agote su vida útil). La cantidad de energía que es capaz de almacenar una batería depende de su capacidad, que se mide en amperios hora.

2.4 ESQUEMAS TERMOELÉCTRICOS.

En general, una central termoeléctrica es un sistema capaz de generar energía eléctrica a partir de energía térmica mediante lo que se conoce como ciclo de potencia, y para poder desarrollar este ciclo se necesita una fuente de energía primaria a partir de la cual obtener la energía térmica necesaria. Las plantas solares termoeléctricas concentran los rayos solares sobre un fluido que alcanza el grado de ebullición; el vapor es usado para mover una turbina que genera electricidad. Su eficacia está más que comprobada aunque sus costos de instalación muy superiores a los de una planta termoeléctrica convencional (basada en la combustión) está frenando su distribución a nivel comercial. Si la fuente de energía primaria es la radiación solar, la central termoeléctrica se denomina Central Energética Termosolar (CET). Al contrario que una instalación fotovoltaica, una CET no genera electricidad directamente a partir de la radiación solar, sino que transforma esta radiación en energía térmica que es aportada a un ciclo de potencia convencional y este transforma esa energía térmica en energía mecánica. Posteriormente, mediante un generador eléctrico se transforma la energía mecánica en energía eléctrica, siendo ésta última la que se inyecta a la red eléctrica y llega a los puntos de consumo.

Las CETs pueden incorporar un sistema de almacenamiento de energía, lo que permite seguir suministrando energía en ausencia de radiación solar. Dependiendo de la capacidad del sistema de almacenamiento, así será el intervalo de tiempo diario durante el cual se podrá seguir suministrando energía eléctrica. Las CETs en las que la única fuente de energía es la radiación solar se califican como sistemas sólo-solar. Si la radiación solar, como fuente de energía primaria, es complementada con el aporte energético de un combustible convencional, la central se denomina híbrida.

En la Figura No. 2.22 se representan los componentes básicos de una CET en la que se ha incluido un sistema de almacenamiento y un apoyo con combustible fósil. En realidad, únicamente el concentrador y el receptor son sistemas específicos de una CET y forman lo que se denomina campo solar, el resto son sistemas comunes para cualquier central termoeléctrica.

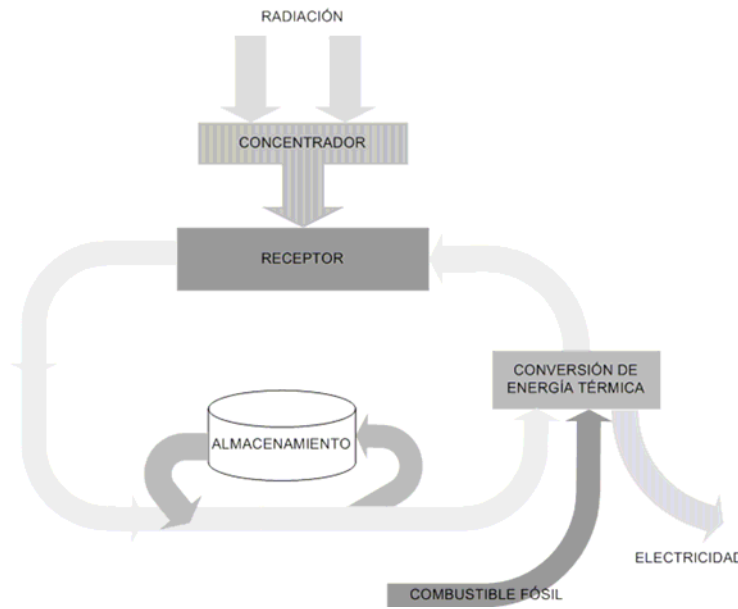


Figura No. 2.22 Esquema básico de funcionamiento de una CET
Fuente: Tecnología termosolar, Agencia Andaluza de la Energía, 2008.

El sistema concentrador está constituido por superficies reflectoras que interceptan, concentran y reflejan la radiación solar dirigiéndola hacia el receptor que se encarga de captar esta radiación concentrada e introducirla en el sistema. Como el objetivo es concentrar los rayos solares sobre la superficie del receptor, el sistema concentrador debe disponer de un mecanismo de control que le permita seguir la trayectoria del sol de modo que siempre se encuentre enfocado hacia él. Una vez que la radiación concentrada llega al receptor, éste la convierte en energía térmica mediante una transferencia de energía al fluido de trabajo. Por último, el sistema de conversión de energía térmica transforma esta energía en energía eléctrica.

2.4.1 CONFIGURACIONES DE CENTRALES SOLARES TERMOELÉCTRICAS.

2.4.1.1 CENTRALES DE COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS (CCP).

En este tipo de centrales el campo solar lo constituyen filas paralelas de colectores cilindro parabólicos (CCP), pudiendo cada fila albergar varios colectores conectados en serie. Cada colector está compuesto básicamente por un espejo cilindro-parabólico que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo receptor colocado en la línea focal de la parábola, es decir, concentran la radiación solar en dos dimensiones. Aunque el valor máximo teórico de la razón de concentración de un CCP está en torno a 200, en la práctica,

los valores usuales de este parámetro están entre 30 a 80 veces. Como consecuencia de la concentración de la radiación solar se produce un calentamiento del fluido que circula por el interior del tubo receptor.

Este tipo de sistemas pueden operar de manera eficiente calentando el fluido que pasa por su interior hasta temperaturas del orden de los 400 °C. A continuación se muestran los principales elementos de este sistema de concentración solar.

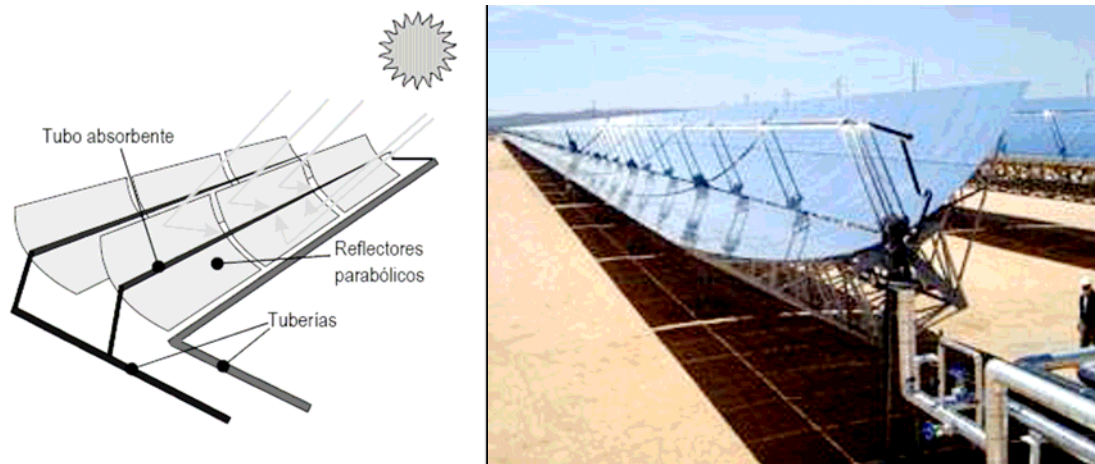


Figura No. 2.23 Colectores cilindro-parabólicos de alta temperatura.

Fuente: http://www.renewableenergyworld.com/assets/images/story/2005/11/1/2126_Schott_pic.jpg

2.4.1.2 CENTRALES DE RECEPTOR CENTRAL O TORRE.

Consisten en un campo de helióstatos (espejos) que siguen la posición del sol en todo momento (elevación y acimut) y orientan el rayo reflejado hacia el foco colocado en la parte superior de una torre.

En la figura se representa este tipo central. En este caso la concentración se realiza en tres dimensiones y no en dos como en las centrales cilindro parabólicas, esto hace que el fluido de trabajo que circula por el receptor puede alcanzar temperaturas por encima de los 500 °C. Los órdenes de concentración son de 200 a 1000 y las potencias unitarias de 10 a 200 MW.

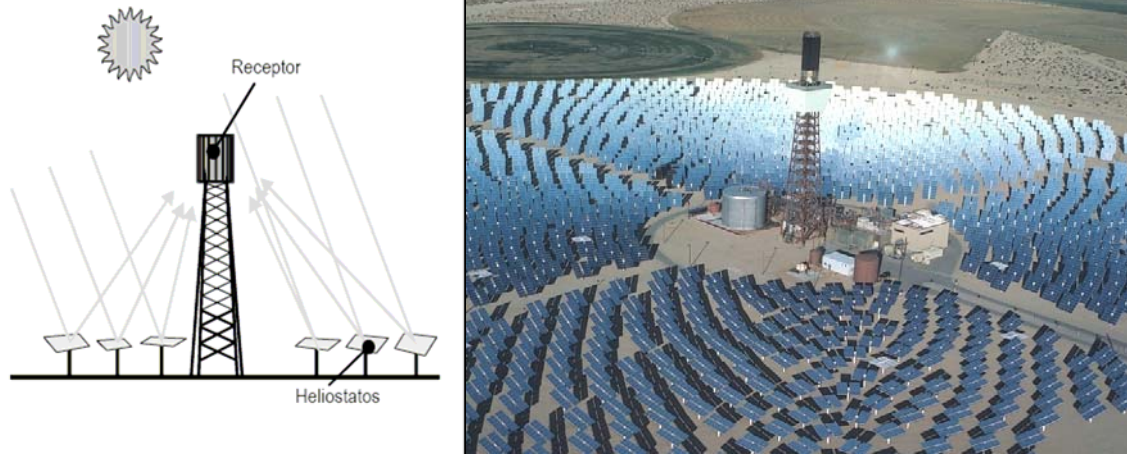


Figura No. 2.24 Centrales termoeléctricas de torre central.
Fuente: http://www.solartechsl.com/images/img_termosolar.jpg

2.4.1.3 CENTRALES DE DISCO PARABÓLICO.

Son pequeñas unidades independiente formadas por un reflector con forma de paraboloide de revolución que concentra los rayos en el receptor situado en el foco del paraboloide y que, a su vez, integra el sistema de generación eléctrica basado en un motor Stirling. Una variante de este tipo de centrales son las que en lugar de un reflector dispone de varios reflectores de modo que el conjunto forma una estructura que se asemeja a un paraboloide de revolución. En la figura se representan ambas posibilidades.

Al igual que en las centrales de receptor central, la concentración se realiza en tres dimensiones e incluso se alcanzan mayores concentraciones, esto permite trabajar con temperaturas de operación aún más elevadas, por encima de los 700 °C. Los niveles de concentración pueden ir desde 1000 hasta 4000 y, para tamaños de disco normales, en torno a los 10 m. de diámetro, las potencias unitarias van de 5 a 25 kWe.

Los sistemas de disco parabólico se caracterizan por su alta eficiencia, modularidad, autonomía de operación y capacidad de hibridación, no sólo con sistemas de energía convencional, sino también con otros sistemas termoeléctricos.

De los tres tipos de CETs, es el sistema que ha alcanzado la mayor eficiencia pico de conversión (29.4%) de radiación solar en energía térmica.

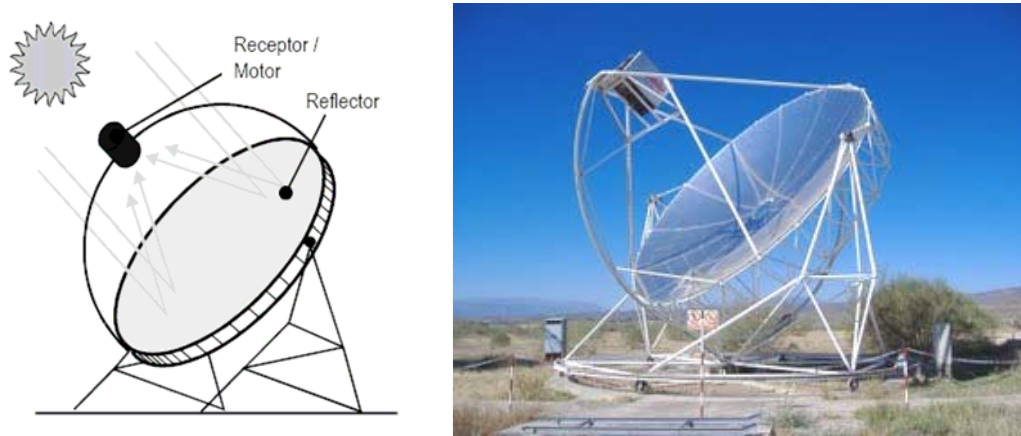


Figura No. 2.25 Centrales de Disco parabólico.

Fuente:

http://1.bp.blogspot.com/_P39PE8mabYM/R7xBn5dj4nI/AAAAAAAAACY/g6AP2rvlvnc/s320/DSCF0982.JPG

2.4.2 VENTAJAS DE LAS CENTRALES SOLARES TERMOELÉCTRICAS.

Las centrales termoeléctricas son capaces de producir electricidad a partir de un recurso inagotable como es el Sol sin emitir emisiones contaminantes. Las principales ventajas de este tipo de central frente a las convencionales se indican a continuación:

A lo largo de la vida útil de una central termoeléctrica se producen emisiones de gases contaminantes asociados a las diferentes actividades relacionadas con la misma, siendo la más evidente las emisiones derivadas de su propio funcionamiento. En este sentido las centrales termoeléctricas (sin hibridación) al emplear como fuente de energía primaria la radiación solar carecen de emisiones y liberan de emisiones contaminantes a la atmósfera. Este panorama es muy distinto al que presentan las centrales termoeléctricas que emplean combustibles fósiles de carbón o derivados del petróleo.

Al ser el Sol la fuente de energía primaria de las centrales termoeléctricas, no existe una extracción de recurso ni un transporte del mismo, realizándose su acondicionamiento en la propia central, de ahí que suelen ocupar grandes extensiones de terreno en el que se ubican los espejos que concentran la radiación solar sobre el receptor para que éste sea capaz de transformar la energía solar en energía térmica. En este sentido, en el caso de las centrales termoeléctricas convencionales, el uso de la fuente energética implica una extracción del recurso que suele tener lugar en yacimientos geológicos de otros lugares o países.

Posteriormente se requiere su transporte para que llegue a la central. Además el recurso debe ser acondicionado para que alcance las características exigidas por la central. Las dos

primeras actividades conllevan unos costes sociales (sobreexplotación laboral, etc.), medioambientales (residuos radiactivos, etc.) además de unos riesgos medioambientales (catástrofes de vertidos por hundimiento de barcos, etc.). Por otra parte el acondicionamiento del recurso suele llevarse a cabo en instalaciones adicionales siendo el impacto ambiental de dichas instalaciones elevados, así como el de las infraestructuras de distribución asociadas. Todos estos costos no se computan a la hora de considerar diferencias entre centrales, cuestión ésta que se debería tener en cuenta a la hora de evaluar centrales termoeléctricas desde el punto de vista de un sistema energético responsable que conduzca hacia un desarrollo sostenible.

Existen diversos ejemplos que ponen de manifiesto el rechazo social que supone la construcción de una central termoeléctrica convencional en una zona puesto que la población, en general, las concibe como una amenaza medioambiental y una fuente de residuos que altera el ecosistema y acaba afectando a su entorno de manera negativa.

La percepción general por parte de la sociedad de la bondad de las energías renovables junto a la nula emisión de gases por parte de una central termoeléctrica supondría un completo giro a esta problemática por su elevada aceptación social. El uso de centrales termoeléctricas permite esquemas descentralizados de generación de energía eléctrica que conseguirían evitar pérdidas en el transporte de energía ya que se conseguiría aproximar espacial y temporalmente la producción al consumo. Adicionalmente se aumenta la posibilidad de permitir la cogeneración y, por consiguiente, existiría un aumento en la eficiencia del sistema energético.

Paralelamente un esquema descentralizado de producción eléctrica supondría que las centrales se encontraran más cerca de los usuarios finales concienciándolo en la importancia del ahorro de energía eléctrica, evitando así el actual despilfarro energético.

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.

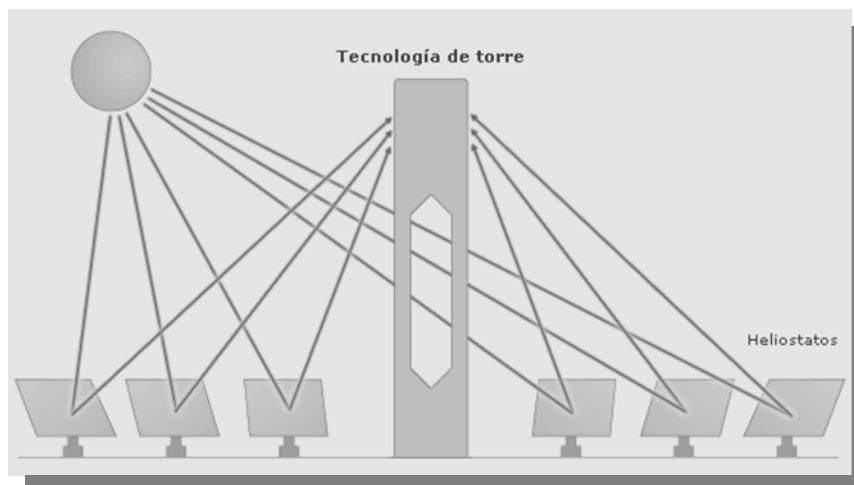


Figura No. 3.1 Funcionamiento de una central solar de torre central.

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 en 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.

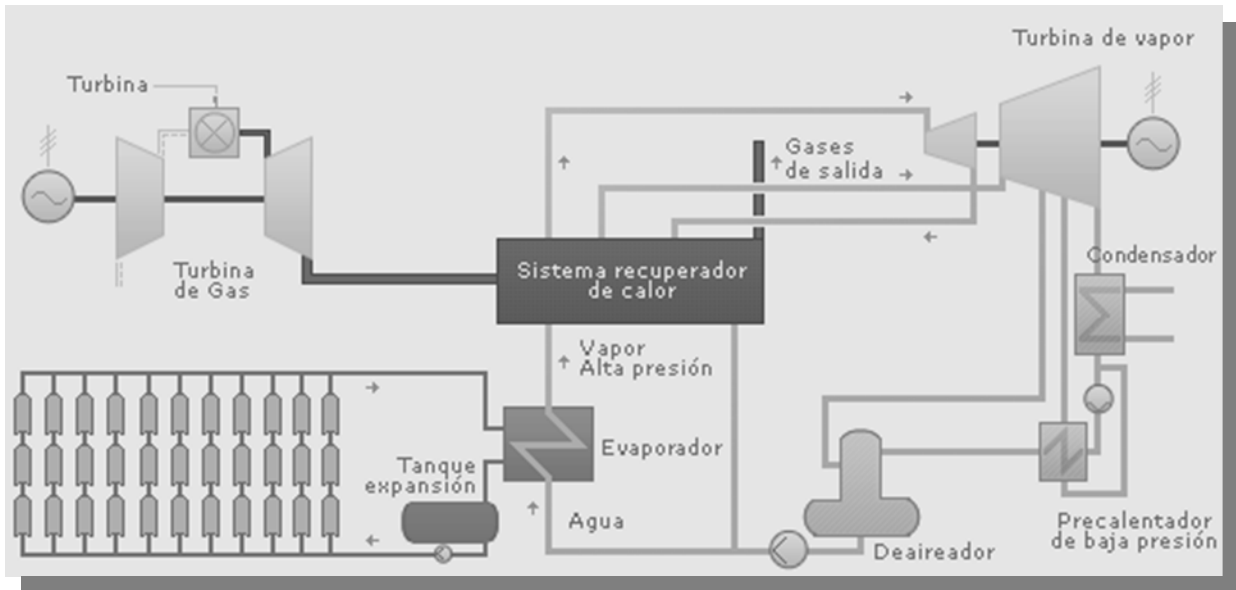


Figura No. 3.2 Funcionamiento de una planta solar termoeléctrica Híbrida de cilindros parabólicos y ciclo combinado.

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.

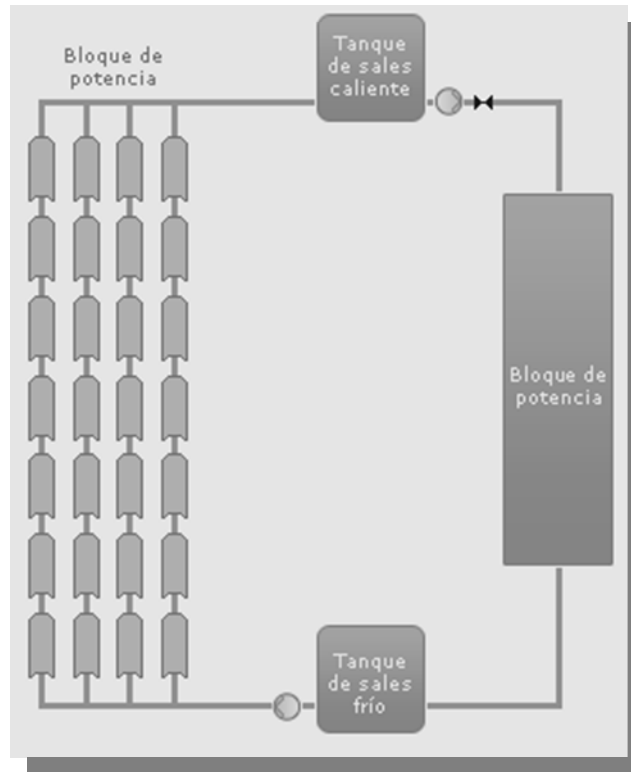


Figura No. 3.3 Sistema de almacenamiento térmico para la PS10.
Fuente: *Abengoa Solar, Almacenamiento, 2009.*

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.

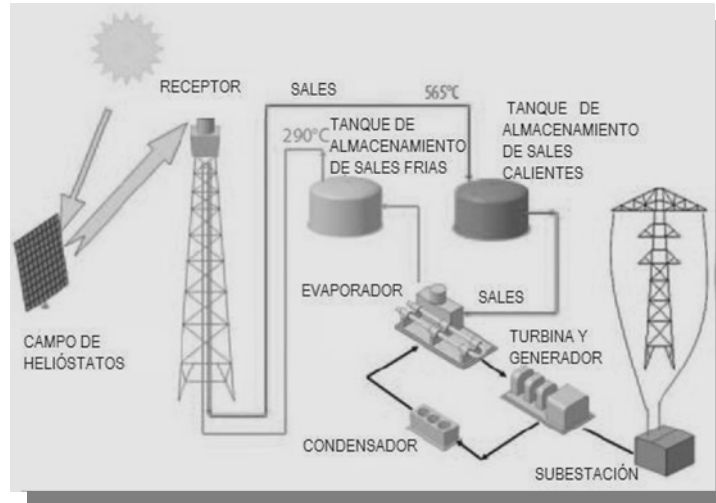


Figura No. 3.4 Funcionamiento de la planta denominada *Solar Tres*.
Fuente: Elaboración propia con datos de *SolarPaces*.

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 heliostatos, 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 heliostatos, 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.

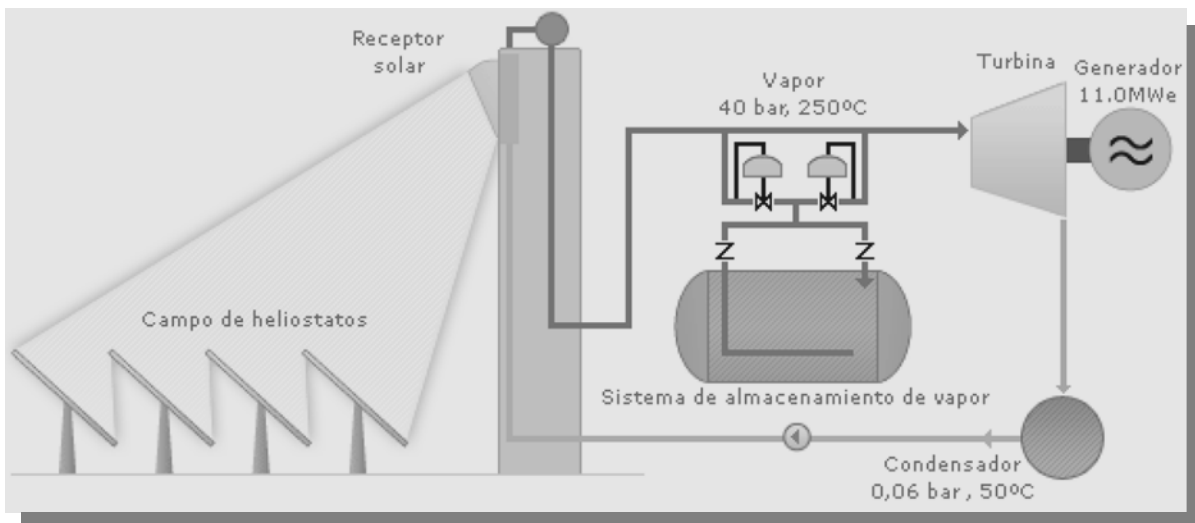


Figura No. 3.7 Funcionamiento de la planta PS10
Fuente: *Abengoa Solar*, Plataforma Solúcar, PS10, la primera torre comercial del mundo, 2009.

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.

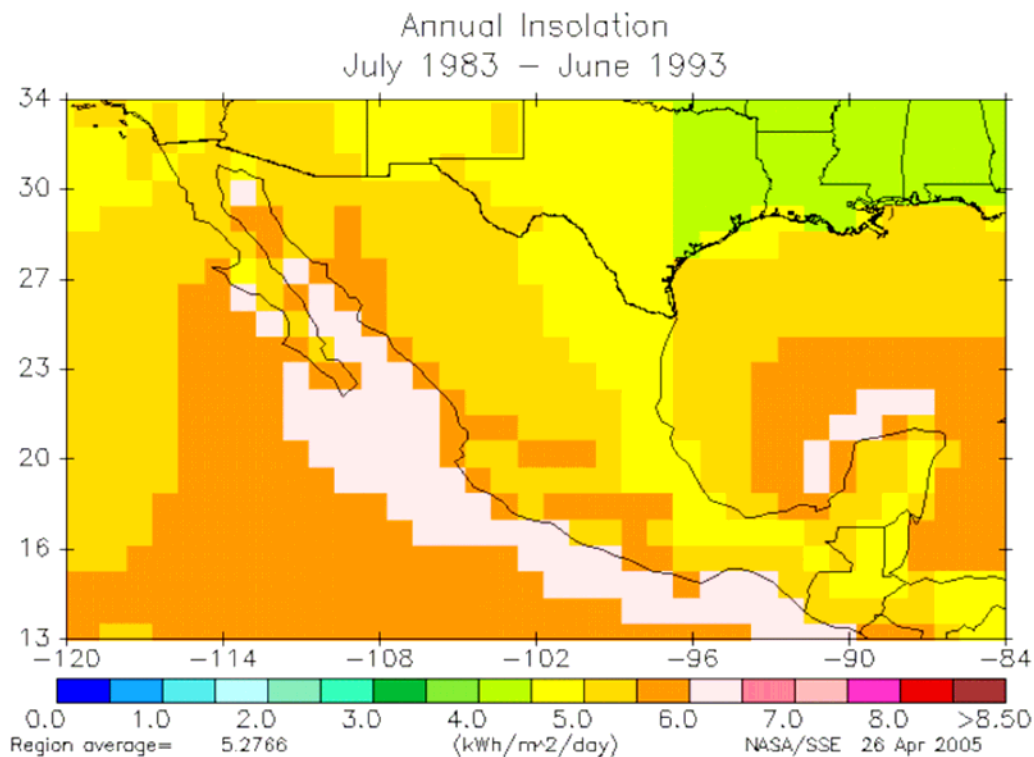


Figura No. 3.8 Mapa obtenido a partir del modelo de la *NASA* (2005)

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.

El 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.

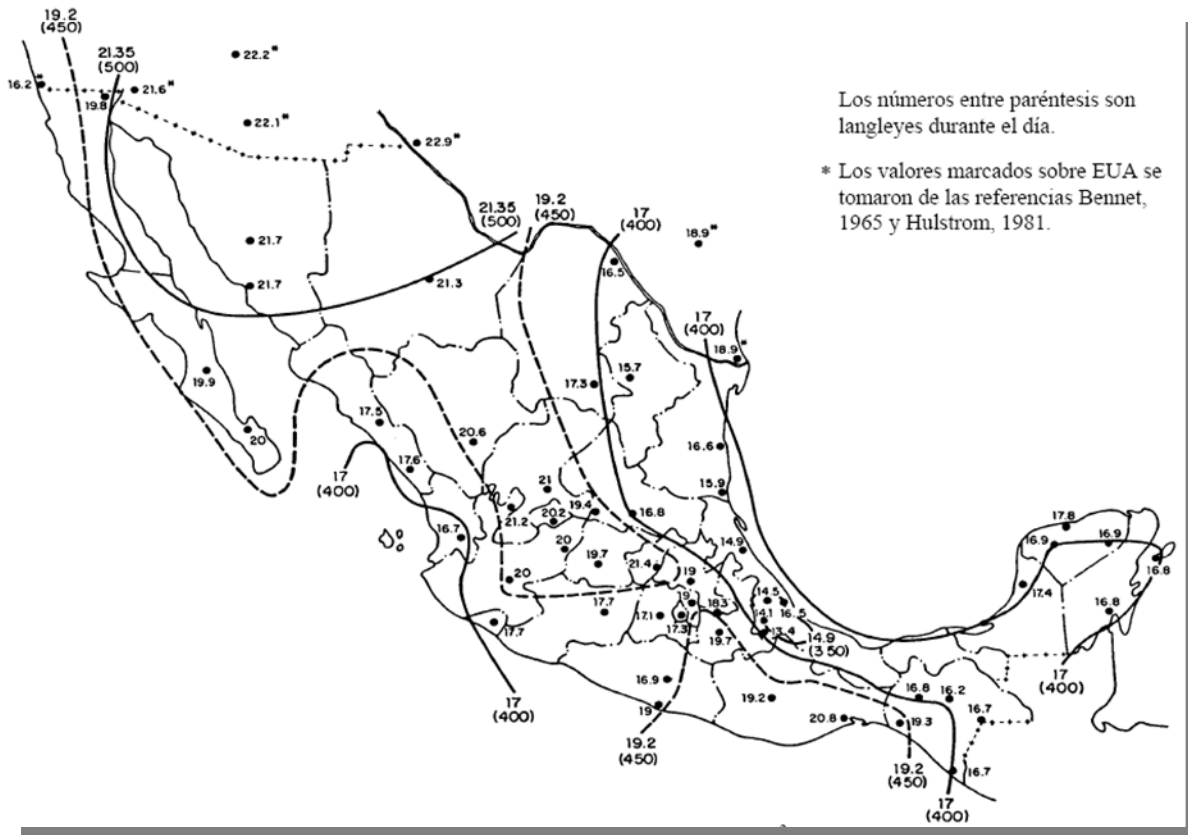


Figura No. 3.9 Promedio anual de irradiación global diaria en MJ/m² obtenidas en bases terrestres.
Fuente: Ingeniería de la Energía Solar II, Instituto de Ingeniería, UNAM, 2003.

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.

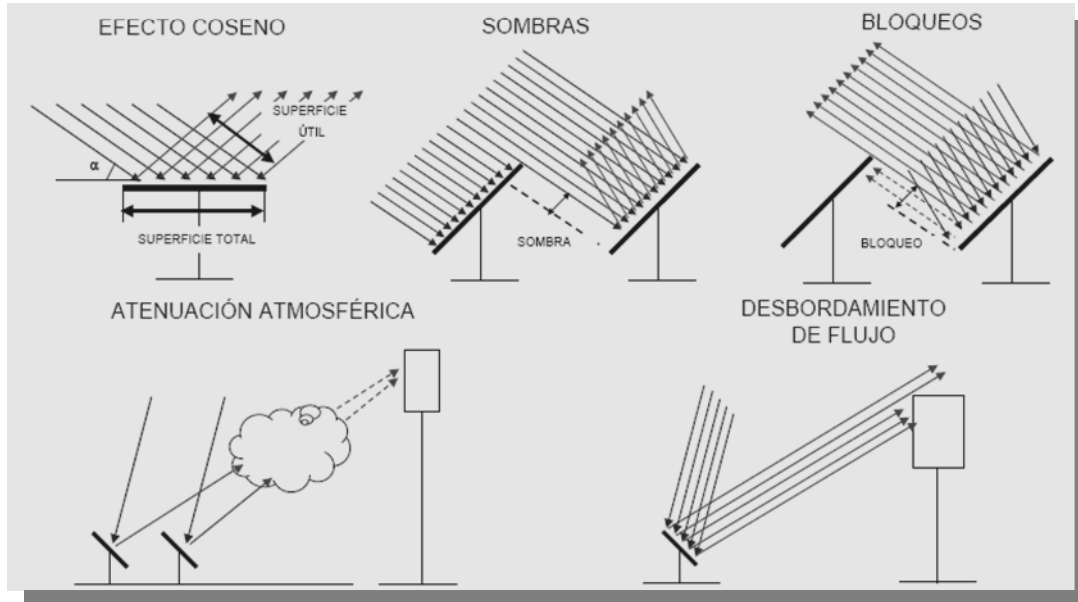


Figura No. 3.11 Fenómenos de Bloqueos en Helióstatos.

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.

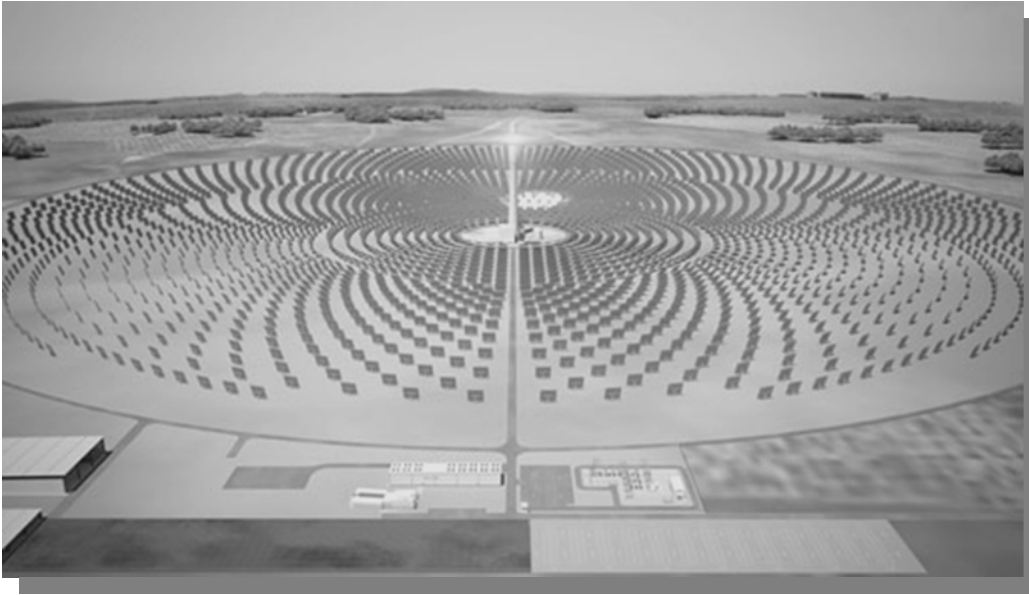


Figura No. 3.12 La planta *Solar Tres* cuenta con un modelo continuo de espejos infinitesimales
Fuente: <http://www.europeanfutureenergyforum.com/>, 2009.

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 de 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.

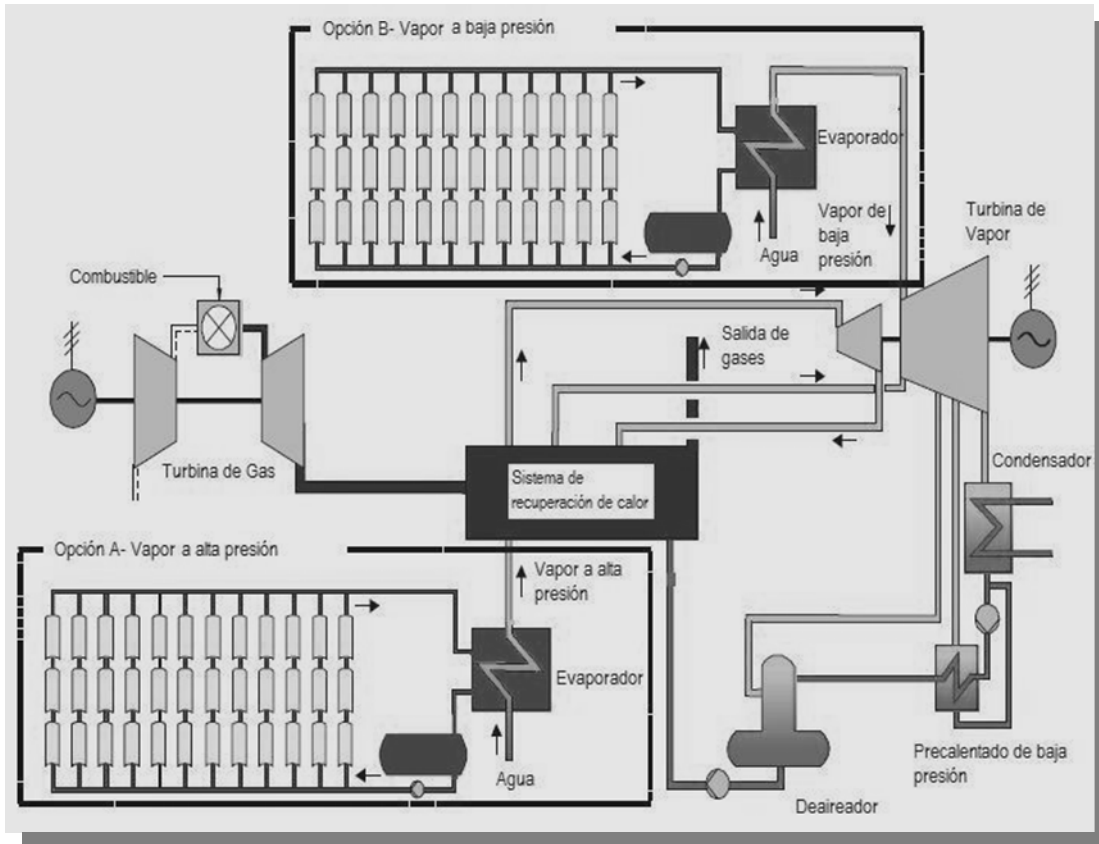


Figura No. 3.15 Ciclo Combinado Solar Integrado aplicado a una planta solar de Cilindros Parabólicos.
Fuente: Solar Parabolic Trough, *SolarPaces*, 2009.

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 Saguro 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 lo 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.

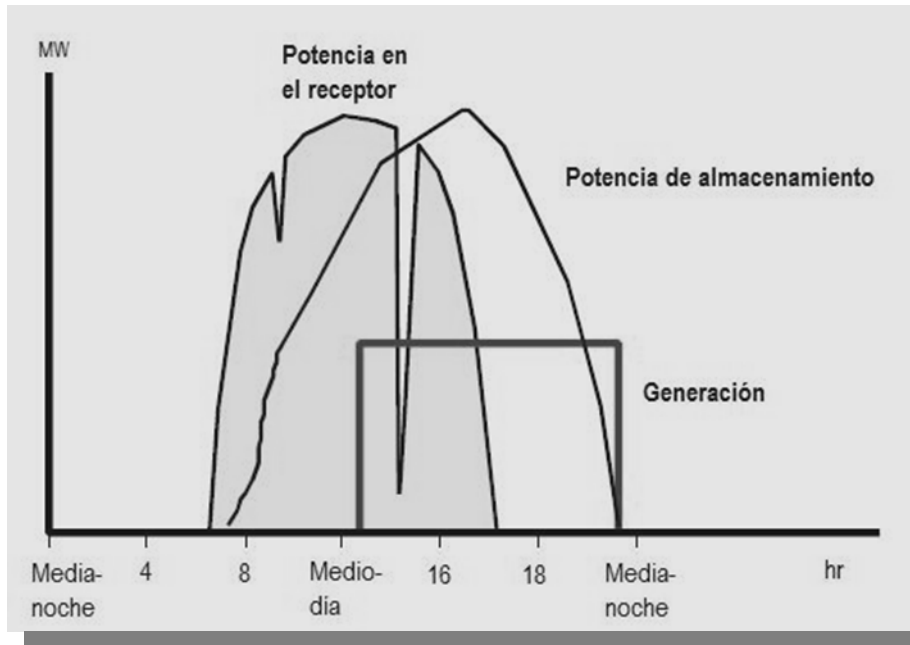


Figura No. 3.17 Despachabilidad de una planta de torre central con almacenamiento de sales fundidas
Fuente: Solar Power Tower, *SolarPaces*, 2009.

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:

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

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

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

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

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

Producción anual de electricidad del almacenamiento térmico:

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

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:

$$(20 MW_e)(24 hr)(365 dias) = 175.2 \times 10^3 MWh / año$$

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

$$(20 MW_e)(12 hr)(365 dias) = 87.6 \times 10^3 MWh / año$$

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

$$(20 MW_e)(6 hr)(365 dias) = 43.8 \times 10^3 MWh / año$$

Factor de planta:

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

Eficiencia:

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

c) SOLAR TRES: 17 MW

Especificaciones:

Potencia nominal:	17MW _e
Potencia Térmica del Receptor:	120 MWt
Potencia de la Caldera de GN:	16 MWt
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:

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

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

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

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

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

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:

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

Factor de planta incluyendo Gas Natural:

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

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".

CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PLANTAS TERMOSOLARES DE TORRE CENTRAL.

Una vez que se eligió el tipo de configuración a estudiar, se comenzó con el análisis de un proyecto para nuestro país de una planta solar termoeléctrica de torre central. A este proyecto se le realizó un estudio económico sobre la viabilidad de colocarlo dentro de nuestro país.

Este cuarto capítulo presenta los resultados obtenidos del análisis de nuestro proyecto.

4.1 COSTOS DE INVERSIÓN.

Comencemos por definir lo que para nuestro caso representan los costos de inversión, mismos que estarán representados por la suma de esfuerzos y recursos que se han invertido para producir electricidad, es decir, los factores técnicos que intervienen en la producción, y que además son medibles en dinero. Para la planeación de nuestra planta los costos de inversión representarán todos aquellos gastos que tendrán que generarse para llevar a cabo el proyecto, desde su concepción, hasta su puesta en marcha.

Existen varios factores que tendremos que contemplar en este apartado de costos de inversión. Partiendo del entendido que ya tenemos bien definido que tipo de planta queremos construir, y que ya tenemos contemplados los parámetros propios de la misma como son su ubicación, la capacidad de potencia instalada con que contará, así como el tipo de generación que emplearemos, debemos ahora contemplar el tipo de elementos que requiere la planta que deseamos implementar.

Una vez que tenemos el tipo de planta realizamos un listado de los elementos que deberíamos contemplar para hacer un presupuesto y con ello crear un panorama de los costos de inversión que se nos presentarían, para ello utilizamos un informe de una planta propuesta por *SolarPaces (Solar Power and Chemical Energy Systems)*, pues esta fuente presentó similitudes con la planta que proponemos evaluar en cuanto a la potencia de generación instalada. Esta situación nos llevó a emplear los valores que aparecen en dicho reporte para llevar a cabo nuestro estudio, para el caso base, ya que los parámetros que contemplamos como propios de la planta que elegimos coincidían con la propuesta de

SolarPaces, pues tanto está como la nuestra contemplan almacenamiento térmico. Así pues los elementos que representan nuestros costos de inversión son los referentes a la inversión de estructura, heliostatos, torre, almacenamiento térmico, sistemas de generación de vapor, turbinas, sistema de control y el terreno.

4.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.

Otro punto importante en el análisis económico son los costos de operación y mantenimiento, para lo cual comenzaremos por definir que es lo que representan.

Las operaciones de mantenimiento tienen lugar frente a la constante amenaza que implica la ocurrencia de una falla o error en un sistema, maquinaria, o equipo. Existe además una necesidad de optimizar el rendimiento de las unidades y componentes industriales (mecánicos, eléctricos, y electrónicos) de los procesos dentro de las instalaciones de una planta industrial.

El objetivo buscado por el mantenimiento es contar con instalaciones en óptimas condiciones en todo momento, para asegurar una disponibilidad total del sistema en todo su rango de desempeño, lo cual está basado en la carencia de errores y fallas.

El mantenimiento debe procurar un desempeño continuo y operando bajo las mejores condiciones técnicas, sin importar las condiciones externas (ruido, polvo, humedad, calor, etc.) del ambiente al cual este sometido el sistema. El mantenimiento además debe estar destinado a:

- a) Optimizar la producción del sistema
- b) Reducir los costos por averías
- c) Disminuir el gasto por nuevos equipos
- d) Maximizar la vida útil de los equipos

Los procedimientos de mantenimiento deben evitar las fallas, por cuanto una falla se define como la incapacidad para desarrollar un trabajo en forma adecuada o simplemente no desarrollarlo. Un equipo puede estar "fallando" pero no estar malogrado, puesto que sigue realizando sus tareas productivas, pero no las realiza con el mismo rendimiento que un equipo en óptimas condiciones. En cambio un equipo malogrado o averiado no podrá operar bajo ninguna circunstancia.

Además el costo que implica la gestión y el desarrollo del mantenimiento no debe ser exagerado, más bien debe estar acorde con los objetivos propios el mantenimiento, pero sin denotar por ejemplo, un costo superior al que implicaría el reemplazo por maquinaria nueva. Entre los factores de costo tendríamos: mano de obra, costo de materiales, repuestos, piezas nuevas, energía, combustibles, pérdidas por la no producción.

Inevitablemente todo equipo, maquinaria, instrumento, o edificación se va a deteriorar por el paso del tiempo. Una medida útil para aproximar el costo del desarrollo del mantenimiento está dado por la siguiente expresión:

$$\frac{\text{costo de mantenimiento}}{\text{activos fijos mantenibles}} * 100 \quad (4.1)$$

Donde el Costo de mantenimiento está dado por el valor en dinero gastado en las operaciones desarrolladas; y los Activos fijos mantenibles son aquellos equipos, maquinarias, y construcciones revaluados a precios corrientes y correspondientemente depreciados.

El momento ideal para llevar a cabo puede ser determinado desde muchos puntos de vista, a los cuales les va a corresponder un determinado tipo de mantenimiento; teóricamente existe la llamada "curva de falla", la cual indica la probabilidad de la ocurrencia de fallas y averías para determinadas etapas de operación de la planta en función del factor tiempo. Así tenemos:

- a) Riesgo elevado en la etapa de implementación de la planta y puesta en marcha de los equipos.
- b) Riesgo bajo en la etapa de operación de la planta (siempre que los equipos reciban los cuidados y reparaciones adecuadas)
- c) Riesgo elevado en la etapa de operación de la planta luego que ha cumplido el ciclo de vida de los equipos (los cuales si reciben un óptimo mantenimiento podrían operar sin la presencia de fallas).

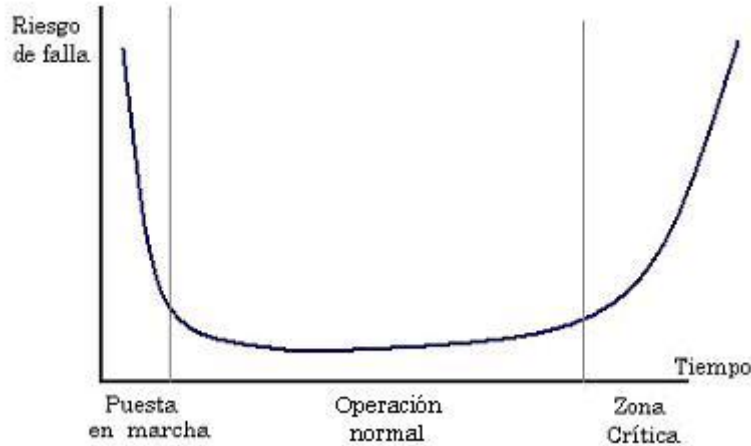


Figura No. 4.1 Curva de falla.

Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos13/opema/opema.shtml>

Existen cuatro tipos reconocidos de operaciones de mantenimiento, los cuales están en función del momento en el tiempo en que se realizan, el objetivo particular para el cual son puestos en marcha, y en función a los recursos utilizados, así tenemos:

4.2.1 *MANTENIMIENTO CORRECTIVO.*

Este mantenimiento también es denominado "mantenimiento reactivo", tiene lugar luego que ocurre una falla o avería, es decir, sólo actuará cuando se presenta un error en el sistema. En este caso si no se produce ninguna falla, el mantenimiento será nulo, por lo que se tendrá que esperar hasta que se presente el desperfecto para recién tomar medidas de corrección de errores.

4.2.2 *MANTENIMIENTO PREVENTIVO.*

Este mantenimiento también es denominado "mantenimiento planificado", tiene lugar antes de que ocurra una falla o avería, se efectúa bajo condiciones controladas sin la existencia de algún error en el sistema. Se realiza a razón de la experiencia y pericia del personal a cargo, los cuales son los encargados de determinar el momento necesario para llevar a cabo dicho procedimiento; el fabricante también puede estipular el momento adecuado a través de los manuales técnicos.

4.2.3 *MANTENIMIENTO PREDICTIVO.*

Consiste en determinar en todo instante la condición técnica (mecánica y eléctrica) real de la máquina examinada, mientras ésta se encuentre en pleno funcionamiento, para ello se hace uso de un programa sistemático de mediciones de los parámetros más importantes del equipo. El sustento tecnológico de este mantenimiento consiste en la aplicaciones de algoritmos matemáticos agregados a las operaciones de diagnóstico, que juntos pueden brindar información referente a las condiciones del equipo. Tiene como objetivo disminuir las paradas por mantenimientos preventivos, y de esta manera minimizar los costos por mantenimiento y por no producción. La implementación de este tipo de métodos requiere de inversión en equipos, en instrumentos, y en contratación de personal calificado.

4.2.4 *MANTENIMIENTO PROACTIVO.*

Este mantenimiento tiene como fundamento los principios de solidaridad, colaboración, iniciativa propia, sensibilización, trabajo en equipo, de modo tal que todos los involucrados directa o indirectamente en la gestión del mantenimiento deben conocer la problemática del mantenimiento, es decir, que tanto técnicos, profesionales, ejecutivos, y directivos deben estar consientes de las actividades que se llevan a cabo para desarrollar las labores de mantenimiento. Cada individuo desde su cargo o función dentro de la organización, actuará de acuerdo a este cargo, asumiendo un rol en las operaciones de mantenimiento, bajo la premisa de que se debe atender las prioridades del mantenimiento en forma oportuna y eficiente. El mantenimiento proactivo implica contar con una planificación de operaciones, la cual debe estar incluida en el Plan Estratégico de la organización. Este mantenimiento a su vez debe brindar indicadores (informes) hacia la gerencia, respecto del progreso de las actividades, los logros, aciertos, y también errores.

4.3 INGRESOS POR VENTAS DE ELECTRICIDAD.

Para este apartado realizamos una búsqueda de los precios que se tienen en el país referente a las diferentes formas de generación de energía, para poder hacer un análisis sobre los ingresos que se obtienen de la venta de electricidad, para de esta forma tener un panorama sobre la competitividad que tendría nuestra planta. De igual forma realizamos una comparativa con las plantas solares termoeléctricas con almacenamiento de energía que están en funcionamiento para ubicar nuestra planta en una competencia mundial.

Una vez realizada la comparativa, utilizamos las tablas de tarifas que ofrece la Comisión Federal de Electricidad (CFE), para venta de electricidad que tiene vigentes según el horario de demanda en que se utiliza el servicio, para de esta forma también observar en que nivel de competencia se situaría nuestra planta con respecto a los costos que maneja la CFE.

Así pues encontramos datos de que las tarifas esperadas deben oscilar entre 8 a 12 centavos de dólar por kWh en lo que respecta a las plantas termosolares a nivel mundial, mientras que en nuestro país encontramos que las tarifas de venta de la CFE están en el rango de los 66 centavos de peso por kWh a 1.81 pesos por kWh en alta tensión. De tal forma que en el entendido estaríamos dentro del rango de competencia en cuanto a los precios de venta se refiere, pues para nuestro caso base obtenemos viabilidad a partir de los 8 centavos de dólar por kWh.

Decidimos fijar el precio de venta en 10 centavos de dólar por kWh por motivos económicos, pues con esta tarifa estaríamos por debajo del precio que oferta CFE, y con ello el proyecto resultaría más competitivo. Además, siendo que la región en que tenemos planeado implementar el proyecto, es decir el norte del país, específicamente Hermosillo, cuenta con periodos de demanda de energía punta considerables a lo largo del año (tabla 4.3), tendríamos un buen nicho de venta para la energía que generemos, aunado a que contará con una tarifa de venta competitiva.

Nivel transmisión/ Tarifa H-T	Ago-09
Demanda Facturable (\$/kW)	90.24
Energía Punta (\$/kWh)	1.814
Energía Intermedia (\$/kWh)	0.7414
Energía Base (\$/kWh)	0.668

Tabla No. 4.1 Tarifas CFE alta tensión Norte, Para energía \$/kWh, para demanda facturable \$/kW.
Fuente: <http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas.asp?Tarifa=HT&Anio=2010&mes=3>

Tarifa H-TL	Ago-09
Demanda Facturable (\$/kW)	135.38
Energía Punta (\$/kWh)	1.268
Energía Intermedia (\$/kWh)	0.727
Energía Base (\$/kWh)	0.668

Tabla No. 4.2 Tarifas CFE alta tensión Norte, Para energía \$/kWh, para demanda facturable \$/kW.
Fuente: <http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas.asp?Tarifa=HT&Anio=2010&mes=3>

Horarios de demanda de las regiones Central, Noreste, Noroeste, Norte, Peninsular y Sur

Del 1º de febrero al sábado anterior al primer domingo de abril

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 19:00 22:00 - 24:00	19:00 - 22:00
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00 23:00 - 24:00	19:00 - 23:00	

Del primer domingo de abril al 31 de julio

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	1:00 - 6:00	0:00 - 1:00 6:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
sábado	1:00 - 7:00	0:00 - 1:00 7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

Del 1º de agosto al sábado anterior al último domingo de octubre

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 19:00 22:00 - 24:00	19:00 - 22:00
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00 23:00 - 24:00	19:00 - 23:00	

Del último domingo de octubre al 31 de enero

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
sábado	0:00 - 8:00	8:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00 - 21:00
domingo y festivo	0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

Tabla No. 4.3 Horarios de demanda

Fuente: <http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/Tarifas.asp?Tarifa=HT&Anio=2010&mes=3>

4.4 ÍNDICES DE RENTABILIDAD.

El lugar que elegimos para realizar la propuesta de planta fue seleccionado después de analizar los índices de radiación solar a lo largo del país, y decidimos que fuera en Hermosillo Sonora, puesto que en dicho lugar se recibe uno de los mayores índices de radiación solar anual, además de que encontramos facilidades de ubicación del terreno a emplear que en otros lugares no sucedió así.

Desarrollamos cuatro casos para comparar uno con otro, contar con índices razonables de rentabilidad y conocer el impacto de los parámetros más importantes o sobre los cuales existe mayor incertidumbre. Dichos casos los nombraremos Hermosillo Base (HB), Hermosillo Sin Almacenamiento (HSA), Oaxaca 150 y Oaxaca 200. A continuación describimos cada caso.

4.4.1 *SUPOSICIONES.*

Para nuestro primer caso, y que tomamos como referencia para ampliar el análisis a otros casos, decidimos situar la planta en un lugar dentro del país que contara con la mayor cantidad de radiación solar por metro cuadrado, ya que con ello garantizamos que obtendremos la mayor cantidad de energía térmica. Para ello utilizamos el libro “Ingeniería de la Energía Solar II, UNAM, 2003”, donde se nos muestran mapas con información de la radiación solar diaria de los diferentes estados de la República a lo largo del año.

Las opciones que encontramos con mayor radiación solar se situaron al norte del país, específicamente en Hermosillo y Coahuila (Figura No. 4.2), y optamos por elegir a Hermosillo debido a que en este estado encontramos una superficie de terreno con las dimensiones que nuestra planta requería.

Mes	Promedio de Irradiación global diaria (MJ/m ²)
Enero	14.3
Febrero	16.7
Marzo	19.4
Abril	23.8
Mayo	29.9
Junio	30.8
Julio	25
Agosto	23.6
Septiembre	24.2
Octubre	21.6
Noviembre	17
Diciembre	13.9
Promedio Anual	21.68333333

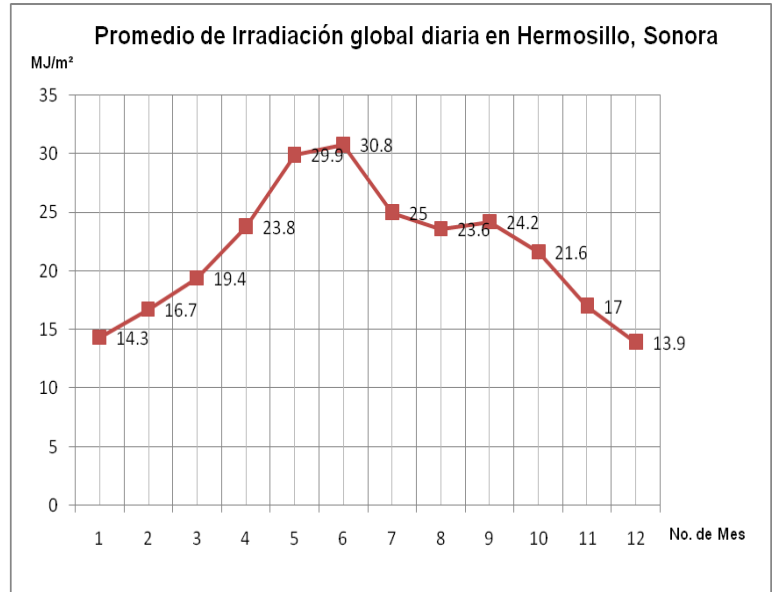


Figura No. 4.2 Promedio de irradiación global diaria en Hermosillo, Sonora.
Fuente: Ingeniería de la Energía Solar II, UNAM, 2003.

El terreno que encontramos está situado en el sur-poniente de Hermosillo y tiene una superficie total de 2,714 hectáreas.

Para comenzar con los cálculos de la planta, utilizamos como referencia un informe desglosado de planta ya existente, elaborado por *SolarPaces*, donde encontramos precios de los diferentes componentes que integran la planta, así como costos de inversión y costos de terreno. Dicha planta tenía una potencia instalada de 200 MW, lo que también fue factor para utilizar dicho estudio, ya que según nuestras investigaciones, para un proyecto de esta índole, es decir, una planta solar termoeléctrica instalada en nuestro país, esta cantidad es el máximo valor de potencia que se esperaría instalar.

A continuación presentamos el estudio realizado por *SolarPaces* en el cual nos basamos (Solar 2010), tomando como referencia la planta solar termoeléctrica con almacenamiento de energía.

<i>Sólo Solar</i>	
<i>2010</i>	<i>+/-%</i>
200	
1,400	
150	
2,477,000	
13	
6,760	
65	
1.0	
2,700	
17.0	+5/-20
1,138.8	
50	15
930	25
250	25
300	15
85	15
400	15
15	15
2,030	
203	
2,233	
335	
2,568	
37	
2,605	
965	
210	
30	25

Notas:

1. Las columnas para "+/-%" son referentes a la incertidumbre asociada a un estimado dado.

2. El periodo de construcción esta comprendido por 2 años.

* Especificación de diseño para Solar Two. Esta eficiencia es estimada para un año de operación.

† Los costos de estas casillas de Solar Two no es una característica de una planta comercial y por lo tanto no han sido enlistadas.

‡ El Costo total de la planta para Solar Two es la actual consecuencia de convertir la planta de Solar One a Solar Two. Los factores indirectos enlistados no aplican para Solar Two.

Para convertir a valores pico, el efecto del almacenamiento térmico debe de ser removido. Un estimado a primera instancia debe de ser obtenido dividiendo los costos instalados sobre el múltiplo solar ($MS = \{\text{energía solar térmica pico recolectada}\} \div \{\text{energía térmica del bloque de potencia}\}$). Por ejemplo, en el 2010 la energía térmica pico absorbida por el receptor es de 1400MWt, si ésta es convertida a 220 MW_e por la turbina con una eficiencia neta del 42%, la demanda térmica de la turbina es de 520 MWt, así, el múltiplo solar es $MS = (1400/520)=2.7$ y el costo instalado pico es de $2605/2.7=USD\$965/kW_{PICO}$. Los múltiplos solares para los años 1997, 2000 y 2005 son 1.2, 1.8 y 1.8 respectivamente.

Tabla No. 4.4 Costos y características de plantas solares termoeléctricas de torre central.

Fuente: *Solar Power Tower, SolarPaces*, 2009.

Cabe señalar que todos los costos utilizados son costos unitarios, y que partimos del caso que nos presenta *SolarPaces* para una planta de 200MW instalados (Sólo Solar 2010), por lo que el resto de nuestros cálculos y suposiciones partirán de estos datos, siempre manteniendo los costos unitarios.

Por todo lo anterior, dispusimos que nuestra planta contara con 200MW de potencia y además tendría almacenamiento térmico, al igual que la planta de *SolarPaces*. Estas semejanzas nos llevaron a utilizar los mismos costos para la inversión de estructura, los heliostatos, la torre, el sistema de almacenamiento, los sistemas de generación de vapor, las turbinas y el sistema de control. Sin embargo, para nuestra planta utilizamos un índice de radiación menor que el que se encontró en el ejemplo de *SolarPaces*, de igual manera modificamos el precio del terreno.

El terreno que encontramos para ejemplificar nuestro caso base está situado en el surponiente de Hermosillo, y se trata de un rancho a 14 km de Real de Catorce. El terreno tiene áreas planas y áreas con cerro. La superficie que abarca es de 2,714 hectáreas, y el costo por hectárea es de \$700 dólares.

El precio del terreno que encontramos en Hermosillo nos ayudó a disminuir el costo que representaba este rubro, ya que el precio que nos muestra el estudio de *SolarPaces* es mayor al que nosotros empleamos para nuestro proyecto, situación que se refleja en un costo unitario menor en lo referente al terreno.

Una vez desarrollado este ejemplo, nos dispusimos a desarrollar nuevas propuestas para que al final se contara con suficiente información sobre la viabilidad de instalar una planta con las características más funcionales. Siendo así pensamos en dejar la planta en el mismo lugar elegido, con la misma capacidad de potencia instalada, pero esta vez sin almacenamiento de energía, una planta que produzca únicamente con la radiación propia del lugar. Cabe señalar que para este caso los costos de inversión tendrían una disminución, ya que no tendríamos que invertir en almacenamiento ni en generación de vapor, quedando todos los demás rubros considerados con el mismo costo que para nuestro primer caso.

Para este segundo caso observamos una disminución considerable en la generación anual de energía, ya que al carecer de almacenamiento, la planta generará electricidad durante un menor tiempo, solamente en las horas del día en que puede captar suficiente radiación directa.

Posteriormente a estos dos casos, con y sin almacenamiento de energía, decidimos instalar la planta en un lugar del país que nos representara una menor radiación solar, y optamos por el estado de Oaxaca, ya que la captación de radiación en este lugar en particular es 25%

menor que en Hermosillo. Además decidimos utilizar un lugar que estuviera en contraparte del norte del país, es decir un estado hacia el sur. En este caso nuestras variantes tuvieron que ver hacia la radiación captada y como influiría en la generación de energía, por lo que decidimos en un principio disminuir la capacidad de potencia instalada de la planta de manera equitativa en relación con la menor radiación que captaríamos, es decir disminuir en un 25% la potencia de la planta, para con ello hacer frente a esta disminución propia del lugar en cuanto a la radiación por metro cuadrado.

Sin embargo, y contemplando esta reducción, decidimos dejar la instalación de los elementos de la altura de la torre, heliostatos y terreno igual que si la planta fuera de 200 MW, y modificamos los referentes al almacenamiento, a la generación de vapor y las turbinas. La decisión fue tomando en cuenta que al disminuir el factor de planta, los elementos a utilizar tendrían un mayor costo, entonces al dejar los primeros elementos pensados para mayor potencia no afecta la suposición que estamos planteando, sin embargo el resto si debe tener una modificación ya que el tener capacidad sobrada en esos elementos nos representa una inversión mal hecha, pues no se estaría utilizando.

Para nuestra ultima suposición pensamos en como lograr que, instalando la planta en Oaxaca, un lugar con 25% menor radiación solar, obtuviéramos los mismos resultados que para nuestra planta pensada original. Así que contemplamos una captación de radiación solar mayor aumentando un 33% el número de heliostatos, y por tal consiguiente el tamaño del terreno en que instalaríamos los heliostatos. Debemos señalar que también se contempló un aumento en la altura de la torre de captación, debido a que el aumento de heliostatos nos provoca que el punto de concentración deba modificarse, para captar la radiación de todos los heliostatos. Así pues, utilizamos los mismos valores de inversión para una planta de 200 MW, en cuanto al almacenamiento, la generación de vapor y las turbinas.

De esta manera, propusimos una planta de la misma capacidad instalada, pero en un lugar con menor radiación solar. En lo referente a los costos de inversión los únicos que se ven modificados son los que contemplan los heliostatos y el terreno, ya que deberán crecer en un 33% para compensar el menor índice de radiación solar del lugar, y en una forma que no resulta muy relevante el que tiene que ver con la torre, pues esta aumenta su altura, sin embargo lo despreciamos.

4.4.2 HERMOSILLO BASE.

Para este caso tomamos los costos del ejemplo que encontramos en *SolarPaces*, puesto que contemplamos la misma potencia instalada, es decir, 200 MW, por tanto los costos son

los mismos en cuanto a inversión de estructura, heliostatos, torre, almacenamiento, sistemas de generación de vapor, turbinas y sistema de control. Sin embargo, para nuestro caso encontramos un terreno más barato, por esta razón en el apartado de inversión de terreno modificamos el valor encontrado en *SolarPaces*. De igual forma el índice de radiación de Hermosillo es menor, por lo que el apartado de la radiación cambia con respecto al que se toma para la planta de *SolarPaces*.

4.4.3 HERMOSILLO SIN ALMACENAMIENTO.

En este caso decidimos retirar el almacenamiento térmico, por lo que el tiempo en que generamos energía disminuye. De igual manera, al no requerir almacenamiento, eliminamos los costos que representan la inversión de almacenamiento y de generación de vapor. Todos los demás apartados quedan iguales.

4.4.4 OAXACA 150.

Para desarrollar este caso, decidimos ubicar la planta en un lugar del país en donde la radiación solar fuera menor, optando por Oaxaca. Aquí nuestra suposición fue dejar la instalación de heliostatos y terreno igual a Hermosillo Base, es decir, instalación para 200 MW, pero modificamos el resto de los componentes para una potencia de 150 MW, pensando en compensar con ello la menor radiación de Oaxaca, misma que representa una menor captación de potencia térmica. Por esta razón, los costos de inversión que quedaron iguales fueron los referentes a heliostatos, torre y terreno, y los que sufren una modificación son los que contemplan la inversión de almacenamiento, generación de vapor y las turbinas, ya que al ser menor la potencia los costos aumentan.

4.4.5 OAXACA 200.

Finalmente, para este caso nuestra suposición fue que a partir de la radiación que obtenemos en Oaxaca llegar a igualar a “Hermosillo Base”. Para lograr esto, decidimos aumentar el número de heliostatos y del terreno para tener una mayor captación de radiación. Por esta acción, los costos de inversión para heliostatos y terreno aumentan. Al regresar a una potencia de 200 MW, el resto de los componentes mantienen el valor de “Hermosillo Base”, o sea, los costos de inversión de torre, almacenamiento, generación de vapor y turbinas regresan al valor de HB.

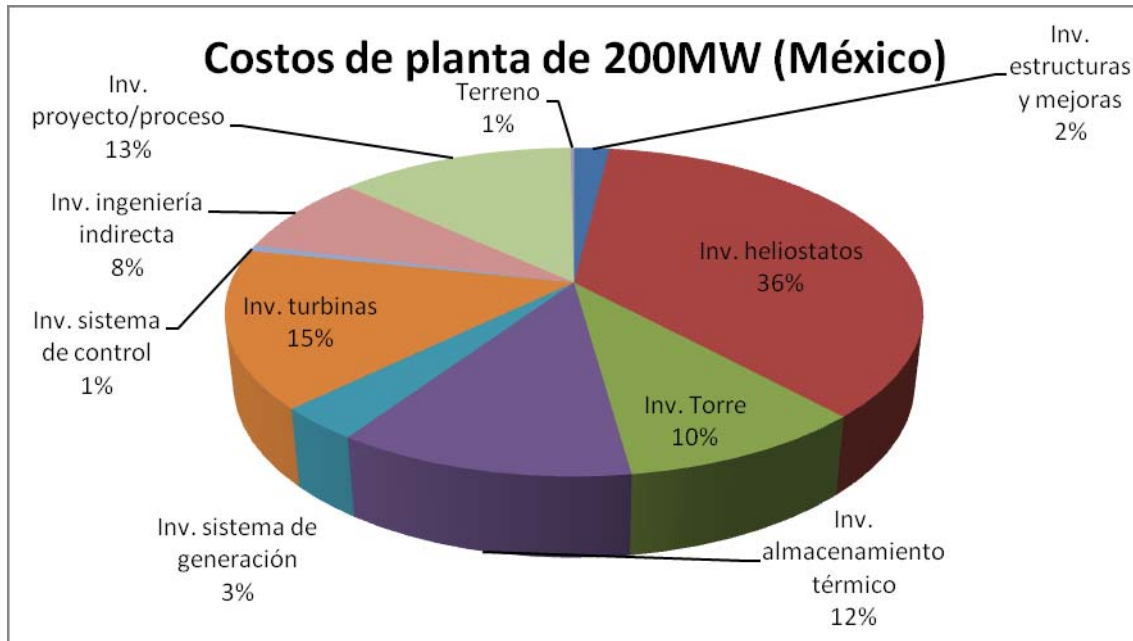


Figura No. 4.3 Diagrama de pie que representa los porcentajes de los costos de los componentes.
Fuente: Elaboración propia con datos de *SolarPaces*.

4.4.6 VALOR PRESENTE NETO.

El Valor Presente Neto (VPN) o también llamado Valor Actual Neto (VAN) es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo. El Valor Presente Neto permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero: maximizar el rendimiento de la inversión. El Valor Presente Neto permite determinar si la inversión en un proyecto dado se recupera o no. Ese cambio en el valor estimado puede ser positivo, negativo o continuar igual. Si es positivo significará que el proyecto generará riqueza en un monto equivalente al del Valor Presente Neto. Si es negativo quiere decir que la planta reducirá su riqueza en el valor que arroje el VPN. Si el resultado del VPN es cero, la empresa no modificará el monto de su valor.

Es importante tener en cuenta que el valor del Valor Presente Neto depende de las siguientes variables: la inversión inicial previa, las inversiones durante la operación, los flujos netos de efectivo, la tasa de descuento y el número de periodos que dure el proyecto. Para nuestro caso tomaremos en cuenta la inversión inicial, los flujos netos, y la tasa de descuento.

La inversión inicial previa corresponde al monto o valor del desembolso que se hará en el momento de contraer la inversión.

Los flujos netos de efectivo son aquellos flujos de efectivo que el proyecto debe generar después de ponerlo en marcha, de ahí la importancia en realizar un pronóstico muy acertado con el fin de evitar errores en la toma de decisiones.

La tasa de descuento es la tasa de retorno requerida sobre una inversión. La tasa de descuento refleja la oportunidad perdida de gastar o invertir en el presente por lo que también se le conoce como costo o tasa de oportunidad. Su operación consiste en aplicar en forma contraria el concepto de tasa compuesta. Es decir, si a futuro la tasa de interés compuesto capitaliza el monto de intereses de una inversión presente, la tasa de descuento revierte dicha operación. En otras palabras, esta tasa se encarga de descontar el monto capitalizado de intereses del total de ingresos percibidos en el futuro.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Presente Neto es:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (4.2)$$

V_t representa los flujos de caja, que son la diferencia entre ingresos y costos de OyM.

I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n es el número de períodos considerado.

r es la tasa de descuento, que como se menciona más adelante refleja el costo de contar con fondos para cubrir la inversión inicial y por lo tanto está relacionada con el tipo de interés. Si el proyecto no tiene riesgo, se tomará como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VPN se estimará si la inversión es mejor que invertir en algo seguro, sin riesgo específico.

Para nuestro proyecto utilizamos una tasa de descuento del 12 % anual, debido a que encontramos es el valor típico empleado por CFE en los convenios que realiza, y nuestra intención era realizar un ejercicio lo más cercano a la realidad.

4.4.7 *BENEFICIO-COSTO.*

El análisis beneficio-costos es una técnica importante dentro del ámbito de la teoría de la decisión. Pretende determinar la conveniencia de un proyecto mediante la enumeración y valoración posterior en términos monetarios de todos los costos y beneficios derivados

directa e indirectamente de dicho proyecto. Este método se aplica a obras sociales, proyectos colectivos o individuales, empresas privadas, planes de negocios, etc., prestando atención a la importancia y cuantificación de sus consecuencias sociales y/o económicas.

La relación beneficio-costo toma los ingresos y egresos presentes netos del estado de resultado, para determinar cuales son los beneficios por cada peso o dólar que se sacrifica en el proyecto.

Cuando se menciona los ingresos netos, se hace referencia a los ingresos que efectivamente se recibirán en los años proyectados. Al mencionar los egresos presentes netos se toman aquellas partidas que efectivamente generarán salidas de efectivo durante los diferentes periodos, horizonte del proyecto. Como se puede apreciar el estado de flujo neto de efectivo es la herramienta que suministra los datos necesarios para el cálculo de este indicador.

La relación beneficio-costo (B/C) se calcula de la siguiente manera:

$$B / C = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+r)^t}}{I_0} \quad (4.3)$$

Si el resultado es mayor que 1, significa que los ingresos netos son superiores a los egresos netos. En otras palabras, los beneficios (ingresos) son mayores a la inversión y, en consecuencia, el proyecto generará riqueza a una comunidad. Si el proyecto genera riqueza con seguridad traerá consigo un beneficio social.

Si el resultado es igual a 1, los beneficios igualan a los sacrificios sin generar riqueza alguna. Por tal razón sería indiferente ejecutar o no el proyecto.

Si el resultado de la relación es menor a 1, implica que los costos del proyecto nos traerán pérdidas al implementarlo, y por lo tanto se convierte en una mala decisión seguir adelante con el proyecto tal y como se tiene planeado.

4.4.8 TASA INTERNA DE RETORNO.

La Tasa Interna de Retorno es el tipo de descuento que hace igual a cero el VPN:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0 \quad (4.4)$$

La TIR o tasa interna de retorno, es una herramienta de toma de decisiones de inversión utilizada para conocer la factibilidad de diferentes opciones de inversión.

El criterio general para saber si es conveniente realizar un proyecto es el siguiente:

- a) Si $TIR \geq r$ Se aceptará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad mayor que la rentabilidad mínima requerida (el costo de oportunidad).
- b) Si $TIR \leq r$ Se rechazará el proyecto. La razón es que el proyecto da una rentabilidad menor que la rentabilidad mínima requerida.

r representa es el costo de oportunidad.

4.4.9 COSTOS NIVELADOS.

Los costos nivelados del proyecto se refieren a la obtención del valor monetario de cada kW generado por nuestra planta una vez que ya está operando, es decir, el costo que nos representa obtener un kW empleando nuestra planta. Para ello es necesario considerar los siguientes parámetros para poder realizar el cálculo:

- a) El Valor Presente Neto de la Operación y Mantenimiento (VPN O y M) de la planta.
- b) El Valor Presente de la Inversión.
- c) El Valor Presente Neto de los Costos, que representa la suma de los dos anteriores.
- d) El Valor Presente Neto de la generación anual de energía, en forma unitaria.

Una vez que conocemos los datos anteriores es fácil obtener los costos nivelados, ya que estos representan la relación entre el VPN de los costos y el VPN de la generación anual unitaria.

Los costos unitarios del proyecto nos permiten observar de manera muy rápida que tan buenos serán los ingresos que obtendremos, pues nos permiten saber cuanto nos cuesta producir un KWh en nuestra planta, y con ello estamos en la posibilidad de comparar con los precios de generación estándar que tiene una planta de las mismas características, y después de dicha comparación saber si estamos por encima o por debajo de dicho costo.

Mientras menores sean los costos nivelados tendremos un mejor proyecto. Siendo que los costos de generación de nuestro proyecto están por debajo del precio considerado como base, es decir producir un kWh nos cuesta menos de 10 centavos de dólar, podemos asegurar que es redituable. Por el contrario cuando se elevan los costos quiere decir que nuestra generación está siendo demasiado cara.

4.5 ESTUDIOS PARAMÉTRICOS Y RESULTADOS OBTENIDOS.

Una vez realizados los cuatro casos de plantas propuestas, procedimos a analizar el comportamiento que tendrían cada una de ellas modificando los valores correspondientes a la tarifa, la tasa de interés y el precio de los componentes más significativos de la planta. Tomamos como tarifa base la de 10 centavos de dólar por cada kWh y una tasa de descuento de 12%, mientras que el precio de los componentes de la planta los dejamos tal cual están en el caso de referencia de *SolarPaces*. Los resultados obtenidos con estas características son los siguientes:

	VPN	VP Inversión	Beneficio/Costo	Costo "Nivelado"	TIR
Hermosillo Base	200.19	514.64	1.39	\$65.43	19%
Hermosillo sin Almacenamiento	-119.38	417.23	0.71	\$120.68	10%
Oaxaca 150	75.92	460.05	1.17	\$77.03	16%
Oaxaca 200	121.41	593.42	1.20	\$74.67	17%

Tabla No. 4.5 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dólares/MWh.

Como se puede observar, las plantas que nos representan un índice de costo beneficio mayor a uno, y por lo tanto redituables, son Hermosillo base, Oaxaca 150 y Oaxaca 200, mientras que Hermosillo sin almacenamiento obtiene un valor por debajo de 1, por tanto invertir en una planta de este tipo resultaría contraproducente, pues tendríamos pérdidas.

Se observa también que la TIR para los tres casos mencionados como redituables es mayor a la tasa de descuento, situación que corrobora su viabilidad, mientras que para el caso de Hermosillo sin Almacenamiento está por debajo, por lo que confirma que dicho proyecto representa una mala inversión.

Ahora bien, decidimos modificar los componentes referentes a la tarifa, a la tasa de descuento y variar el costo de los componentes en diversos porcentajes, acciones encaminadas a descifrar que comportamiento obtendríamos en escenarios alternos en estos

apartados económicos y como repercutirían en el nivel de viabilidad que tendrían cada una de las plantas propuestas.

A continuación presentamos los resultados obtenidos:

4.5.1 VARIANTE 1.

Comenzamos por dejar la tarifa fija en nuestro valor inicial, así como los costos de los componentes, y variamos el valor de la tasa de descuento, a valores menores y mayores a nuestra tasa de referencia. El comportamiento observado fue que mientras menor fue el valor de la tasa empleado, el índice de beneficio-costos y el VPN aumentaron su valor, inclusive al disminuir dicho valor a un 8%, la planta de Hermosillo sin almacenamiento adquiriría un valor que la colocaba como viable. La TIR para cada caso se mantiene sin modificación respecto a nuestros parámetros base.

	VPN	VP Inversión	Beneficio/Costo	Costo "Nivelado"	TIR
Hermosillo Base	516.51	514.64	2.00	\$48.41	19%
Hermosillo sin Almacenamiento	0.55	417.23	1.00	\$92.49	10%
Oaxaca 150	313.11	460.05	1.68	\$56.72	16%
Oaxaca 200	437.74	593.42	1.74	\$55.03	17%

Tabla No. 4.6 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dólares/MWh.

Por el contrario, al aumentar el valor de la tasa de descuento se observó un comportamiento inverso, es decir, el índice B/C disminuyó y el VPN también, llevando a la planta de Oaxaca 200 y Oaxaca 150 a un nivel de inviabilidad con un valor de 15%.

	VPN	VP Inversión	Beneficio/Costo	Costo "Nivelado"	TIR
Hermosillo Base	53.88	514.64	1.10	\$79.00	19%
Hermosillo sin Almacenamiento	-177.48	417.23	0.57	\$143.42	10%
Oaxaca 150	-33.78	460.05	0.93	\$93.24	16%
Oaxaca 200	-24.90	593.42	0.96	\$90.34	17%

Tabla No. 4.7 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dólares/MWh.

Nuevamente la TIR para cada proyecto se mantiene sin ningún cambio.

4.5.2 VARIANTE 2.

Ahora modificamos el valor de la tarifa, dejando intactos la tasa de descuento y el costo de los elementos, obteniendo los siguientes resultados:

Si disminuimos el precio de la tarifa observamos una disminución en el índice B/C y el VPN, mientras que aumentando la tarifa, estos aumentan también. Sin embargo aquí el caso de Hermosillo sin almacenamiento continúa siendo el peor, puesto que para los otros tres casos observamos una viabilidad a partir de la tarifa de 8.7 centavos de dólar por kWh.

	VPN	VP Inversión	Beneficio/Costo	Costo "Nivelado"	TIR
Hermosillo Base	101.67	514.64	1.20	\$65.43	17%
Hermosillo sin Almacenamiento	-163.52	417.23	0.61	\$120.68	8%
Oaxaca 150	2.06	460.05	1.00	\$77.03	14%
Oaxaca 200	22.89	593.42	1.04	\$74.67	14%

Tabla No. 4.8 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dólares/MWh.

En este caso si encontramos una variación en la TIR de los proyectos, siendo que para los casos redituables disminuye con respecto a los parámetros base, cuando disminuimos la tarifa, mientras que cuando aumentamos el costo de la tarifa, la TIR aumenta también. Observamos que para que Hermosillo sin almacenamiento sea una opción viable debemos llevar la tarifa hasta un valor de 13.5 centavos de dólar por kWh. Con este valor de tarifa, la TIR de los diferentes proyectos se dispara.

	VPN	VP Inversión	Beneficio/Costo	Costo "Nivelado"	TIR
Hermosillo Base	465.41	514.64	1.90	\$65.43	27%
Hermosillo sin Almacenamiento	-0.54	417.23	1.00	\$120.68	14%
Oaxaca 150	274.80	460.05	1.60	\$77.03	22%
Oaxaca 200	386.63	593.42	1.65	\$74.67	23%

Tabla No. 4.9 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dolares/MWh.

4.5.3 VARIANTE 3.

Posteriormente realizamos el cambio en lo referente a los componentes de la planta más significativos en cuanto a sus costos(heliostatos, terreno), dejando constantes la tarifa y la tasa de descuentos, y los resultados obtenidos son los siguientes:

Debemos decir que la variación que contemplamos para este ámbito fue de $\pm 15\%$, y nos encontramos con que la variación que obtuvimos fue despreciable comparada con la variación que encontramos al modificar la tarifa o la tasa de descuento, pues al disminuir

15% los costos de los elementos, el índice B/C y el VPN aumentan pero no de forma tan disparada. La TIR de los diferentes proyectos presenta un aumento.

	VPN	VP Inversión	Beneficio/Costo	Costo "Nivelado"	TIR
Hermosillo Base	235.64	479.19	1.49	\$61.27	21%
Hermosillo sin Almacenamiento	-83.93	381.78	0.78	\$111.36	11%
Oaxaca 150	111.37	424.60	1.26	\$71.49	17%
Oaxaca 200	168.67	546.15	1.31	\$69.12	18%

Tabla No. 4.10 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dolares/MWh.

Ahora bien, cuando aumentamos los costos de los elementos en un 15%, el índice B/C y el VPN disminuyen pero también de forma discreta. De igual forma la TIR para cada uno de los proyectos disminuye.

	VPN	VP Inversión	Beneficio/Costo	Costo "Nivelado"	TIR
Hermosillo Base	164.73	550.09	1.30	\$69.59	18%
Hermosillo sin Almacenamiento	-154.83	452.68	0.66	\$130.00	9%
Oaxaca 150	40.47	495.50	1.08	\$82.58	15%
Oaxaca 200	74.14	640.69	1.12	\$80.22	15%

Tabla No. 4.11 VPN y VP Inversión en Millones de US\$ constantes de 2009, costo nivelado en dolares/MWh.

Por todos los resultados anteriores, podemos decir que la tasa de descuento es inversamente proporcional al índice B/C, ya que mientras menor sea dicha tasa, mayor será el índice y viceversa. Mientras que la tarifa es directamente proporcional, si aumenta, el índice B/C también lo hace.

Mientras que para la TIR los elementos que la afectan son los costos de los componentes de forma inversa, ya que si estos aumentan la TIR disminuye, y si estos elementos disminuyen la TIR aumenta, y la tarifa de forma directa, pues si aumentamos la tarifa la TIR aumenta, y si disminuimos la tarifa la TIR también lo hace.

Con los resultados antes mencionados damos por terminado el análisis económico de nuestro proyecto. Por tal motivo, basados en estos resultados y en los objetivos a que encaminamos el diseño de nuestro proyecto, ahora procedemos a realizar las conclusiones pertinentes que nos permitan complementar el análisis del proyecto que proponemos.

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES.

México se encuentra en un lugar privilegiado por sus altos niveles de radiación solar y es por ello que es necesario el desarrollo de tecnologías probadas que utilicen el recurso solar como fuente de energía alterna a los combustibles fósiles para el abastecimiento de energía eléctrica a precios competitivos y de igual forma disminuir la tasa de emisión de gases de efecto invernadero los cuales son causantes del calentamiento global.

En el presente trabajo se analizaron los parámetros económicos que nos dan como resultado la viabilidad económica de una planta solar termoeléctrica en configuración de torre central instalada en la República Mexicana, tomando en cuenta las ventajas y desventajas de usar o no el almacenamiento térmico.

Una vez que se decidió el tema a tratar para esta tesis, se presentaron varios panoramas con respecto al tipo de central que se decidió analizar, ya que se encontró que existen diversas configuraciones de plantas solares termoeléctricas, por tal motivo fue necesario realizar una investigación sobre cuáles eran las características de cada tipo, para poder decidir sobre cuál configuración se buscaría información para este proyecto, siendo la correspondiente a plantas solares termoeléctricas de torre central con almacenamiento de energía las que más llamaron nuestra atención.

Una de las razones por las cuales se optó por analizar una planta de generación de energía eléctrica del tipo solar termoeléctrica con almacenamiento térmico fue debido a las características que nos presenta nuestro país, de tal manera que se buscó la mejor opción de utilizar las características de insolación del norte de México y se encontró que este tipo de planta es una excelente opción para el norte de nuestro país por sus altos índices de radiación solar durante todo el año. Se decidió que tuviera almacenamiento térmico para aprovechar un mayor lapso de tiempo la radiación solar captada, y debido al clima de la zona, que nos brinda calor durante el día y durante la noche la temperatura disminuye en demasía. Esta característica tan peculiar de la zona nos beneficia, pues durante el día utilizamos una parte de la radiación solar para generación directa, mientras que la otra parte la destinamos al almacenamiento térmico, y una vez que el nivel de radiación solar disminuye con el día, entra en funcionamiento el almacenaje de calor, y debido a la diferencia de temperaturas entre el almacenaje y el ambiente, la eficiencia se vería

beneficiada por la diferencias de temperaturas entre una fuente caliente y una más fría descrita por la ley de Carnot.

Este tipo de configuración es de las más desarrolladas en todo el mundo, por lo que encontrar información al respecto fue de fácil acceso. Inclusive se encontró un análisis detallado de una planta solar termoeléctrica de torre central con almacenamiento de energía desarrollada por *SolarPaces* que se utilizó como punto de inicio para realizar el análisis de una planta adecuada para las condiciones de nuestro país.

De igual forma se encontró que las características de nuestro país en cuanto a los índices de radiación solar son bastantes competitivas para buscar la implementación de una planta solar termoeléctrica de torre central con almacenamiento de energía, así que la idea del proyecto para nuestro país resultó bastante optimista en un principio, debido a esta situación característica de nuestro país.

Una vez que se tuvo bien claro el tipo de proyecto a analizar, se procedió a realizar un modelo matemático que permitiera realizar el análisis económico del proyecto. Dicho modelo brindó la posibilidad de obtener los indicadores económicos de interés para obtener la viabilidad el proyecto, como lo son el Beneficio/Costo y la Tasa Interna de Retorno.

El modelo también permitió modificar los costos de los elementos presentes en la implementación del proyecto, para realizar un mejor análisis del comportamiento de nuestro proyecto si es que se presentaba un cambio en algún valor económico, y cómo repercutiría esta modificación al proyecto.

Tomando en cuenta todos los aspectos antes mencionados, el modelo matemático utilizado fue desarrollado en *Excel* y estuvo basado en el reporte de *SolarPaces* de un proyecto para una planta solar termoeléctrica de torre central con almacenamiento de energía de 200 MW. Se utilizaron los mismos elementos de análisis económico empleados por *SolarPaces*, con los cambios propios de las características de nuestro país en cuanto a los índices de radiación solar, así como el referente al precio del terreno.

Así pues, nos dimos a la tarea de comenzar los cálculos pertinentes para la implementación del proyecto, basados como ya se mencionó en el reporte encontrado de *SolarPaces*, y una vez que se tuvo el caso base terminado, reafirmamos con los resultados obtenidos nuestras previsiones sobre la viabilidad de un proyecto implementado para nuestro país.

De los resultados del caso base se encontraron las características fundamentales que deben considerarse para implementar un proyecto con la configuración de planta solar termoeléctrica de torre central con almacenamiento de energía para nuestro país, y lograr

que los indicadores económicos B/C y TIR resulten favorables, es decir, que hagan este proyecto redituable.

Dentro de los costos propios del proyecto, se tiene el referente al terreno donde se planea la construcción, y para nuestro proyecto base en Hermosillo, Sonora, se encontró un terreno con las características exactas de superficie que se requerían para la planta propuesta, además de que el precio que se pedía por dicho terreno fue bastante bajo, por lo que el indicador unitario del terreno para el análisis económico estuvo a favor nuestro, ya que dicho precio por metro cuadrado estuvo por debajo del que presentaba el reporte de *SolarPaces* para el mismo rubro.

Esta situación del costo del terreno jugó un papel primordial en el análisis económico, pues disminuyó los costos de inversión y trajo por consiguiente un aumento del B/C y de la TIR. Por tal razón debemos comentar que para la implementación de un proyecto de este tipo debemos buscar un terreno con el menor costo posible, para con ello disminuir los costos de inversión.

Como se mencionó, una vez realizado el ejercicio de simulación económica del proyecto, se confirmó lo que se esperaba, que nuestro proyecto fuera redituable, pues los indicadores de B/C y la TIR así lo demostraron, situación que nos llevó a experimentar sobre otros escenarios que pudieran resultar igualmente redituables, pero con características diferentes a las presentadas en el caso base.

De las propuestas pensadas se encontró con la implementación de la planta en el mismo lugar, con las mismas características, pero con el cambio de no contar con almacenamiento térmico. Después de realizar los estudios económicos pertinentes, los resultados mostraron que implementar una planta solar termoeléctrica de torre central sin almacenamiento de ninguna manera resultaría viable, claro está, instalada bajo las características de radiación solar del sitio elegido para el caso base que es Hermosillo, así como la potencia instalada que se propuso.

Nuevamente se pensó en cuál sería el comportamiento de una planta solar termoeléctrica con almacenamiento térmico, pero instalada en un lugar distinto a Hermosillo con menor índice de radiación solar, y se decidió que se optaría por un lugar con menor índice, para ver qué tanto afectaría en cuanto a la viabilidad del proyecto esta disminución del índice de radiación solar.

Con estas atenuantes, se decidió que una forma de compensar el hecho de que se tendría menor captación de radiación solar, y por consiguiente menor potencia térmica, sería disminuir la potencia instalada. Una vez hecha esta adecuación en los cálculos de nuestro

análisis económico, se observó que aún en un lugar con menor radiación solar, un proyecto como el propuesto resultaba redituable, así lo reflejaban los indicadores de B/C y la TIR. Sin embargo, dichos indicadores estuvieron por debajo de los que arrojó nuestro caso base.

Finalmente, se propuso un último escenario en el cual se optó por regresar a la potencia instalada propuesta inicialmente en el caso base, pero conservando a Oaxaca como el lugar con menor radiación solar. Con ello, resultó que nuestro proyecto se encontraba en un nivel de inviabilidad, pues debido a la menor captación de radiación solar, no se lograba que los indicadores de B/C y la TIR resultaran favorables.

Después de analizar el caso, y buscar alternativas que hicieran que los indicadores cambiaran a nuestro favor, se pensó en que la forma más adecuada es aumentar el número de helióstatos para equiparar la captación de la radiación solar a la de nuestro caso base. Por consiguiente, al aumentar el número de helióstatos, se requiere de una mayor área de terreno donde colocar el excedente.

Así pues, realizadas las adecuaciones del incremento en helióstatos y terreno y altura de torre, se procedió a repetir el análisis económico, resultando que los indicadores de B/C y la TIR cambiaron a nuestro favor, convirtiendo el proyecto en redituable, pero aún por debajo del caso base.

Después de tener los resultados de los diferentes escenarios, se encontró que el mejor de todos es el caso base, pues con el costo de la inversión del proyecto es el que mayor índice de B/C y TIR obtuvo, por lo que se convierte en la opción más viable, tomando en cuenta que para los otros dos casos con características similares al base en cuanto al hecho de contar con almacenamiento térmico, la inversión aumenta y el índice B/C y TIR son menores en comparación al base, aunque son viables si se analizan fuera de la comparación con el caso base.

Para el escenario de montar una planta sin almacenamiento, nos encontramos que con las características del país referentes al nivel de radiación solar, resulta perjudicial en términos monetarios, pues no ofrece un nivel de B/C y TIR favorable. Eliminando los costos de los componentes que intervienen en el almacenamiento térmico, se encontró que se tiene que aumentar el precio de la tarifa para hacer redituable el proyecto, sin embargo el precio al que se tendría que recurrir sería muy alto en comparación con las tarifas de venta, y perderíamos competitividad frente a los competidores.

Disminuir la potencia instalada se podría pensar como una mejor opción ante la problemática que nos presenta este tipo de implementación (sin almacenamiento térmico), sin embargo al realizar esta disminución el monto de inversión medido como US\$/KW aumenta con lo que

baja la rentabilidad. Por todo esto, el caso de planta solar termoeléctrica sin almacenamiento térmico no es funcional para nuestro país.

De acuerdo a los indicadores económicos, se puede decir que las características propuestas para nuestro proyecto resultan suficientemente favorables para asegurar el éxito de su implementación, pues los resultados nos demuestran que en un lugar con los índices de radiación solar que presenta Hermosillo, la potencia instalada propuesta de 200 MW, aunado al almacenamiento térmico, se puede pensar en una planta de generación eléctrica competitiva, pues los costos de inversión se ven cubiertos con los costos de venta que se estima cobrar.

Ya que se toca el tema de los costos de venta de la electricidad producida, comencemos por comentar las formas que se consideraron para seleccionar cuál sería el precio que se emplearía. Como se mencionó en el capítulo anterior, se realizó un estudio de las cuotas que se cobran en diferentes partes del mundo para la venta de electricidad generada en plantas solares termoeléctricas de torre central con almacenamiento de energía, esto con la finalidad de tener una idea de las tarifas que existen, para una vez concluido nuestro análisis económico, comparar nuestra planta sería competitiva en cuanto a las tarifas encontradas.

De igual manera se optó por buscar información sobre las tarifas que tiene la Comisión Federal de Electricidad (CFE), información que se utilizó para complementar las tarifas que ya se tenían de las diferentes plantas del mundo. La información de CFE nos ayudó también para poder situar a nuestro proyecto en un nicho que nos resultará benéfico económicamente, pues se utilizaron las tablas de demanda que existen para venta de electricidad en el país, y en las cuales según el horario de utilización se consideran como de baja, base y alta demanda. Para cada uno de estos rangos se cuenta con una tarifa diferente, y la que más cara resulta es la que se encuentra en el horario de alta demanda.

Tomando los resultados que nos arrojó nuestro modelo matemático, incluyendo la información de las tarifas de las plantas a nivel mundial y también las tarifas que cobra CFE, se optó por elegir la tarifa de diez centavos de dólar por kWh, ya que este valor se encuentra ubicado en un rango intermedio de las tarifas utilizadas por las plantas mundiales, y en lo referente a la CFE, esta tarifa comprende un valor menor al que cobra en la demanda alta.

Utilizando nuestro modelo matemático, se varió la tarifa que se propuso inicialmente, y se encontró que se puede disminuir su nivel hasta a ocho centavos de dólar por kWh, sin perder la viabilidad de nuestro proyecto, es decir, aún con la tarifa disminuida en dos centavos los indicadores de B/C y TIR se mantienen a nuestro favor.

Con esta tarifa aumentaríamos nuestra competitividad, pues nos acercáramos a las tarifas que tiene CFE en sus horarios de baja demanda y demanda base. Así pues, para fines de venta estaríamos en la posibilidad de contar con dos tarifas diferentes según el horario en que se demande la energía eléctrica.

Basados en las tablas de horarios de demanda de CFE, se encontró un panorama muy favorable para nuestro proyecto, ya que las horas de funcionamiento contempladas en el proyecto con almacenamiento térmico se acoplan perfectamente a los horarios de demanda pico que tienen las tarifas más caras.

Se propone como una forma de aumentar el factor de planta de un proyecto de planta solar termoeléctrica con almacenamiento térmico, sería recurrir al sistema híbrido con una planta de ciclo combinado, aunque cabe mencionar que el objetivo de la tesis no abarca un análisis económico de este tipo de configuración, por lo que esto sería un nuevo tema de investigación.

El sistema híbrido entregaría mayor seguridad de obtener niveles de energía esperados, pues cuando dependemos de la radiación solar no tenemos la certeza de que sea constante, es decir son suposiciones muy cercanas pero nunca seguras, y al entrar en funcionamiento con el sistema híbrido se lograría compensar e incluso superar los niveles que se deseen.

La operación del sistema híbrido sería a base de gas natural, y entraría en funcionamiento una vez que el almacenamiento térmico se agote, o a la par del mismo, dependiendo del nivel con que se cuente de almacenamiento y/o los requerimientos de energía que se tengan.

Así mismo, con una implementación híbrida obtendríamos mayor número de horas de generación, pudiendo emplear el gas natural tanto antes como después de la utilización de energía solar y su correspondiente almacenamiento térmico.

Sin embargo, como un punto económico en contra, se presentan los costos que representa la compra del gas natural, pues su precio está en constante modificación. Por esta razón se deben estudiar a fondo los requerimientos de la zona en donde se desee utilizar un sistema híbrido y solamente pensar en ella como una opción siempre y cuando se compensen los gastos de su utilización con respecto a la generación que se obtenga.

Con todo lo anterior, se nos presenta una opción más, sin embargo, y como se hizo notar, la implementación de un sistema híbrido aún representa una opción que debe estar sujeta a características muy especiales y no a un método probado de planta solar termoeléctrica.

Las tecnologías de centrales solares termoeléctricas en configuración de torre central se encuentran en la actualidad lo suficientemente maduras para su implementación de tipo comercial en los rangos de 10 a 200 MW, sin embargo, aún falta clarificar su situación legislativa para que con ello se establezca un marco estable a la ayuda de financiamientos y con la introducción de sistemas híbridos en sus primeras fases facilitará aun más su introducción en el mercado.

Una vez puesta en marcha su construcción a nivel comercial en el mundo, la reducción de costos de inversión estará asegurada debido a la fabricación masiva de sus componentes y que éstos a su vez en el futuro serán de una fácil fabricación.

BIBLIOGRAFÍA:

- A. Colmenar, Castro, "Energía Solar Térmica de Media y Alta temperatura", PROGENSA, España, 2000.
- A. Manrique, José, "Energía Solar, Fundamentos y aplicaciones fototérmicas", HARLA, México, [s.a].
- Almanza Salgado, Rafael, "Ingeniería de la Energía solar", El colegio de México, México, 1994.
- Almanza, Rafael, "Ingeniería de la Energía Solar II", Instituto de Ingeniería, UNAM, México, 2003.
- "Atlas de Radiación Solar de Colombia", 2005. Disponible en:
http://www.upme.gov.co/Docs/Atlas_Radiacion_Solar/7-Apendice_A.pdf
- Cateyano López, "Energías renovables en la economía global", CIEMAT, 2006. Disponible en:
[:http://www.istas.ccoo.es/descargas](http://www.istas.ccoo.es/descargas)
- "Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico", CFE, México, 2008.
- Domingo, Miguel, "Energía Solar: Estado actual y perspectiva inmediata", SENER, 2005. Disponible en: http://www.sener.es/EPORTAL_DOCS/GENERAL/FILE-cw609694f27f954f2e8092/COMILLAS_2_13MayoMiguelDomingo.pdf
- Fernández Díez, Pedro, "Procesos termosolares en baja, media y alta temperatura", Libros Redsauce, 2008. Disponible en: <http://es.libros.redsauce.net/index.php?pageID=12>
- Geyer Michael, "Torres, Discos, colectores cilindro parabólicos", SolarPaces, 2005. Disponible en: <http://www.solarpaces.org>
- González Aguilar, Rafael, "NREL CSP technology workshop", ABENGOA SOLAR, 2007. Disponible en: http://www.nrel.gov/csp/troughnet/pdfs/2007/osuna_ps10-20_power_towers.pdf
- González Finat, Alfonso, "Concentrating solar power", European Commision, 2007. Disponible en: <http://www.solarpaces.org>
- Hans Schweiger, "Sistemas de Energía Solar Térmica", AIGUASOL Ingeniería, 2003. Disponible en: <http://www.uib.es/facultat/ciencias/prof/victor.martinez/recerca/jornades/>
- "La plataforma Solúcar y la experiencia de PS10", ABENGOA SOLAR, 2009. Disponible en: <http://www.solarweb.net/>
- Marimón Lafuente, José, "La energía solar termoeléctrica", ABENGOA SOLAR, 2008. Disponible en: <http://www.csocial.ulpgc.es/Foros/ree/material/16A.pdf>
- Mulás del Pozo, Pablo, "Visión a Largo Plazo Sobre la Utilización de las Energías Renovables en México", UNAM, México, 2005.
- Pep Puig, Marta Jofra, "Energía Solar térmica", Iberdrola, 2009.
- Ramos Berumen, Carlos, "Prospectiva de las Tecnologías Termosolares a Concentración para la Generación de Potencia Eléctrica", Instituto de investigaciones eléctricas, México, 2005.
- Romero Álvarez, Manuel, "Energía solar termoeléctrica", CIEMAT, [s.a]. Disponible en: http://www.uib.es/facultat/ciencias/prof/victor.martinez/recerca/jornades/ManuelRomero/CSP_Termo_electrica.pdf
- "Solar power tower", SolarPaces, 2009. Disponible en: http://www.solarpaces.org/CSP_Technology/csp_technology.htm
- Téllez, "Tecnología Solar Termoeléctrica", CIEMAT, 2009. Disponible en: <http://www.solarweb.net/>
- Valera, Pablo, "Aspectos Técnicos de la Financiación", ASTROM, 2008. Disponible en: <http://www.solarweb.net/>

MESOGRAFÍA:

- <http://erenovable.com/2008/10/30/se-crear-en-sevilla-una-planta-solar-termoelctrica-con-almacn-trmico-de-sales/>
- <http://es.csptoday.com/content/acciona-energ%C3%AD-construir%C3%A1-dos-plantas-solares-termoel%C3%A9ctricas-en-palma-del-r%C3%ADo-c%C3%B3rdoba>
- <http://es.csptoday.com/content/en-profundidad-evaluaci%C3%B3n-de-los-avances-de-los-generadores-de-turbina-solares>
- <http://www.definicion.org/costo-beneficio>
- <http://www.glosarium.com/term/178,12,xhtml>
- <http://www.vantir.com/>
- <http://www.discountingcashflow.com/>
- <http://homepage.mac.com/uriarte/maprad.html>
- <http://impreso.milenio.com/node/8571405>
- <http://libros.redsauce.net/>
- http://translate.google.com.mx/translate?hl=es&sl=en&u=http://www.nevadasolarone.net/the-plant&ei=uPq3SaH_PJHAM9KD8OEK&sa=X&oi=translate&resnum=2&ct=result&prev=/search%3Fq%3Dnevada%2Bsolar%2Bone%26hl%3Des
- http://tukiosco.es/mpd/Visor.svc?first_page=30&publication=TECNOENERGIA62&publisher=TPI-TECNOENERGIA
- <http://weblogs.madrimasd.org/energiasalternativas/archive/2008/05/16/91984.aspx>
- <http://www.acciona.es/prensa/noticias/23022008-acciona-inaugura-%E2%80%9Cnevada-solar-one%E2%80%9D-la-mayor-planta-solar-termoel%C3%A9ctrica?page=6>
- <http://www.bienesonline.com/mexico/detalle-propiedad/RAV1168>
- <http://www.blogenergiasrenovables.com/index.php/2008/11/la-primer-central-solar-termoelectrica-con-almacen-termico-de-sales-fundidas/>
- <http://www.ecoticias.com/20090322-las-plantas-termsolares-pueden-producir-electricidad-incluso-cuando-no-brilla-el-sol.html>
- <http://www.el-universal.com.mx/notas/598046.html>
- <http://www.eumed.net/libros/2009b/527/COSTOS%20DE%20OPERACION%20Y%20MANTENIMIEN TO%20SIN%20PROYECTO.htm>
- http://www.expoenergia2009.com/index.php?option=com_content&task=view&id=18&Itemid=32
- <http://www.gsfc.nasa.gov/topstory/2003/0313irradiance.html>
- <http://www.ideam.gov.co/radiacion.htm>
- <http://www.monografias.com/trabajos13/opema/opema.shtml>
- http://www.portalenergia.es/articulos/2009/04/cuanto_cuesta.jsp
- <http://www.pymesfuturo.com/costobeneficio.html>
- <http://www.pymesfuturo.com/vpneto.htm>
- <http://www.solarviews.com/span/sun>
- <http://www.soliclima.com/termoelectrica.html>
- http://www.tdr.cesca.es/TESIS_UPC/AVAILABLE/TDX-1019105-082541//10Nvm10de17.pdf
- <http://www.terrenospachuca.com/RANCHOS.html>
- <http://www.upme.gov.co>