



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MÉXICO
FACULTAD DE QUÍMICA

**“ACTUALIDAD DE MATERIALES PARA LA
CAPTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Y
FOTOVOLTAICA”**

TESINA

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
QUÍMICO FARMACÉUTICO BIÓLOGO

PRESENTA:

JOEL CRUZ CARMONA

ASESOR:

DRA. THELMA BEATRIZ PAVÓN SILVA

REVISORES:

DR. JULIÁN CRUZ OLIVARES

DRA. GABRIELA ROA MORALES



Toluca, México; octubre de 2014

DEDICATORIA

A DIOS

Porque es el amor más grande de mi vida que ha entrado en mi corazón; por su inmensa creación y la oportunidad que nos otorga en cada momento.

A MIS PADRES: GREGORIO CRUZ Y TERESA CARMONA

Por el amor, esfuerzo, dedicación y educación que me brindaron en cada etapa de mi vida.

A MIS HERMANAS: DAYANA Y MASSIEL

Porque con su amor y apoyo que me brindan logramos ser una gran familia.

A MIS SOBRINOS: MARCO Y SAMARA

Por regalarme momentos de felicidad y de reflexión.

A NAYELI GÓMEZ ESQUIVEL

Por estar presente en momentos importantes de mi vida, y me ha motivado a continuar adelante.

A MIS MAESTROS Y AMIGOS

Por su noble labor de transmitir el conocimiento incondicionalmente. Por mostrarme el camino de la ciencia y de la vida.

ÍNDICE GENERAL

Contenido	Página
Introducción.....	5
CAPÍTULO I EL RECURSO SOLAR.....	6
1.1 El Sol una estrella	6
1.2 Relación astronómica del Sol y la Tierra.....	6
1.3 La constante solar.....	8
1.4 El espectro solar.....	8
1.5 Interferencia de la radiación solar con la atmósfera terrestre.....	9
1.6 Atmósfera terrestre.....	10
1.7 Masa óptica de aire.....	11
1.8 Atenuación de la radiación solar directa.....	11
1.8.1 Dispersión, reflexión, absorción.....	12
CAPÍTULO II TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	15
2.1 Curva de aprendizaje de los paneles fotovoltaicos.....	15
2.2 La celda fotovoltaica.....	17
2.2.1 Efecto fotoeléctrico.....	17
2.3 Clasificación de las celdas solares.....	18
2.3.1 Por los materiales empleados.....	18
2.3.2 Por la estructura interna de los materiales.....	20
2.3.3 Por la estructura del dispositivo.....	22
2.3.4 Por el tipo de aplicación.....	24
2.4 Evolución histórica de las celdas fotovoltaicas.....	26
2.4.1 Los primeros dispositivos fotovoltaicos.....	26
2.4.2 Nacimiento de las celdas de silicio.....	28
2.4.3 Superando el desarrollo de la celda solar espacial.....	31
2.4.4 Rompiendo con los límites de eficiencia.....	33
2.4.5 Celdas de silicio de alta eficiencia.....	37
2.5 Celdas de lámina delgada.....	38
2.5.1 Celda de silicio amorfo.....	39
2.5.2 Celda de telurio de cadmio (CdTe).....	40
2.5.3 Celda de seleniuro de cobre indio galio $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2(\text{CIGS})$	43
2.5.3.1 Dispositivo CIGS de alta eficiencia.....	46
2.5.4 Celda de arseniuro de galio (GaAs).....	46
2.5.5 Celda solar orgánica y sensibilizada por colorante.....	48
2.6 Paneles fotovoltaicos híbrido térmicos.....	49

2.6.1	Panel híbrido fotovoltaico térmico para uso con aire.....	50
2.6.2	Panel híbrido fotovoltaico térmico para uso con agua.....	51
2.6.3	Panel híbrido fotovoltaico térmico con refrigerante.....	52
2.6.4	Panel híbrido fotovoltaico térmico con tubos de calor.....	53
CAPÍTULO III TECNOLOGÍA TERMOSOLAR.....		55
3.1	Antecedentes de los colectores solares.....	55
3.2	Tipos de colectores solares.....	56
3.2.1	Colectores estacionarios.....	57
3.2.1.1	Colector de placa plana.....	57
3.2.1.2	Colector parabólico compuesto.....	63
3.2.1.3	Colector de tubos evacuados.....	66
3.2.2	Colectores concentrados con seguimiento solar.....	69
3.2.2.1	Colector cilindro parabólico.....	71
3.2.2.2	Reflector lineal fresnel.....	73
3.2.2.3	Concentrador de disco parabólico.....	76
3.2.2.4	Torre solar.....	79
CAPÍTULO IV DISCUSIÓN SOBRE LA TECNOLOGÍA SOLAR.....		83
CAPÍTULO V CONCLUSIONES.....		88
BIBLIOGRAFÍA.....		90

Introducción

Actualmente la demanda energética mundial se cimienta, en gran parte, en el consumo de las energías fósiles y la nuclear. Esta situación conduce a la emisión de gases efecto invernadero, generación de residuos sólidos y líquidos y el agotamiento paulatino de los yacimientos existentes, de tal modo que se está ocasionando un renacer de las energías renovables.

Entre los beneficios de la energía solar se encuentran ser una energía renovable, gratuita e inagotable. La energía solar implica un suministro seguro ya que no produce residuos perjudiciales para el medio ambiente, igualdad y desarrollo distribuida por todo el mundo, no hay dependencia de las compañías suministradoras, superación de las fluctuaciones del precio del petróleo, suministro de agua limpia, mitigación del cambio climático. (1)

La energía solar se puede transformar de dos maneras. La primera utiliza una parte del espectro electromagnético de la energía del sol para producir calor. A la energía obtenida se le llama energía solar térmica. La transformación se realiza mediante el empleo de colectores térmicos. La segunda, utiliza otra parte del espectro electromagnético de la energía del Sol para producir electricidad. A la energía obtenida se le llama energía solar fotovoltaica. La transformación se realiza por medio de celdas solares fotovoltaicas.

Los inconvenientes de la energía solar son: la radiación llega a la tierra de forma dispersa, intermitente (disponible únicamente durante las horas del día) e inadecuadamente distribuida sobre la superficie terrestre. (2)

Prácticamente toda la energía que llega a la Tierra procede del Sol. Una pequeña parte de ella se utiliza para mantener la vida orgánica en la biosfera, el resto se disipa al exterior. La diferencia de radiación solar entre las distintas zonas de la Tierra a lo largo del año provoca los fenómenos meteorológicos (vientos, lluvias, nevadas, etc.) y éstos, la formación de corrientes y almacenes de agua (lagos, ríos, mares, etc.). La mayor parte de las energías utilizables a excepción de la nuclear y la geotérmica, provienen de una fuente única que es el Sol. (3)

CAPÍTULO I EL RECURSO SOLAR

1.1 El sol una estrella

El Sol es la estrella que pertenece a nuestro sistema solar, es nuestra particular y única fuente de energía renovable para la humanidad, es una estrella situada en el centro del sistema solar que emite energía continuamente en forma de radiación electromagnética en cantidades extremadamente elevadas y de forma constante a lo largo del año.

El Sol está compuesto por un 73,46% de hidrógeno, 24,85% de helio, 0,77% de oxígeno, 0,29% de carbono, y el 0,63% restante se reparte entre otros elementos como hierro, azufre, neón, nitrógeno, silicio o magnesio. (4)

1.2 Relación astronómica del Sol y la Tierra

La Tierra se mueve alrededor del Sol en una órbita elíptica, dando una vuelta completa en un año (365,24 días). La figura 1 muestra la órbita de la Tierra junto con los equinoccios, los dos solsticios, el afelio, el perihelio y las dos posiciones más cercanas entre el Sol y la Tierra. El equinoccio es la posición de la tierra sobre su órbita cuando la duración del día es igual al de la noche. Esto ocurre el 20-21 marzo equinoccio de primavera y 22-23 septiembre equinoccio de otoño de cada año. El solsticio ocurre cuando el ecuador se halla más alejado del Sol, es decir, que cualquiera de los dos polos se halla más cerca del Sol. En el hemisferio norte el solsticio de verano ocurre entre el 20-21 de junio mientras que el de invierno 21-22 de diciembre.

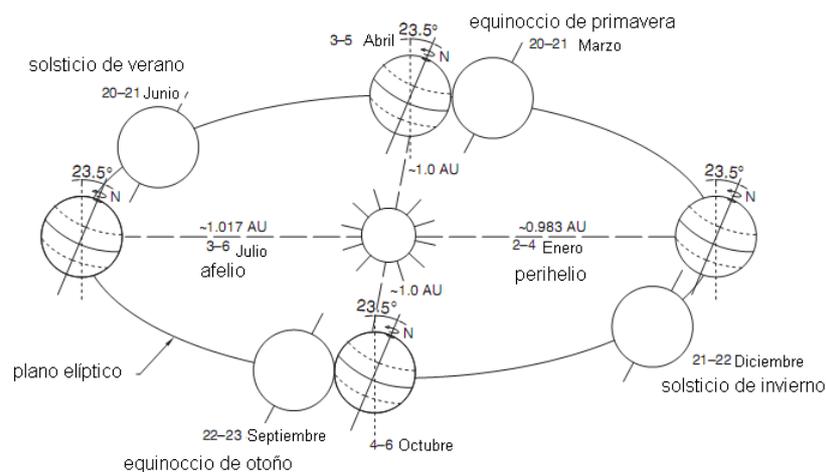


Figura 1: Movimiento de la Tierra alrededor del Sol. Tomada de (HD Kambezidis, 2012)

El perihelio es un punto en la órbita de la Tierra cuando la distancia es más cercana al Sol (147.3 millones de kilómetros) y ocurre entre 2-4 de enero, el afelio es el punto más distante del Sol (152.1 millones de kilómetros), ocurre entre 3-6 de julio. La distancia media entre los dos planetas ocurre entre el 3-5 de abril y el 4-6 de octubre, es igual a 149.6 millones de kilómetros (para ser precisos 149.597 890 kilómetros). A esta distancia se le llama unidad astronómica (UA).

Con el fin de entender mejor los caminos del Sol en el cielo, uno puede imaginar una esfera celeste con la Tierra en el centro y el Sol girando a su alrededor (figura 2). En la esfera celeste, los polos celestes son los puntos en los que intercepta el eje polar de la Tierra con la esfera celeste. Del mismo modo, el ecuador celeste es una proyección del plano ecuatorial de la Tierra en la esfera celeste. El ángulo entre el eje polar y la normal al plano de la eclíptica se mantiene sin cambios durante todo el año. Sin embargo, el ángulo entre la línea que une los centros del Sol y de la Tierra con respecto al plano ecuatorial cambia cada instante todos los días. Este ángulo se llama declinación solar " δ " y toma valores entre 23.5° y -23.5° . Estos valores se alcanzan durante los solsticios de verano e invierno, respectivamente. Cuando en el hemisferio norte tiene el verano en el hemisferio sur se tiene el invierno, y viceversa.

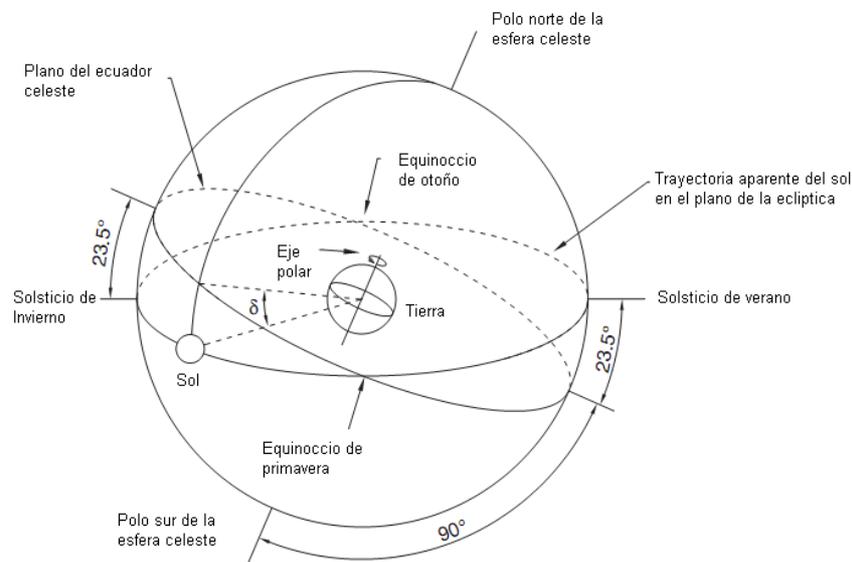


Figura 2: La esfera celeste, trayectoria aparente del Sol, y el ángulo de declinación solar. Tomada de (Kambeizidis, 2012)

Para describir la trayectoria del Sol a través del cielo, se necesita conocer el ángulo del Sol en relación a una línea perpendicular a la de la superficie de la tierra, el llamado ángulo cenital " θ_z ", y de la posición relativa del sol respecto al eje norte-sur del observador, el ángulo acimutal o acimut, " ψ ". El ángulo de posición en el plano de la trayectoria del sol en el cielo al horizonte del observador es llamado altitud, " γ ". El

ángulo horario, ω , es más fácil de utilizar que el ángulo acimutal debido a que el ángulo horario se mide en el plano de la órbita “aparente” del sol mientras se mueve a través del cielo (figura 3). La posición del sol en el cielo se identifica con los valores del ángulo cenital y el ángulo acimutal θ_z y ψ . Debido a que la tierra rota una vez cada 24 horas, el ángulo horario cambia 15° por hora y se mueve a través de 360° en el transcurso del día. (5)

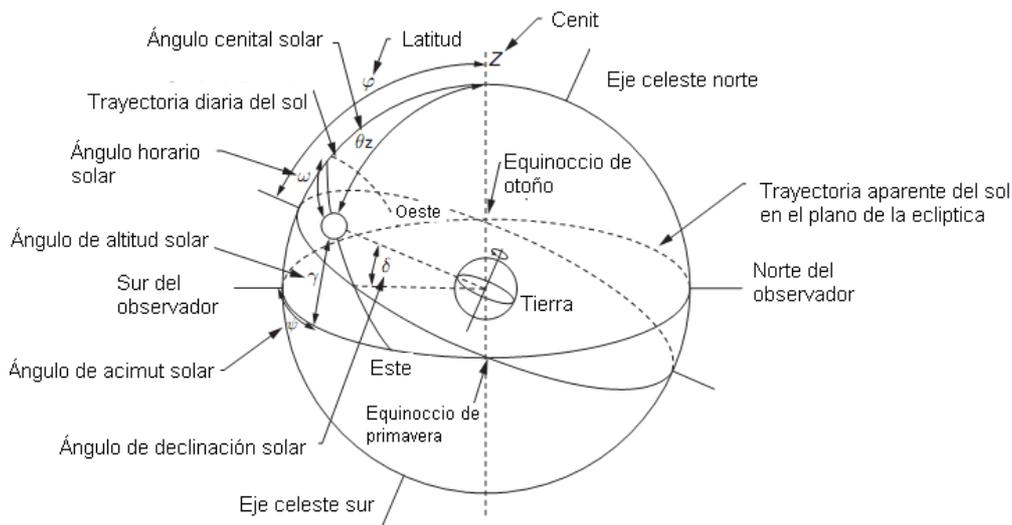


Figura 3: El camino diario aparente del Sol en el cielo en un lugar de la Tierra especificado por su latitud geográfica. Tomada de (HD Kambezidis, 2012)

1.3 La constante solar

La constante solar, es la cantidad de energía recibida en forma de radiación solar por unidad de tiempo y unidad de superficie, medida en la parte externa de la atmósfera en un plano perpendicular a los rayos del sol normalmente a 1 UA (unidad astronómica). Debido a los efectos de la atmósfera terrestre en la transmisión de los rayos solares a través de esta, la definición de la constante solar está dada en la parte superior de la atmósfera. La parte superior de la atmósfera se sitúa a unos 100 km de distancia sobre la superficie terrestre donde la densidad de la atmósfera es nula. La constante solar varía a lo largo del año debido a la variación de la distancia de la tierra desde el sol $\sim 3.4\%$ del valor medio. El último valor dado de la constante es $1,366 \text{ W/m}^2$ (6).

1.4 El espectro solar

La energía radiante del sol proviene de la fusión nuclear que ocurre en el sol; el sol tiene una temperatura superficial de 5777 K. El espectro de la radiación solar recibida

en la parte superior de la atmósfera (figura 4) es aproximada al espectro del un cuerpo negro que tiene una temperatura superficial de 5777 K. Así el sol puede ser considerado con un cuerpo negro. Un cuerpo es llamado cuerpo negro, si a una temperatura dada, éste emite la máxima cantidad de energía en cada longitud de onda, en todas las direcciones y que también absorbe toda radiación idéntica en cada longitud de onda y en todas direcciones.

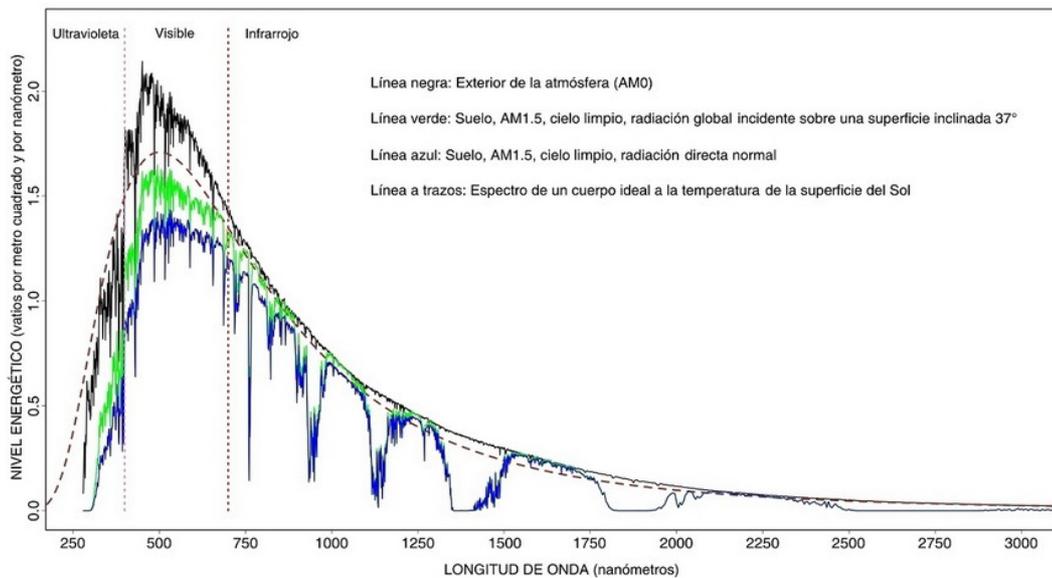


Figura 4: Distribución espectral de la constante solar. Tomada de <http://www.censolar.es/especsol.htm>

1.5 Interferencia de la radiación solar con la atmósfera terrestre

Cuando la radiación solar entra en la atmósfera terrestre, una parte de la energía es atenuada por la dispersión y otra parte por la absorción de los componentes de la atmósfera. La radiación dispersa se denomina radiación solar difusa. Una parte de la radiación difusa va de vuelta al espacio y una parte llega al suelo. La radiación que llega a la superficie de la tierra directamente del sol se denomina radiación solar directa. El conocimiento de la irradiancia espectral (directa y difusa) que llegan a la superficie terrestre es importante para el diseño de ciertas aplicaciones en energía solar, como los sistemas fotovoltaicos. La integración de ambas radiaciones, difusa y directa sobre todas las longitudes de onda se llama banda ancha; esto es importante en los cálculos relativos a las cargas de refrigeración y calefacción en la arquitectura(7).

1.6 Atmósfera terrestre

La composición de los constituyentes de la atmósfera limpia (una atmósfera sin nubes que consiste en sus elementos químicos naturales) varía con la localización geográfica, la altitud, y la estación del año. En general, la estructura vertical de la atmósfera terrestre ha sido descrita por la llamada atmósfera estándar. La atmósfera estándar utilizada hasta ahora es la atmósfera estándar de los Estados Unidos de 1976 (8). En la tabla 1 se muestra la composición de la atmósfera terrestre limpia y seca. A partir de esta tabla, se puede observar que más de las tres cuartas partes de la atmósfera está compuesta por nitrógeno y la mayor parte del resto por oxígeno. Sin embargo, el 1% restante lo forma una mezcla de dióxido de carbono, vapor de agua y ozono, que no sólo produce características climáticas importantes, tales como nubes y la lluvia, sino que también tiene considerable influencia en el clima global de la tierra, a través de mecanismos tales como el efecto invernadero y el calentamiento global.

Tabla 1: Principales elementos químicos que comprenden la atmósfera terrestre.

Nombre	Fórmula	Concentración (% volumen)
Nitrógeno	N ₂	78.084
Oxígeno	O ₂	20.948
Argón	Ar	0.934
Dióxido de carbono	CO ₂	0.333
Neón	Ne	0.001 818
Ozono	O ₃	0–0.0012
Helio	He	0.000 524
Metano	CH ₄	0.000 15
Kriptón	Kr	0.000 114
Hidrógeno	H ₂	0.000 05
Óxido nitroso	N ₂ O	0.000 027
Xenón	Xe	0.000 008 9
Vapor de agua	H ₂ O	0–0.000 004
Vapor de ácido nítrico	N ₂	Trazas

Los principales gases efecto invernadero son el dióxido de carbono y el metano. Dado que el metano, el dióxido de carbono y el ozono también son producidos por las actividades antropogénicas sobre la superficie terrestre, su concentración es muy variable. Estos gases no presentan una distribución temporal o espacial homogénea en toda la atmósfera durante cierto lugar en la superficie terrestre. Todas las moléculas de aire reducen la radiación solar por dispersión, absorción y reflexión.

1.7 Masa óptica de aire

Además de los elementos químicos de la atmósfera natural, la atmósfera terrestre contiene aerosoles. Un aerosol es una pequeña partícula líquida o sólida que se queda suspendida en el aire y sigue el movimiento de las corrientes de aire. Todas las partículas suspendidas que muestran variación en el tamaño, distribución y forma son los componentes de los aerosoles. Las partículas de hielo, agua en la niebla y las nubes se consideran partículas de aerosol. Los aerosoles tienen diámetros que oscilan entre los 0.001 y 100 μm . La atenuación de la energía solar en la atmósfera por las moléculas y los aerosoles está en función del número y tipo de aerosoles en la trayectoria de los rayos solares. Se define la masa de aire AM0 (air mass 0, por sus siglas en inglés) como la ausencia de atenuación atmosférica de la irradiancia solar a 1 UA del Sol. Cuando la radiación pasa a través de la atmósfera terrestre, es atenuada en su intensidad por diversos procesos que se producen a lo largo de su trayectoria a través de la misma. Estos procesos son: absorción selectiva por los gases y por el vapor de agua, dispersión molecular (o de Rayleigh) por los mismos componentes, dispersión por aerosoles (o de Mie) y absorción de los mismos. El resultado de todos estos procesos es la descomposición de la radiación solar incidente en componentes diferenciadas. En condiciones atmosféricas claras el parámetro más importante para la determinación de la potencia total es la longitud que recorre la luz a través de la atmósfera. Cuando el sol se encuentra en dirección vertical, el camino es mínimo y se puede decir que la radiación que llega a la superficie de la tierra es AM1 (masa de aire 1). Si el ángulo (Φ) respecto a la vertical es: $AM=1/\cos \Phi$; entonces resulta AM1.5, un espectro estandarizado a una densidad global de $1\text{KW}/\text{m}^2$, éste es utilizado como patrón para la medición de las características de las celdas solares para aplicaciones terrestres, mientras que para la caracterización de dispositivos para aplicaciones espaciales se utiliza el espectro AM0 normalizado a $1,36\text{ KW}/\text{m}^2$. La masa óptica de aire varía con la altura solar y la presión barométrica local, que depende de la altitud del lugar. (9)

1.8 Atenuación de la radiación solar directa

Cuando la radiación solar entra en la atmósfera terrestre, sufre una atenuación y pérdida de energía debido a los mecanismos de absorción y dispersión. De acuerdo con la ley de Bouguer-Lambert, la atenuación de la luz a través de un medio es proporcional a la distancia recorrida en él y al flujo local de la radiación.

1.8.1 Dispersión, reflexión y absorción

Cuando una onda electromagnética golpea una partícula, una parte de su energía se dispersa en todas las direcciones (figura 5). Este proceso causa la radiación difusa. Cuando las partículas de dispersión son esferas, entonces la energía dispersada se puede conseguir mediante la resolución de la ecuación de Maxwell para ondas electromagnéticas en coordenadas polares esféricas. Todas las partículas en la naturaleza dispersan las ondas electromagnéticas, no importa si se trata de electrones o planetas. (10)

La primera solución de la ecuación de Maxwell en el caso de partículas esféricas con un tamaño mucho más pequeño que la longitud de onda de la energía incidente, se obtuvo a finales del siglo XIX por Lord Rayleigh por medio de la teoría de Rayleigh. Esta teoría es útil en el estudio de dispersión de la radiación solar por las moléculas de aire. Por otro lado, cuando el tamaño de partícula se hace comparable con la longitud de onda de la radiación incidente, la solución de la ecuación de Maxwell se convierte en extremadamente difícil. La solución se trató primero con éxito por Gustav Mie a principios del siglo XX a través de la conocida "teoría de Mie". La figura 6 muestra los casos de Rayleigh (izquierda) y de Mie (centro y derecha) de la dispersión en la atmósfera. La partícula más pequeña en comparación con la longitud de onda de la radiación incidente, la dispersión más homogénea. Cuanto más grande sea la partícula, la dispersión se vuelve más direccional.

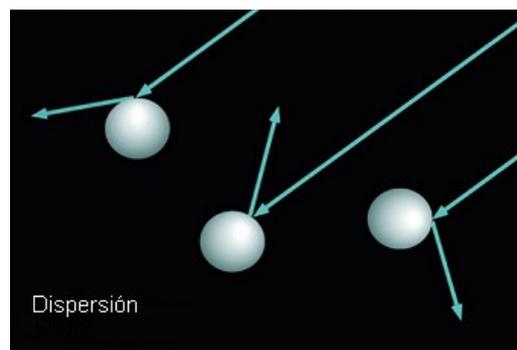


Figura 5. Dispersión de la radiación incidente sobre partículas esféricas. Recuperado de <http://www.physicalgeography.net/fundamentals/7f.html>.



Figura 6. La dispersión de Rayleigh (izquierda) y la dispersión de Mie (centro y derecha) de la radiación incidente sobre partículas esféricas.

Cuando la radiación solar entra en un medio como la nube, entonces el proceso en la atmósfera que modifica la radiación incidente se llama reflexión (figura 7). La reflexión es un proceso donde la luz solar es redirigida 180° después de chocar contra una partícula atmosférica. Esta redirección causa una pérdida de 100 % de insolación. La mayor parte de la reflexión en la atmósfera se produce cuando la luz es interceptada por las partículas de agua líquida y congelada en las nubes. La reflectividad de una nube puede variar entre un 40 % a 90 %.

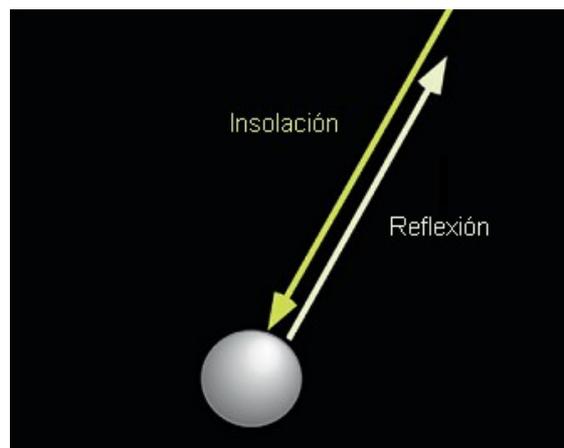


Figura 7. El proceso de reflexión atmosférica. Recuperado de <http://www.physicalgeography.net/fundamentals/7f.html>.

Si son interceptados, algunos gases y partículas en la atmósfera tienen la capacidad de absorber radiación solar (Figura 8). La absorción se define como un proceso en el que la radiación solar es retenida por una sustancia y convertida en energía térmica. La creación de energía térmica hace que la sustancia emita su propia radiación. En general, la absorción de la radiación solar por sustancias en la atmósfera resulta en temperaturas no superiores a 1800 °C. De acuerdo con la ley de Wien, cuerpos con temperaturas en este nivel o más bajo emitirían radiación de onda larga. Además, de

emitir radiación en todas las direcciones, por lo que una proporción considerable de energía se pierde al espacio.



Figura 8. El proceso de absorción de la radiación incidente sobre partículas, y emisión de radiación térmica. Tomado de <http://www.physicalgeography.net/fundamentals/7f.html>.

La dispersión descrita por las moléculas de aire en la teoría de Rayleigh se basa en la suposición de que las partículas de dispersión son esféricas con un tamaño aproximadamente menor a 0.2λ y que se dispersan de forma independiente uno de otro. Como la densidad del aire y composición varía con la altitud, también lo hace el valor de la extinción de la atenuación.(11)

CAPÍTULO II TECNOLOGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

2.1 Curva de aprendizaje de los paneles fotovoltaicos

El mercado fotovoltaico ha completado una parte de su historia con la investigación y desarrollo aún en marcha, junto con productos desarrollados para tareas como la iluminación, la desalinización y el bombeo. Por lo tanto es interesante no solo para científicos e ingenieros sino para el público en general. La energía solar es ahora un suministro más accesible de energía eléctrica para satisfacer necesidades cada vez mayores a costos más bajos, con una mayor eficiencia y además de ser una alternativa limpia. (12)

La difusión de los paneles fotovoltaicos está dada por tres grandes invenciones, la primera por la invención de celdas solares de silicio, paneles fotovoltaicos terrestres y programas para la instalación de paneles fotovoltaicos en azoteas. Las aplicaciones espaciales fuera de la red dominaron la primera fase de difusión a partir de 1957-1973 y mostraron tasas de crecimiento promedio anual de alrededor del 33%. Las aplicaciones terrestres fuera de la red dominaron la segunda fase de difusión a partir de 1973-1995 y generaron tasas promedio de crecimiento anual de alrededor del 33%. Los sistemas de integración en edificios conectados a la red dominan la tercera fase de difusión y muestran tasas de crecimiento promedio anual de hasta 45%, mientras que las primeras plantas a escala comercial comienzan la próxima fase de difusión en estos momentos como lo muestra la siguiente gráfica. (13)

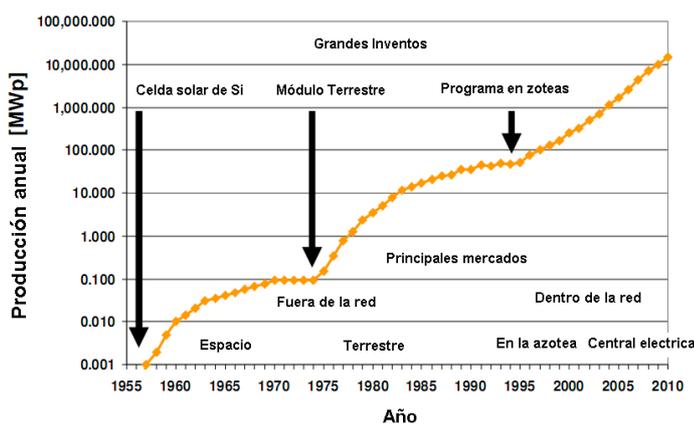


Figura 9. Crecimiento histórico del mercado fotovoltaico a nivel mundial. Tomada de (Breyer C, 2009)

Una excelente revisión de los registros sobre las celdas solares y los paneles fotovoltaicos con mayor eficiencia actualmente está dada por Green (14) y puede ser entendida cerca del mediano plazo como el límite superior para la producción industrial de celdas solares, mientras que el último límite como consecuencia de la física

fundamental está muy lejos de alcanzarse y da lugar a muchos nuevos descubrimientos, inventos y finalmente una mejora tecnológica y económica en el rendimiento de la tecnología solar fotovoltaica.(15)

En general, la reducción de costos en la industrial sigue la ley empírica de las curvas de aprendizaje (16). Los motivos principales para la reducción de costos es la tasa de crecimiento y la llamada curva de aprendizaje. Ambos parámetros son altos para los paneles fotovoltaicos, con tasas de crecimiento superiores al 30% y las tasas de aprendizaje a un nivel constante del 20% (figura 10) en la historia de la capacidad instalada acumulada(17). Esto significa que cada duplicación de la capacidad instalada acumulada ha llevado a una reducción de costos para los paneles de alrededor del 20%(18). Las demás tecnologías en energía muestran rangos de crecimiento inferiores o ritmo de aprendizajes menores y típicamente ambas fuerzas motrices son más bajas. Incluso ritmos de aprendizaje negativos a largo plazo son reportados para las plantas de energía nuclear, esto significa, que cada nueva generación en plantas de energía nuclear es más costosa por KW que la anterior. (19)

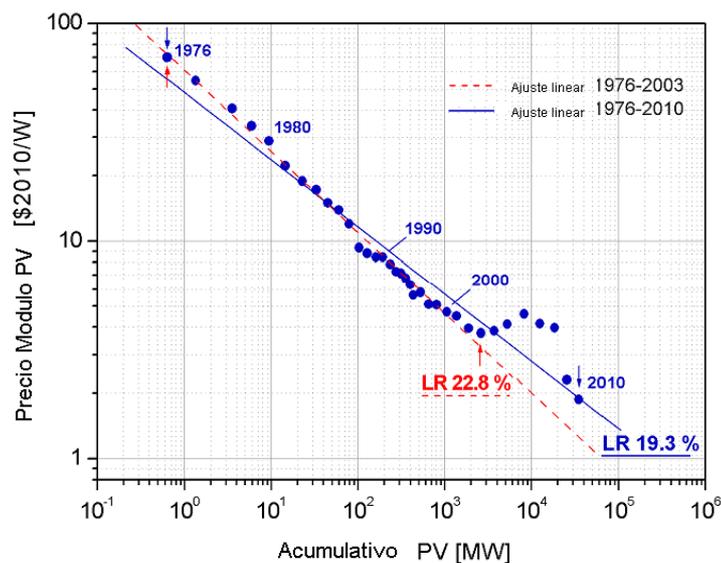


Figura 10. Curva de aprendizaje de los paneles fotovoltaicos para los años 1970–2010. Tomada de (Breyer C, 2009)

Se han identificado tres factores principales que impulsan la reducción de costos desde 1980-2001. El tamaño de las plantas de fabricación, la eficiencia del panel y el costo del silicio purificado. Diez de los dieciséis grandes avances en la eficiencia del panel fotovoltaico se puede remontar a los programas de investigación y desarrollo universitarios y de gobierno estadounidenses, mientras que los otros seis fueron alcanzados por empresas de fabricación de celdas fotovoltaicas. Por último, las

reducciones en el costo de silicio purificado fueron un desbordamiento benéfico de las mejoras en la fabricación del sector de microprocesadores. (20)

Sin embargo, de 2004 a 2007, un cuello de botella en la producción de silicio purificado llevó a un fuerte aumento en su coste; trajo como consecuencia un ligero aumento en los costos de celdas fotovoltaicas, una violación en el concepto de la curva de aprendizaje. Desde entonces, los costos se redujeron en un 40% en sólo dos años (2008-2009) y los costos volvieron al punto anterior que corresponden a una tasa de aprendizaje de un 19,3% en más de 34 años (1976-2010) figura 10.

2.2 La celda fotovoltaica

2.2.1 Efecto fotoeléctrico

De forma general, podemos definir la conversión fotovoltaica como la generación de una fuerza electromotriz, mediante un proceso de absorción de la radiación luminosa y la consiguiente generación de pares portadores (electrones y huecos), en un material semiconductor que forma parte de un sistema heterogéneo. Por sistema heterogéneo entendemos cualquier agrupación de materiales o estructura que permiten extraer de forma eficiente la corriente eléctrica del sistema para su aprovechamiento externo, normalmente mediante la acción de un campo eléctrico interno. Ejemplos de estos sistemas heterogéneos son las estructuras de unión p-n en semiconductores, contactos metal-semiconductor, semiconductor-aislante-semiconductor, metal-aislante-semiconductor y semiconductor-electrolito. La figura 11 muestra el diagrama de bandas correspondientes a algunas de estas estructuras.

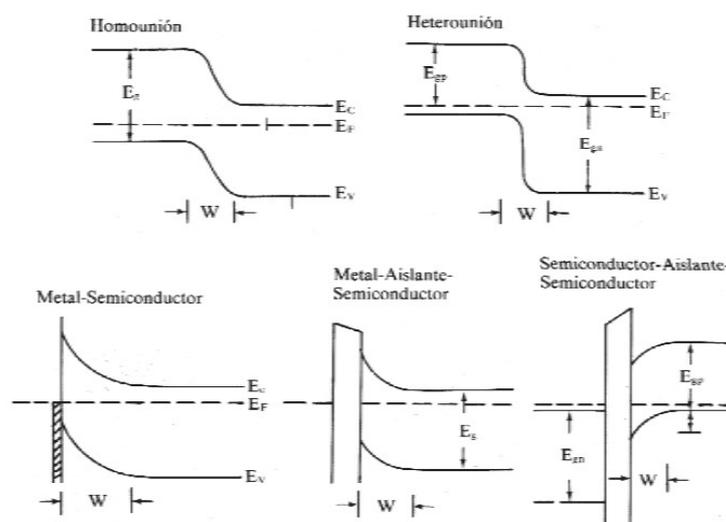


Figura 11. Diagrama de bandas de distintas estructuras de unión con semiconductores susceptibles de producir efecto fotovoltaico.

Las siguientes condiciones deben darse para que se produzca el efecto fotovoltaico en el semiconductor y pueda aprovecharse eficientemente:

- a) Creación de pares electrones y huecos en el semiconductor por absorción de la radiación solar, de forma que se produzca un incremento sensible de portadores respecto a su condición de no iluminación.
- b) Existencia de un campo eléctrico interno en la estructura (caracterizado por su correspondiente barrera de potencial) que derive los portadores de carga en sentidos opuesto para su colección en terminales o contactos.
- c) Los portadores de carga fotogenerados deben ser capaces de alcanzar los contactos antes de sufrir recombinación, aquellos portadores que se generan en el entorno del campo eléctrico interno (y son propulsados por éste hacia los contactos) tienen alta probabilidad de ser recolectados. (21)

2.3 Clasificación de celdas solares

La variedad de materiales empleados, las distintas tecnologías de fabricación y las aplicaciones de la energía fotovoltaica son de tal amplitud en la actualidad, que se hace necesario clasificarlos de alguna forma para poder abarcar y tener una visión aproximada del estado de la tecnología.

El efecto fotovoltaico puede producirse en muchos tipos diferentes de uniones heterogéneas con semiconductores, la clasificación se centra en aquellos dispositivos de unión p-n en semiconductores que forman el grupo mayoritario de los existentes en la actualidad, aunque algunas de las propiedades señaladas son igualmente aplicables al resto de sistemas.

2.3.1 Por los materiales empleados

En función del número de elementos que configuran sus materiales de fabricación, podríamos hacer la primera clasificación básica:

- De material simple: el material más utilizado es el silicio, aunque otros materiales han demostrado su potencial uso sin llegar a utilizarse de forma útil para los sistemas fotovoltaicos.
- De compuestos binarios: los compuestos binarios que se han investigado han sido muchos, aunque los más habituales han sido: CdTe, GaAs, InP, CdS, Cu₂S, y, en general, compuestos con materiales III-V.

- De compuestos ternarios: Entre estos cabe destacar algunos compuestos como el arseniuro de galio-aluminio ($\text{Al}_x\text{Ga}_{1-x}\text{As}$), y los compuestos de estructura calcopirita basadas en el Cu, como el seleniuro de cobre indio y galio CuInGaSe_2 , sulfuro de cobre e indio CuInS_2 . De estos, por su utilidad práctica y los buenos rendimientos alcanzados, cabe destacar las celdas de CuInGaSe_2 .

Esta clasificación es interminable, puesto que el número de elementos presentes en una aleación de materiales semiconductores y metálicos pueden ser, en principio, tan grande como quiera.

La elección de unos u otros depende de las características ópticas que muestran, sobre todo por la anchura del gap de energía y el coeficiente de absorción o su repuesta espectral, que junto con otra serie de propiedades electrónicas (como la longitud de difusión o el tiempo de vida de portadores, la concentración de impurezas, etc.) caracterizan y determinan el rendimiento final de las celdas. La figura 12 muestra la curva de rendimiento óptimo para el aprovechamiento del espectro solar en función de la energía gap del semiconductor, con una indicación de dónde se encuentran algunos de los materiales típicos para su aplicación fotovoltaica. El gap óptimo se sitúa en valores entre los 1.4 a 1.5 eV. La figura 13 muestra las curvas de respuesta espectral típicas de algunos de estos materiales. (22, 23)

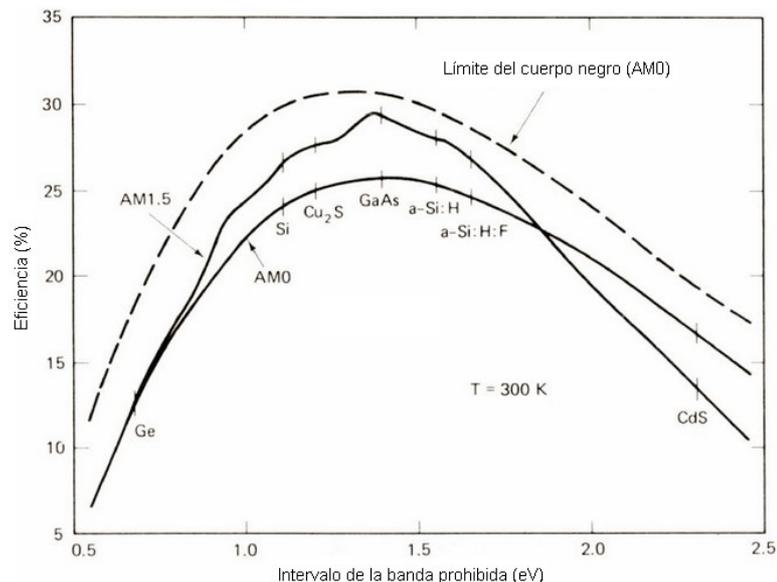


Figura 12. Curva de eficiencia obtenible en función de la banda prohibida del semiconductor para distintos espectros solares

2.3.2 Por la estructura interna de los materiales

En cuanto a la estructura cristalina interna en que estos materiales se pueden fabricar y obtener, se puede realizar la siguiente clasificación:

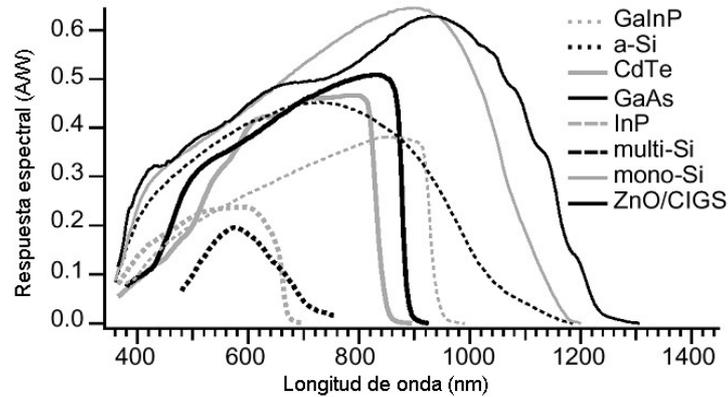


Figura 13. Respuesta espectral de distintos materiales utilizados en celdas fotovoltaicas

- Monocristalinos: la celda es crecida o procesada como un único cristal. Una vez cortada en obleas o láminas se realizan las difusiones de impurezas. Así, por ejemplo, las celdas con estructura monocristalina típica son las de Si, AsGa, InP, CdTe,... Las celdas con estructura cristalina suelen mostrar buenas eficiencias pero con elevados costos de fabricación
- Policristalinos: Estas celdas sacrifican parcialmente el rendimiento final de la celda con la finalidad de disminuir su coste. La estructura interna está formada por multitud de granos o monocristales de gran tamaño (típicamente entre unos pocos milímetros hasta varios centímetros, apreciables a simple vista). La orientación cristalina de estos granos es totalmente aleatoria. La diferencia en cuanto a estructura respecto al caso monocristalino se muestran en la figura 14

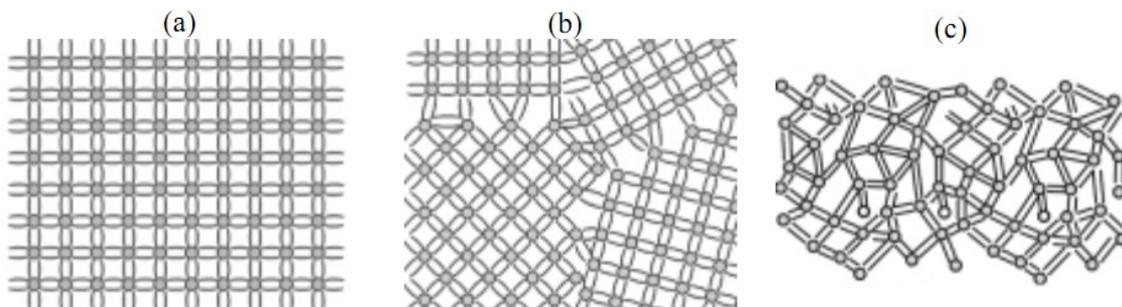


Figura 14. Esquema de la estructura atómica de un material (a) monocristalino (b) policristalino (c) amorfo

- Multicristalinos: aunque con estructura basada también en pequeños cristales o granos, el tamaño de grano en estos materiales es muy inferior al de los materiales policristalino, derivado principalmente de sus métodos de fabricación.
- Dispositivos híbridos: muchas celdas se fabrican a partir de capas o sustratos monocristalinos sobre las que se deposita un segundo material con estructura policristalina por medio de técnicas de lámina delgada. Como ejemplo, n-CdS/p-InP (depositada sobre InP), o la de n-CdS/p-CdTe (sobre CdTe). También se ha utilizado capas delgadas (policristalinas) de silicio depositadas sobre sustratos monocristalinos de silicio como alternativa a los procesos de difusión.
- Amorfos: El único material empleado en la actualidad en esta forma es el silicio, normalmente con incorporación de hidrógeno en el proceso de fabricación. El sacrificio de rendimiento es aún menor debido a la búsqueda de costos más bajos de fabricación. Uno de los problemas presentados es la degradación que se produce en su rendimiento tras los primeros meses de operación, lo que ha frenado parcialmente las expectativas que surgieron con su desarrollo.

La figura 15 muestra cuatro dispositivos comerciales basados en el silicio con distinta estructura interna. Como puede apreciarse en los casos b) y c) de esta figura, los tamaños de grano en el caso de multicristalino pueden variar enormemente de unos fabricantes o procesos a otros, si bien el caso c) está en el límite en cuanto a tamaños de grano.

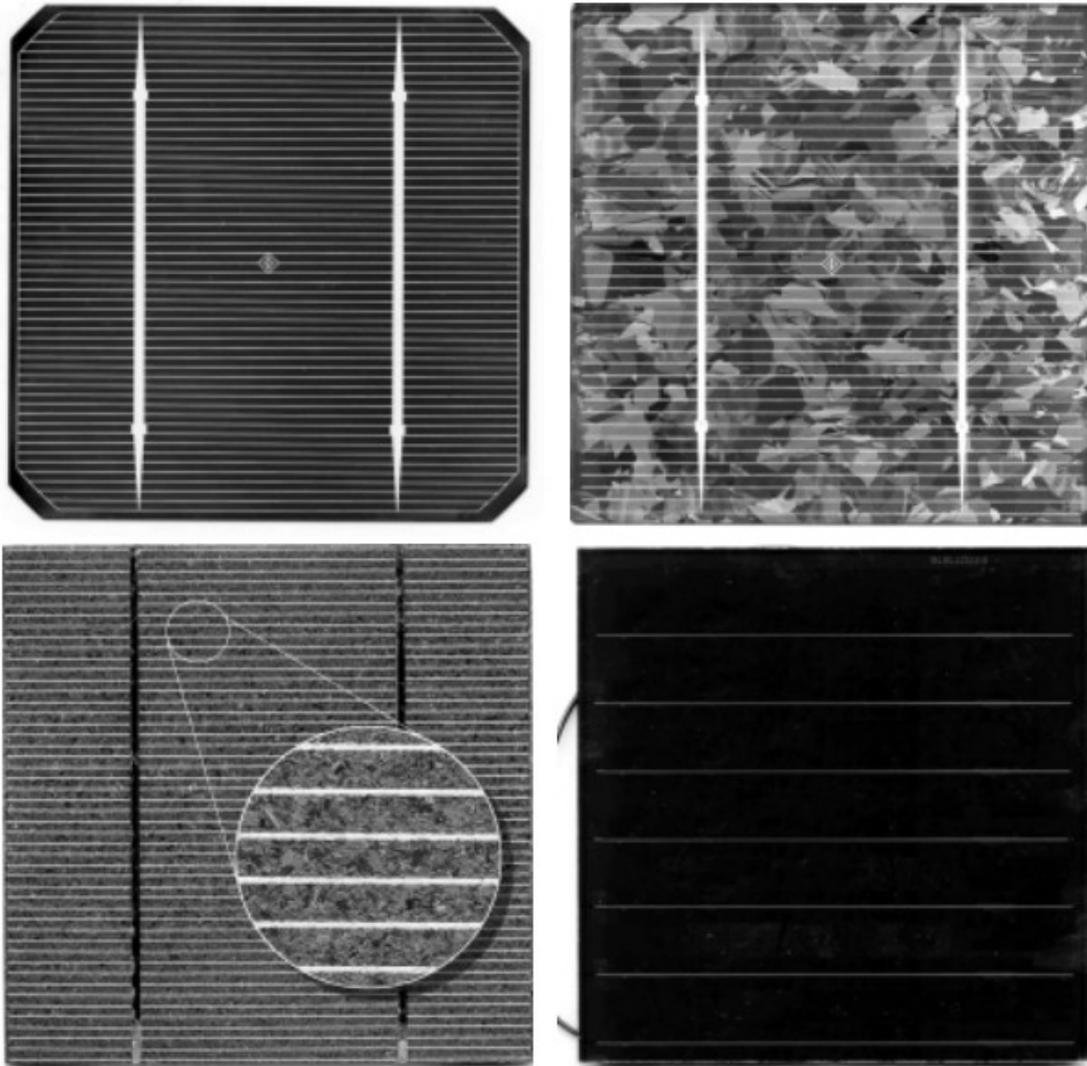


Figura 15. Cuatro celdas de silicio comerciales con distinto tipo de material base: a) panel de silicio monocristalino b) panel de silicio policristalino; c) panel de silicio multicristalino (APEX™); d) panel de silicio amorfo

2.3.3 Por la estructura del dispositivo

Las mejoras tecnológicas que han ido sucediendo a lo largo de los años han conseguido crear dispositivos cada vez más complejos y sofisticados. Una de las innovaciones producidas supone el uso de diferentes materiales para producir la unión, de forma que podemos hacer una primera distinción entre:

- Homouniones: la unión p-n se crea sobre un único material por difusión de dopantes desde lados opuestos de la celda. Así, la mayoría de las celdas de silicio cristalino disponibles comercialmente son de este tipo.
- Heterouniones: los dos materiales situados a ambos lados de la unión son diferentes y a veces, producidos por distintas tecnologías de fabricación

(estructura híbrida). Sin embargo, la mayoría de las celdas de este tipo se fabrican en materiales policristalinos con técnicas de lámina delgada.

A su vez podemos tener estructuras formadas por distinto número de uniones p-n en el mismo dispositivo, con lo cual distinguimos entre:

- Dispositivos de unión simple: se crea una única unión p-n en la estructura del dispositivo, aunque esta puede estar formada por compuesto distintos a cada lado de la unión.
- Dispositivos multiunión: el dispositivo se produce a base de varias uniones superpuestas, que pueden formar parte de la única celda (p.ej., estructuras del tipo n+-p-p+, dispositivos p-i-n) o corresponder a distintas celdas crecidas en la misma estructura (como en el caso de la celda tándem). Las celdas multiunión suelen involucrar, en general, distintos materiales (heterouniones) y técnicas de fabricación de lámina delgada, que pueden dar lugar a estructuras realmente complejas.

Otra de las innovaciones que se han introducido se refiere al número de dispositivos empleados en la misma estructura:

- Dispositivos monocelda: son los más comunes y los que se encuentran actualmente en el mercado. Para aprovechar el rango más amplio posible del espectro solar se recurre a seleccionar materiales de la mayor anchura de respuesta espectral y de valor de energía prohibida adecuado, en un dispositivo único.

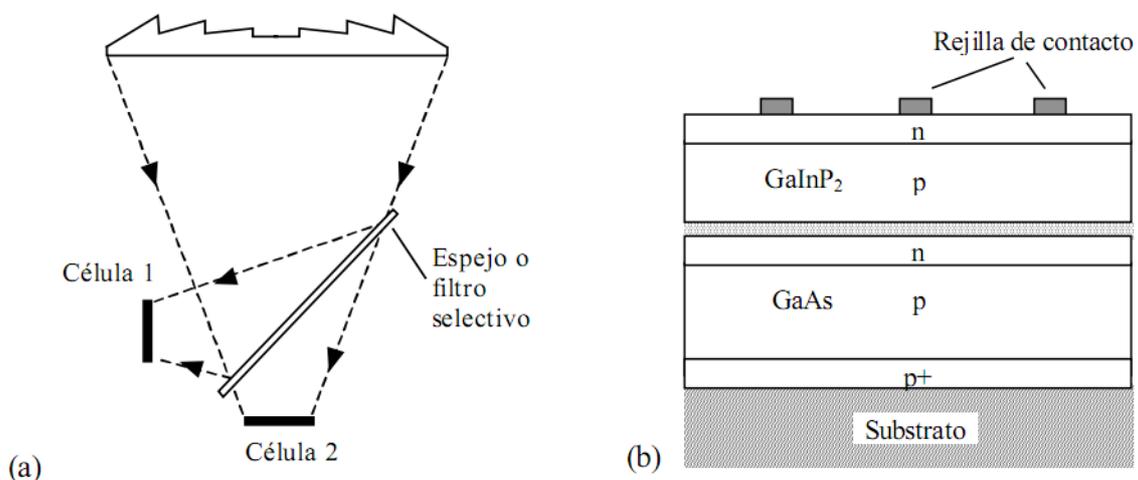


Figura 16. Dos ejemplos de dispositivos tándem: (a) con separación espectral mediante espejos o filtros selectivos; (b) estructura de un tándem monolítico.

- Dispositivos tándem o en cascada: es la combinación de dos o más celdas en una misma estructura con el fin de aprovechar el mayor rango posible del espectro solar. Cada uno de los dispositivos está “especializado” en un rango determinado del espectro y es transparente a los demás, de forma que deja pasar a las otras celdas el resto de la radiación. Estos dispositivos han alcanzado rendimientos superiores a los dispositivos mono-celdas, si bien no se han llegado a comercializar todavía, por no poder extender las técnicas de laboratorio a la industria o por no compensar económicamente el sobrecoste a la mejor eficiencia. Normalmente se les hace trabajar bajo la luz concentrada para aumentar el rendimiento. Podemos distinguir, a su vez, entre distintas forma de disposición:
 - Monolítica: cada celda esta crecida o depositada sobre la anterior. En algunos dispositivos se añaden más contactos eléctricos intermedios para recolectar de forma más eficiente la corriente producida por cada sección del dispositivo, de forma que se pueden encontrar celdas de tres y cuatro terminales. Los fotones más energéticos son absorbidos por el primer material, el resto se trasmite; parte los absorbe el segundo, y así sucesivamente (figura 16b).
 - Apiladas mecánicamente: unas celdas no tienen contacto directo con otras más que a través de un artificio de tipo mecánico que las mantiene unidas. Las celdas están unas sobre otras igual que en el caso anterior.
 - Con separación espectral: se utilizan filtros o espejos que dividen la radiación incidente en dos partes con distinto contenido espectral, que son dirigidas a celdas separadas especializadas en el rango de la radiación parcial (figura 16a). (24)

2.3.4 Por el tipo de aplicación

Existen claras diferencias estructurales y de diseño entre celdas que van destinadas a aplicaciones diferentes o que trabajan en diferentes condiciones. Asimismo, los paneles que las empaquetan presentan también diferencias de diseño. Podemos realizar una clasificación básica de las celdas en cuatro grupos según el tipo de aplicación a que van destinadas, y que implican filosofías de operación y tecnológicas bien diferenciadas:

- Celdas para aplicaciones terrestres sin concentración: prácticamente la totalidad de los paneles disponibles comercialmente son para este tipo de aplicaciones, se les llama de panel plano, reciben y transforman la luz solar sin ningún tipo de dispositivo añadido. Podemos distinguir además, en cuanto a su estructura y proceso de fabricación, los paneles de lámina delgada respecto a los de celdas mono y policristalina. Las celdas mostradas en la figura 15 son ejemplos de este tipo.
- Celdas para integración en edificios: hasta hace muy pocos años, las celdas empleadas en aplicaciones de integración en edificios eran del mismo tipo que las empleadas en paneles planos. Sin embargo, con el incremento en el interés en esta aplicaciones, han ido apareciendo diseños especiales de celdas (tanto en estructuras de silicio cristalino como de materiales en lámina delgada) que presentan como característica más destacada su semitransparencia, permitiendo el paso de una fracción de la luz que reciben a la parte posterior (típicamente, entre el 5 y el 15%). Esta semitransparencia se logra, en general, mediante la creación de surcos o agujeros de anchura controlada en las capas activas de la celda, que sacrifican parte de su eficiencia para una mejor adaptación a las necesidades de iluminación interior de los edificios.

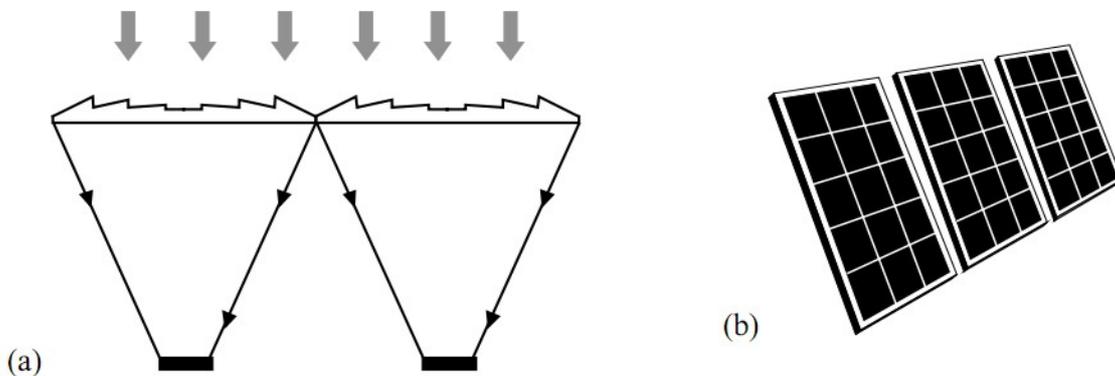


Figura 17. Representación simplificada de (a) panel de concentración, (b) panel plano para aplicaciones terrestres.

- Celdas para aplicaciones terrestres bajo concentración: en busca del mayor rendimiento de conversión posible, se han incluido en algunos paneles y celdas sistemas ópticos (concentradores) capaces de incrementar considerablemente la radiación solar incidente sobre la celda. En principio, estos sistemas resultan más caros debido a la adición de los concentradores en el coste, y a las mejoras tecnológicas de que se debe dotar a las celdas para resistir altas concentraciones de luz y elevadas temperaturas. Muchos modelos necesitan

incorporar disipadores térmicos o sistemas de refrigeración a las celdas para su funcionamiento. Normalmente, están destinadas a instalaciones de gran potencia.

- Celdas para aplicaciones espaciales: han seguido una evolución permanente desde el comienzo de las investigaciones, de forma paralela a las aplicaciones terrestres. Sin embargo, las especiales condiciones extra-terrestres (mayor radiación solar, distinto espectro, presencia de radiaciones ionizantes), los requerimientos técnicos (relación eficiencia/peso, necesidades de paneles desplegable,...) y el no escatimar en gastos con tal de obtener la mejor fuente de energía, hacen que sus diseños difieran sensiblemente respecto de los de aplicaciones terrestres.

2.4 Evolución histórica de las celdas fotovoltaicas

2.4.1 Los primeros dispositivos fotovoltaicos

Edmond Becquerel fue el primero en demostrar el efecto fotovoltaico, en 1839, cuando consiguió generar electricidad iluminando un electrodo de platino en una solución electrolítica con luz de distintos tipos, incluyendo la luz solar (figura 18). Se obtenían mejores resultados empleando luz azul o ultravioleta y cuando los electrodos estaban recubiertos por algún material sensible a la luz, como el AgBr o AgCl. Aunque Becquerel utilizó electrodos de platino, también obtuvo respuesta con electrodos de plata. Este descubrimiento le permitió desarrollar un actinógrafo, aparato utilizado para registrar la temperatura de cuerpos calientes midiendo la intensidad de luz emitida por los mismos.

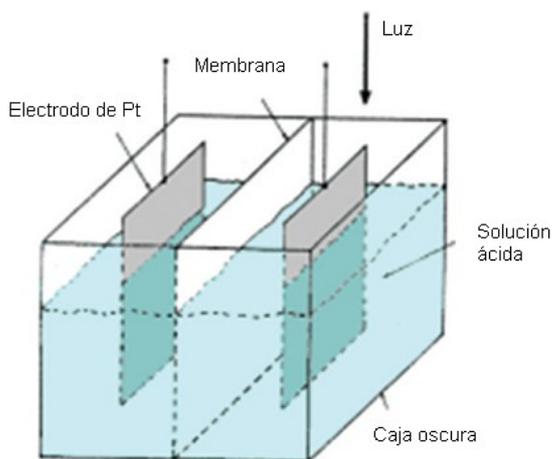


Figura 18. Diagrama esquemático del equipo descrito por Becquerel (1839).

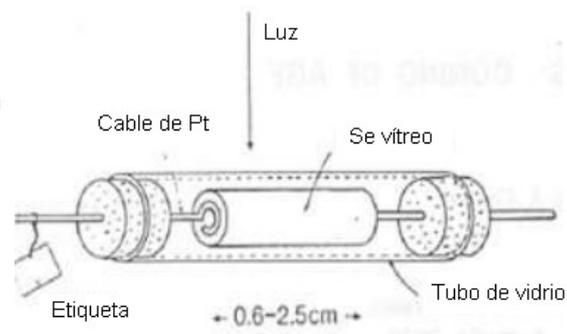


Figura 19. Dispositivo usado por Adams & Day para sus investigaciones del efecto fotoeléctrico en el selenio (1876)

El siguiente desarrollo significativo surgió del interés sobre el efecto fotoconductor en el selenio. Mientras investigaban este efecto, W. G. Adams y R. E. Day (1877) notaron una anomalía que solo podía explicarse por la generación de voltajes internos en el selenio. Para investigar esta anomalía más cuidadosamente, utilizaron dispositivos como los mostrados en la figura 19, en los que dos contactos de platino calentados se disponían en extremos opuestos de una barra de selenio. Como resultado, consiguieron extraer corriente eléctrica del dispositivo únicamente mediante su iluminación. Esta fue la primera demostración del efecto fotovoltaico en un dispositivo de estado sólido. Adams & Day atribuyeron la creación de corrientes fotogeneradas a cierta cristalización de las capas más exteriores de la barra de selenio inducida por la luz.

Seis años más tarde, en 1883, C.E. Fritts consiguió prepara lo que podemos considerar como el primer dispositivo de lámina delgada de la historia. Comprimiendo selenio fundido entre dos placas de metales diferentes, Fritts pudo preparar capas delgadas de selenio adheridas a una de las placas, pero no a la otra. El dispositivo se completaba presionando una hoja de oro sobre la superficie expuesta de selenio (figura 20). Fritts tuvo además la intuición de reconocer el enorme potencial de los dispositivos fotovoltaicos como una fuente de energía viable. Sin embargo, durante cerca de 50 años no se registraron otros indicios de actividad significativos sobre materiales o dispositivos de tipo fotovoltaico.

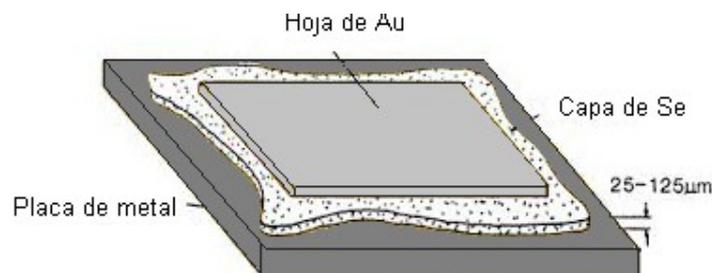


Figura 20. Dispositivo de lámina delgada creado por Fritts en 1883.

El desarrollo de la radio, el teléfono y los primeros sistemas electrónicos y de telecomunicación, provocó a finales del XIX y principios del XX la investigación de distintos dispositivos y materiales. La acción rectificante de la unión Cu/Cu₂O fue descubierta en el transcurso de investigación sobre los efectos fotoconductores en capas de Cu₂O crecidas sobre cobre. Esto condujo muy pronto a las primeras celdas fotovoltaicas de gran área basadas en el mismo tipo de unión. L.O. Grondahl desarrolló ambos tipos de dispositivos y publicó en el periódico (1930-32) cerca de 40 artículos sobre celdas de Cu/Cu₂O. La figura 21 muestra la estructura de estas

primeras celdas basada en la unión Cu/Cu₂O. Una espiral de hilo de platino servía de malla de contacto con la superficie iluminada de la celda. Esta solución fue posteriormente refinada para depositar el metal sobre la superficie externa y eliminar parte del mismo “para formar una malla de la anchura deseada”.

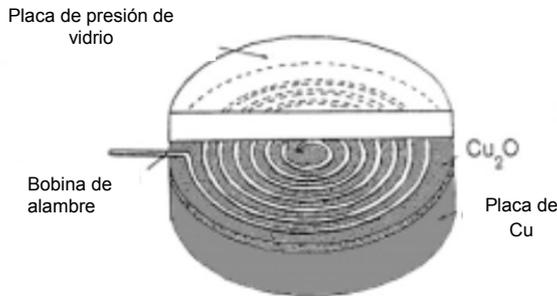


Figura 21. Una de las primeras celdas fotovoltaicas basadas en uniones Cu/Cu₂O desarrollada por Grondahl-Geiger en 1927.

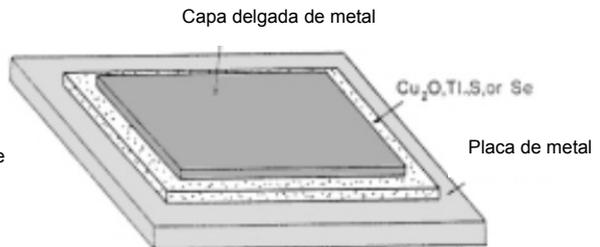


Figura 22. Estructura de los dispositivos más eficientes desarrollados en los años 1930

Placa de presión de vidrio

retomaron el interés en el selenio como material fotovoltaico Así, L.

Bergmann en 1931 describió dispositivos mejorados basados en selenio. Estos demostraron ser superiores a los dispositivos basados en cobre y se convirtieron en el producto dominante a escala comercial. En 1939, F.C. Nix y A.W. Terptwo presentaron una celda de sulfuro de Talio (Ti₂S) de rendimiento similar. La estructura de este dispositivo así como de los basados en selenio y Cu/Cu₂O de esta época tenían un aspecto similar al de la Figura 22.

2.4.2 Nacimiento de las celdas de silicio

El desarrollo de las celdas de silicio está unido de forma inseparable al desarrollo de todo el resto de la industria electrónica y sobre todo, de la industria microelectrónica.

Los primeros dispositivos comerciales de silicio eran diodos de contacto puntual llamados cat's whisker (bigotes de gato). Estos diodos se obtenían presionando un cable metálico muy fino contra una pieza de silicio policristalino (también se usaron otros semiconductores, como el SiC). El tungsteno demostró ser el material más adecuado para realizar estos contactos puntuales sobre el silicio.

Los laboratorios Bell jugaron un papel primordial en el nacimiento de los primeros dispositivos modernos basados en el silicio. Rusell S. Ohl sugirió que la presencia de impurezas en el silicio es la causa del comportamiento errático de los diodos observado en muchas ocasiones. Rusell Ohl promovió entonces el crecimiento de silicio de mejor calidad, mediante el fundido de silicio de la mayor pureza disponible en una cápsula de cuarzo y su posterior enfriamiento y solidificación en diferentes condiciones (figura 23). En uno de los lingote, obtenido tras un proceso de

enfriamiento muy lento, Ohl y sus colaboradores descubrieron propiedades totalmente inusuales, incluyendo la producción de un fotovoltaje sorprendentemente alto (en torno a 0.5 V) cuando la muestra se iluminaba con un flash de luz. Estas propiedades se atribuyeron a la formación de una barrera en el lingote entre dos regiones de silicio con diferentes características y fue detectada inicialmente en barras cortadas de esos bloques para medidas de resistividad.

Las barras que mostraron una buena respuesta fotovoltaica presentaban además un alto coeficiente termoeléctrico y buenas propiedades rectificantes. Uno de los extremos de las barras presentaba un potencial negativo cuando era iluminado o calentado y debía polarizarse negativamente para que se redujera su resistencia al paso de la corriente a través de la barrera o a través de un contacto puntual con el material. El material con estas propiedades se denominó como silicio de tipo-negativo o tipo-n, y el material con propiedades opuestas como silicio de tipo-positivo o tipo-p, denominación que ha perdurado hasta hoy en día.

Las primeras celdas se preparaban cortando láminas del lingote de silicio de forma transversal, tal como muestra la figura 23 (b). De forma alternativa, algunos dispositivos pudieron cortarse de forma paralela a la unión como muestra la figura 23 (c). La figura 24 muestra la estructura final de una de estas celdas. Las celdas eran difíciles de fabricar de forma repetitiva debido a la falta de control sobre la posición de la unión.

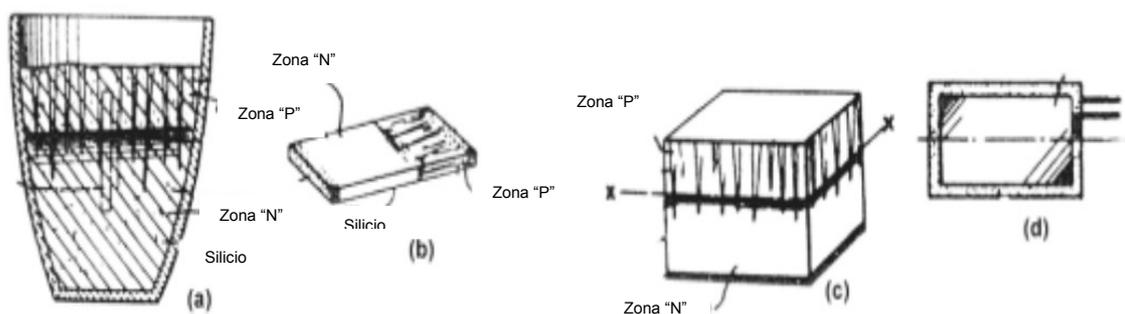


Figura 23. Primeras uniones p-n en silicio: (a) Lingote fabricado por colada mostrando la unión natural formada por segregación de impurezas; (b) dispositivo fotovoltaico cortado de forma perpendicular a la unión; (c) dispositivo cortado en dirección paralela a la unión; (d) vista superior del dispositivo (c).

En 1952, E.F. Kingsbury y R.S. Ohl presentaron celdas de silicio mejoradas mediante el uso de silicio de mayor pureza para prevenir la formación de la unión durante el

crecimiento y el bombardeo de la superficie con iones de helio para formar la unión rectificante (figura 25).

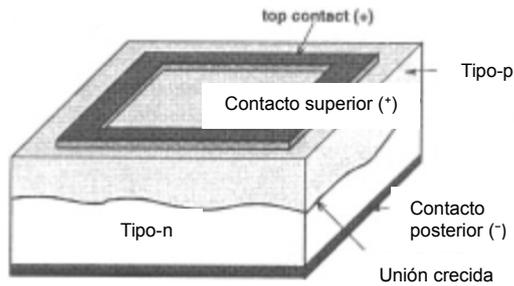


Figura 24. Una de las primeras celdas de silicio (1941) con uniones creadas por segregación de impurezas a partir de la recristalización de silicio fundido

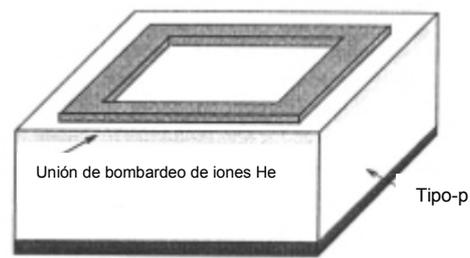


Figura 25. Dispositivo fabricado en 1952 con la unión creada mediante bombardeo de iones de Helio.

En 1954 el desarrollo de las técnicas de crecimiento de cristales (p.ej., método Czochralski), y las de formación de uniones mediante difusión de dopantes, condujeron al anuncio en 1954 de la primera celda que podemos denominar “moderna”, desarrollada por D.M. Chapin, C.S. Fuller y G.L. Pearson también en los laboratorios Bell. Estas celdas tenían una estructura de contactos posteriores dobles (Figura 26) y difusiones de Litio, con una eficiencia del 4.5%. El litio fue sustituido por el boro como dopante y se alcanzaron entonces eficiencias del 6%. Refinamientos posteriores en la estructura alcanzaron eficiencias del 10% tan solo 18 meses después de la primera comunicación.

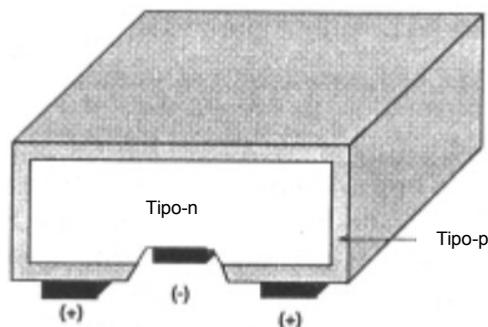


Figura 26. Estructura de las primeras celdas de silicio (1954) fabricadas a partir de obleas de silicio con la unión p-n formada por difusión de dopantes

Las siguientes modificaciones en el diseño, y eficiencias mejoradas, se consiguieron al trasladar uno de los contactos a la superficie frontal y finalmente, extender el concepto al uso de los dedos de contacto. Para principios de los años 60's, se habían registrado eficiencias de conversión terrestres del 14%. Al mismo tiempo, se produjo un cambio en el uso de sustratos de tipo-n a los de tipo-p, debido al creciente interés para su uso

en aplicaciones espaciales, puesto que el tipo-p presentaba una mayor resistencia a la radiación extraterrestre.

El mismo año (1954) que se presentaba la celda de Chapin, se anunciaban celdas de una eficiencia comparable basada en sulfuro de cadmio (CdS). El desarrollo de las celdas de silicio condujo asimismo a realizar análisis sobre las eficiencias límite alcanzable y su dependencia con la energía prohibida del material seleccionado. Esto estimulo el interés en materiales alternativos, tales como el GaAs o CdTe, debido a que estos análisis indicaban que sus límites de eficiencia eran más altos que para el silicio.

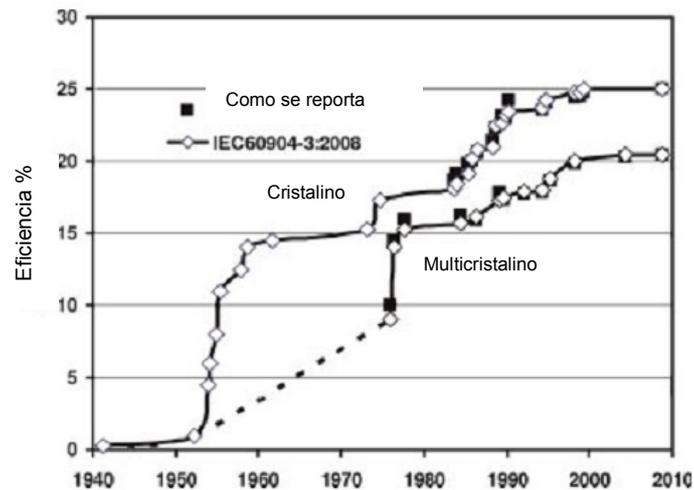


Figura 27. Evolución de los rendimientos de las celdas de silicio cristalino y multicristalino.

2.4.3 Superando el desarrollo de la celda solar espacial

En la figura 27 se muestran las eficiencias alcanzadas de las celdas de silicio. El diagrama de la figura 28 muestra una celda solar de silicio mejorada y los principales avances introducidos en la estructura. Sus principales características se basaban en el uso de sustratos tipo-p con resistividades de $10 \Omega \text{ cm}$ y difusiones frontales de fósforo de $0.5 \mu\text{m}$ de espesor, lo que le confería una adecuada resistencia a las radiaciones espaciales. Los contactos frontales se realizaban a partir de un bus principal de 1mm de ancho, del que salían normalmente seis dedos de contacto, para una superficie total de $2 \times 2 \text{ cm}^2$. Se utilizaba además una capa antireflectante de monóxido de silicio (SiO) para reducir la reflexión frontal, aunque este material resultaba bastante absorbente para longitudes de onda por debajo de 500 nm. Estos dispositivos mostraban eficiencias del 10-11% para radiación extraterrestre y llegaban hasta el 12% en condiciones terrestres.

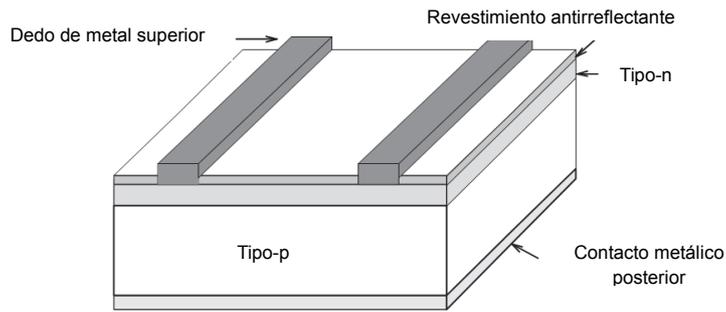


Figura 28. Celda de Silicio diseñada para uso espacial durante los años 60-70

A principios de los 70 se descubre el efecto de un tratamiento térmico tras la deposición de aluminio en la cara posterior sobre el rendimiento de la celda, con una mejora sensible en los valores de voltaje a circuito abierto (V_{oc}), densidad de corriente (J_{sc}) y eficiencia de conversión (η), atribuidos inicialmente a cierta acción de purificación del aluminio. Trabajos más detallados mostraron que, en realidad, era la presencia de una región altamente dopada sobre el contacto posterior lo que producía efectos beneficiosos. La explicación correcta surgió en 1973 en términos de la reducción de la velocidad de recombinación superficial efectiva, el efecto combinado de purificación y creación de una interfase de alto dopaje se sigue denominando como campo posterior superficial (BSF, por sus siglas en inglés). (25)

Las siguientes mejoras vinieron de la mano de una optimización de las capas superficiales, a la que se llamó celda violeta (figura 29). En primer lugar, se optó por usar difusiones de fósforo menos profundas (unos $0.25 \mu\text{m}$), lo que eliminaba la formación de capas muertas (inactivas fotovoltaicamente) en la superficie debidas a la alta concentración de fósforo. Estas difusiones más superficiales implicaban mayores resistividades, lo que impuso el diseño de dedos de metalización más finos y más próximos, mediante técnicas de fotolitografía. Como resultado, la resistencia serie de la celda se redujo. Se incorporaron mejores capas antireflexivas, basada inicialmente en el TiO_2 y más tarde en el Ta_2O_5 , que presentaban una absorción mucho menor que el SiO junto con un mejor acoplamiento óptico entre las celdas y las cubiertas de vidrio con que se encapsulaban las celdas. Su espesor se ajustó además para que fueran más efectivas a longitudes de onda corta, dando a la celda su aspecto violeta característico. (26)

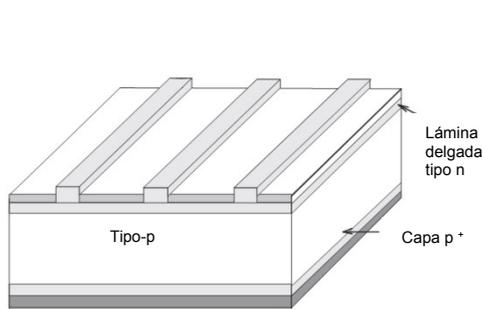


Figura 29. Celda "violeta" con unión superficial poco profunda

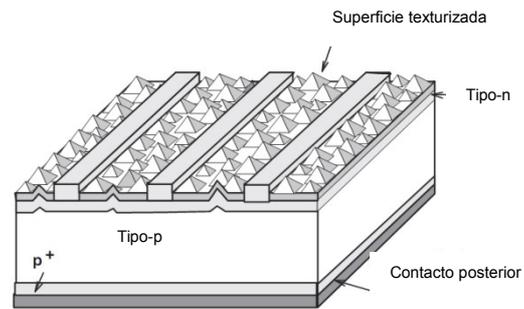


Figura 30. Celda (CNR) con superficie texturizada químicamente

Un año más tarde (1974) de demostrarse el rendimiento superior de la celda violeta, se obtuvo un nuevo paso en la mejora de la eficiencia mediante la texturización de la superficie de la celda. La idea de formar pirámides en la superficie de la celda de forma mecánica se había sugerido uno años antes en 1961, pero la solución adoptada por la llamada celda negra (denominada Comsat Non-Reflecting cell, o CNR, desarrollada en los laboratorios Comsat, representada en la figura 30) fue mucho más simple. El proceso se basaba en el ataque químico selectivo de la superficie para dejar expuestos los planos cristalográficos (111) en un sustrato con orientación (100). El proceso conducía a la formación de pirámides de base cuadrada de tamaño y distribución aleatorios sobre la superficie activa de la celda. Las propiedades fotoeléctricas y la técnica de fabricación supusieron un salto tecnológico muy importante respecto a las celdas anteriores, alcanzando rendimientos del 17-18%. (27)

2.4.4 Rompiendo con los límites de eficiencia

Tras los avances tan significativos introducidos a mediados de los 70, pareció aceptarse que límite práctico para la eficiencia de las celdas de silicio se situaba en el 20%. A mediados de los años 80 se introducen innovaciones que conducen a un rápido incremento del rendimiento. Las mejoras surgieron como resultado de un esfuerzo global dirigido a reducir las recombinaciones en la estructura de la celda y, en particular, en sus superficies y en los contactos metálicos. Una mejor comprensión de fenómenos como el estrechamiento de la banda prohibida o los efectos de inyección de portadores, o de parámetros como la concentración intrínseca de portadores, los valores de difusividad o los coeficientes Auger, permitieron en conjunto contribuir a estas innovaciones.

Principales innovaciones se produjeron por la pasivación tanto de las superficies libres de la celda como de los contactos metálicos o de la interfase meta/silicio. La pasivación se refiere en su conjunto a la reducción de la velocidad de recombinación bien en la superficie, bien bajo los contactos metálicos. La pasivación de la superficie

se realiza de forma muy simple por crecimiento de una delgada capa de óxido mediante tratamiento térmico. Sin embargo, para su uso fotovoltaico, el SiO_2 crecido posee un índice de refracción bajo para su uso como capa AR y con espesores por encima de 20 nm limita bastante las propiedades antireflexivas aunque se depositen otras capas AR de compensación. Así, el requerimiento básico es que esta capa de óxido sea muy delgada. (28)

Las primeras experiencias que demostraron la viabilidad y posibilidades de estos métodos de pasivación se produjeron en 1983, con la aplicación de la estructura de los diodos túnel basados en uniones metal-aislante-semiconductor (MIS) al campo fotovoltaico. Además permitía evitarse el proceso de difusión para la formación de la unión p-n. En estos dispositivos se procedía a la pasivación de la superficie frontal mediante el crecimiento térmico de una capa muy delgada de óxido (menor de 2 nm), lo suficientemente delgada como para permitir la transferencia de portadores por efecto túnel entre el contacto y el semiconductor y prevenir además pérdidas resistivas excesivas en el dispositivo.

La estructura de la celda MIS, representada en la figura 31, se formaba originalmente a partir de un sustrato de tipo-p, sobre el que se crece una capa extremadamente delgada de SiO_2 y una segunda capa, más gruesa, de monóxido de silicio (SiO). El vapor de SiO , al depositarse pierde electrones, dando lugar a una carga neta positiva en esta capa, lo que induce a su vez sobre el sustrato de silicio una zona de carga espacial semejante a una unión (equivalente a una capa muy delgada de tipo n^+ sobre la superficie del sustrato), con la aparición de un campo eléctrico interno. Cuando la celda se ilumina, se produce una separación de electrones y huecos, de la misma forma que en unión p-n, permitiéndose la conducción a través del aislante por efecto túnel. Con estos dispositivos se alcanzaron rendimientos del 17%. Las capas de monóxido de silicio se sustituyeron pronto por nitruro de silicio con incorporación de iones positivos de cesio por su mejor comportamiento antireflexivo. Los primeros dispositivos cubrían por entero la superficie de la celda con SiN , incluyendo los contactos.

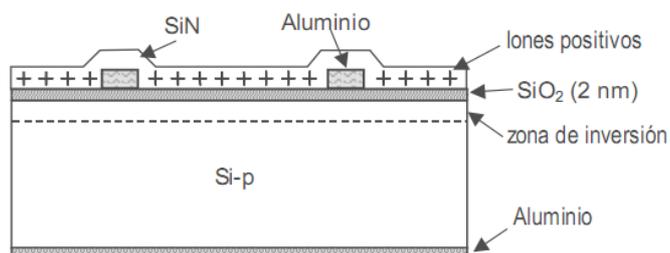


Figura 31. Esquema simplificado de una celda MIS de primera generación

En las etapas iniciales de desarrollo, los dispositivos MIS parecían presentar algunos problemas de estabilidad a largo plazo. Un refinamiento posterior, incluyendo una capa de tipo-n ligeramente dopada sobre la superficie del sustrato, dio lugar a la estructura conocida como MINP (celda de unión metal-aislante-NP, figura 32), y fue la primera celda de silicio en alcanzar una eficiencia del 18%.

Para la pasivación de la interfase metal/silicio, tres técnicas diferentes han demostrado su aplicación en dispositivos fotovoltaicos. Una de las primeras soluciones adoptadas consistió en el uso de una región altamente dopada en la interfase, tal como había demostrado la incorporación del campo posterior superficial (BSF, por sus siglas en inglés) como elemento de pasivación del contacto posterior y mejora del rendimiento. Otra aproximación opta por la reducción del área de contacto entre el metal y el silicio. Una tercera, se basa en utilizar un esquema de contacto en el que el contacto presente por sí mismo una baja velocidad de recombinación.

La celda MINP fue la primera en adoptar esta tercera solución. La estructura MINP incluye un grosor mucho más fino de óxido bajo los contactos metálicos frontales que en el resto de la superficie, lo que contribuye a pasivar la interfase metal/silicio. El contacto frontal estaba formado por una capa múltiple de Ti/Pd/Al. El uso de una doble capa antirreflexiva evitaba tener que recurrir a la texturización de la superficie, ya que la pasivación de una superficie texturada es más dificultosa que para una superficie plana.

Probablemente, el avance más importante de estas estructuras MIS/MINP se debió al cuidado en reducir la recombinación tanto en la superficie como en el volumen de la celda.

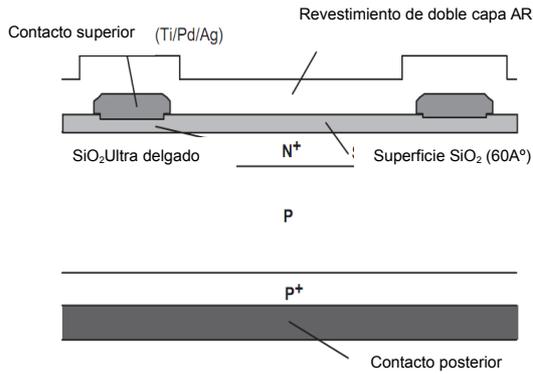


Figura 32. Estructura de la celda MINP.

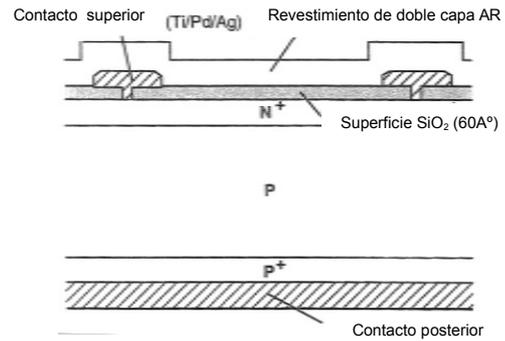


Figura 33. Estructura de la celda PESC.

El siguiente paso significativo, vino con la celda emisor pasivado (passivated emitter solar cell, PESC), en 1984. Su estructura (figura 33), es muy similar a la celda MINP. La modificación consistió en realizar el contacto metálico directamente, a través de unas estrechas ranuras practicadas en la capa de óxido. Así, la pasivación de la interfase se produce por reducción del área de contacto (la superficie de contacto es inferior al 1% de la superficie total, sin reducir la sección total del conductor metálico). Otras características destacadas de esta celda son el uso de una metalización convencional Ti/Pd/Ag por evaporación en vacío, un contacto posterior de aleación de aluminio, un emisor formado por difusión de fósforo no excesivamente dopado y dedos de metalización menos espaciados (lo que permite eficiencias de colección muy altas sin incrementar las pérdidas resistivas laterales) y el uso de una doble capa AR (ZnS/MgF_2).

Con una superficie plana y una doble capa AR, la PESC demostró un 19% de eficiencia. Una mejora posterior, incluyendo la formación de facetas en la superficie (micro-ranuras en forma de V, figura 34) para mejorar la captación de la luz, permitió alcanzar, en octubre de 1985, un rendimiento del 20.1% con una de estas celdas PESC (figura 35), que aumentó con otros refinamientos, hasta el 20.6% en 1986.

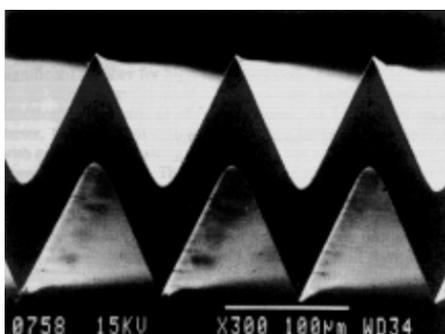


Figura 34. Micrografía realizada por SEM de una estructura en microsurcos para su aplicación en celdas

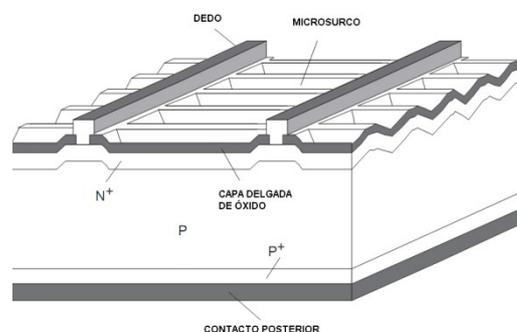


Figura 35. Celda PESC con microsurcos, la primera celda de Si en superar el 20 % de eficiencia en 1985.

2.4.5 Celdas de silicio de alta eficiencia

Un avance importante se produjo por el desarrollo en la Universidad de Stanford de la celda de contactos puntuales posteriores. En 1988, un celda de esta tecnología de de 8.5 cm^2 alcanzó una eficiencia del 22.3%

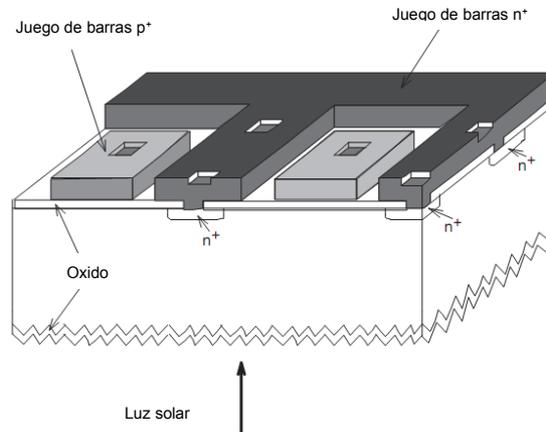


Figura 36. Celda con contactos posteriores puntuales.

El contacto frontal se ha suprimido en estas celdas trasladándose a la cara posterior en forma de puntos de contacto (figura 36), los estrictamente necesarios para extraer la corriente eléctrica, por lo cual el factor de recubrimiento en la superficie es nulo. Así, la cara frontal puede ser diseñada para optimizar las propiedades ópticas de la celda mientras que la cara posterior puede tener características que proporcionen buenas propiedades eléctricas. Esto impone unos requisitos bastante más severos en cuanto a la calidad del material de la oblea base y a la pasivación de las superficies que en diseños anteriores. Como buena parte de los portadores se generan a pocas micras de profundidad desde la superficie, sus longitudes de difusión deben exceder varias veces el espesor de la celda para tener una alta probabilidad de ser recolectados. La dificultad que entrañaba su fabricación ha sido reducida notablemente al simplificar el diseño de estos contactos haciendo que los dedos bajo los que se forma los contactos puntuales cubran toda la superficie posterior en forma interdigitada.

Combinando los avances de la celda PESC y el concepto de la pasivación de ambas superficies con las técnicas de proceso y aspectos significativos del diseño de contactos puntuales de la celda anterior, la Universidad Gales del Sur (UNSW, Australia) desarrollo un dispositivo más eficiente, la celda PERL (Passivated Emitter, Rear Locally Diffused), cuya estructura se muestra en la figura 37 (29).

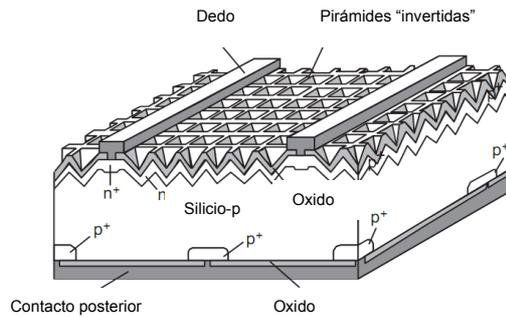


Figura 37. Estructura de la celda PERL

Se utilizaron óxidos de calidad microelectrónica para la pasivación de las superficies. La difusión frontal presenta además distintos niveles de dopaje en áreas bajo los contactos metálicos y fuera de los mismos. Las principales diferencias respecto al diseño de la PESC se refieren a su cara posterior. Esta está pasivada prácticamente en su totalidad, excepto en pequeñas regiones puntuales en las que se realiza el contacto con la capa posterior. Estas regiones de contacto tienen además dopajes más elevados con difusiones de boro. La separación del metal y el silicio en la cara posterior por la capa de óxido mejora además su reflectancia interna, lo que se traduce en una mejora de su respuesta espectral en el infrarrojo.

En 1989 estas celdas mostraban eficiencias del 23%. Durante los años 90, celdas basadas en este tipo de estructura con 4 cm² de área alcanzaron eficiencias del 24.7%.⁽³⁰⁾

2.5 Celda de lámina delgada

Las celdas de lámina delgadas se hacen de semiconductores depositados en capas finas sobre un soporte de bajo costo. Hay cuatro categorías principales de película delgada la cuales son:

- Silicio amorfo
- Telurio de cadmio
- Seleniuro de cobre-indio (CIS) y Seleniuro de cobre-indio-galio (CIGS)
- Arseniuro de galio

En la figura 38 se muestran las diferentes capas que forman la estructura, se depositan sobre un sustrato transparente u opaco mientras la luz incide por la cara sobre la que están depositadas las láminas; la luz incide directamente a través del sustrato utilizado, se requiere que este sea transparente a la radiación.

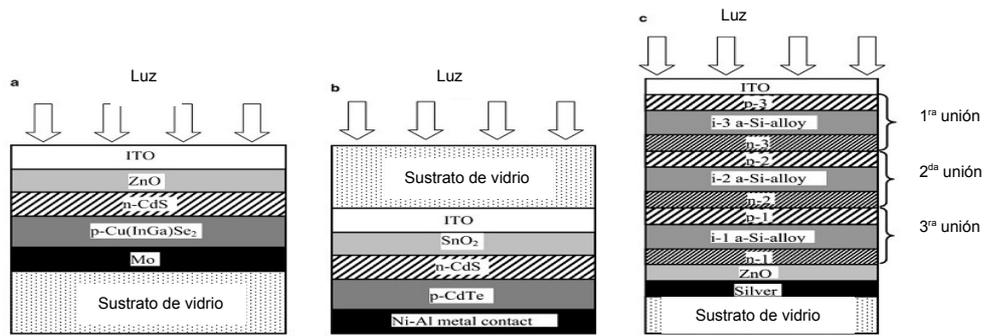


Figura 38. Estructuras típicas en dispositivos de lámina delgada: a) celda de Cu(In,Ga)Se₂; b) celda de CdTe; c) tándem de triple unión de a-Si:H.

Las películas delgadas de silicio tienen la desventaja de ser malas absorbiendo en una significativa región del espectro solar. Una solución es incorporar trampas de luz con superficies rugosas o aplicando texturas en las láminas, los sustratos más finos se usan para reducir la cantidad de silicio por cada Watt de energía fotovoltaica generada y para mejorar la eficiencia de las celdas solares fabricadas en sustratos de bajo coste usando diseños de celdas mejorados. (31)

Teóricamente el grosor de la oblea de silicio para una suficiente absorción del espectro solar ha de ser mayor de 700 μm , lo cual es demasiado grueso y no es recomendable para la producción comercial debido al alto coste y la pequeña efectividad para la colección de portadores fotogenerados. El grosor de la oblea debe ser menor a este valor, modelos muestra que la absorción puede ser ampliamente aumentada, disminuyendo la necesidad de una oblea tan gruesa, una fina capa de silicio puede ofrecer un alto grado de absorción del espectro solar, casi tanto como una oblea gruesa. La industria fotovoltaica planea ir reduciendo el grosor de las obleas desde su valor actual de 300 μm a menos de 100 μm y se prevé una nueva generación de celdas solares usando películas de menos de 10 μm de grosor.(32)

2.5.1 Celda de silicio amorfo

Las películas delgadas de silicio amorfo hidrogenado (aSi:H) producidas por deposición química de vapor asistida por plasma (PECVD por sus siglas en inglés) han sido utilizadas en la industria fotovoltaica debido a su mejor coeficiente de absorción y bajo costo de producción, en comparación con los materiales cristalinos. En general, estos materiales se obtienen descomponiendo el silano (SiH₄) en un plasma rico en hidrógeno. Sin embargo, a pesar de los esfuerzos que han permitido optimizar los procesos de plasma y el diseño de las celdas solares, la degradación inducida por la luz sigue siendo uno de los principales obstáculos de esta tecnología. Por otra parte, las películas de silicio microcristalino ($\mu\text{c-Si}$) obtenidas también por PECVD presentan

mejores propiedades de transporte de portadores de carga y estabilidad ante exposición prolongada a la radiación solar. Sin embargo este material no tiene la capacidad de absorción del silicio amorfo (a-Si:H) y su costo de producción es mayor. Idealmente, se busca un material que tenga propiedades ópticas del a-Si:H, con propiedades de transporte y una estabilidad similar a la de $\mu\text{c-Si}$. Recientemente, por PECVD y utilizando silano (SiH_4) como gas precursor de silicio en altas diluciones en hidrógeno se han obtenido nuevos materiales formados por una matriz de silicio amorfo con inclusiones nanométricas de silicio cristalino embebidas. Las técnicas de PECVD permiten modificar la microestructura de las películas depositadas, y en consecuencia sus propiedades optoelectrónicas, con la variación de los parámetros del proceso de depósito. (33)

2.5.2 Celda de telurio de cadmio (CdTe)

Este tipo de estructura carece de contacto metálico formado por dedos a mallas de metalización. En la estructura de una celda de lámina delgada podemos encontrar de forma convencional: un sustrato, un óxido conductor transparente (TCO, por sus siglas en inglés), una capa ventana, una capa absorbente y una capa metálica que sirve para realizar el contacto posterior.

Sustratos

El sustrato es, en principio, un componente pasivo o inactivo en la estructura y debe ser estable a nivel mecánico, presentar un coeficiente de dilatación similar al de las capas depositadas y ser inerte químicamente durante el proceso de fabricación. Así, sustratos de tipo flexible (como láminas continuas de acero inoxidable o de polímeros) permiten procesos de fabricación muy compactos basados en bobinas (procesos roll-to-roll). Por otro lado, un sustrato que sea conductor eléctrico fuerza a configurar a la celda utilizándolo como contacto frontal o posterior, mientras que sustratos aislantes permiten realizar celdas que se interconectan de forma monolítica en el mismo proceso de fabricación del panel.

Óxido conductor transparente

En general los óxidos conductores transparentes son semiconductores de tipo-n degenerados con buena conductividad eléctrica y alta transparencia en el rango visible del espectro (que asegura que buena parte de la luz incidente alcance las capas absorbentes). En principio, se persigue un incremento de la movilidad en esta capa, pero es preferible mejorar su cristalinidad en lugar de aumentar la concentración de

portadores, porque esto reduce su transparencia. Algunos de los óxidos más investigados son el $\text{In}_2\text{O}_3:\text{Sn}$, SnO_2 , o el $\text{ZnO}:\text{In}$, que muestran resistividades del orden de $10^{-4} \Omega \text{ cm}$ y transmitancia por encima del 80%.

Los óxidos conductores transparentes permiten la deposición de una doble capa compuesta, formada por una capa de conductividad muy alta (que favorece la baja resistencia de contacto y el flujo lateral de la corriente) y otra de alta resistividad que reduce los efectos de fugas de corriente a través de la capa ventana. Los dispositivos de CdTe y CIGS más eficientes utilizan este tipo de capas dobles. Los óxidos conductores transparentes (mono y bicapa) admiten además el texturizado, aspecto que se utiliza para mejorar la absorción luminosa.

Capa ventana

La capa ventana realiza aproximadamente el papel del emisor en una unión p-n de una celda cristalina, pero con el requisito adicional de no absorber radiación para que la luz alcance la zona de la unión y la capa absorbente. En esta capa, por tanto, no se produce corriente fotogenerada. Así, el gap de energía de esta capa ventana debe ser tan alto como sea posible (para minimizar su absorción óptica) mientras que su espesor debe ser muy delgado para no incrementar la resistencia serie. En cuanto a la unión, es importante que no aparezcan saltos o discontinuidades (o se reduzcan en lo posible) en la banda de conducción al formar una heteroestructura porque mejora las propiedades de transporte de los portadores.

Por ejemplo, las celdas de CIGS utilizan habitualmente una capa de CdS como ventana, depositada por baño químico. El acoplo entre las redes cristalinas del CIGS y el CdS es prácticamente perfecto, mientras que entre el CdTe y el CdS existe un desacoplo de cerca del 10%. A pesar de esto, el CdS constituye una buena ventana para el CdTe. El CdS presenta además un gap relativamente bajo, lo que empeora la absorción en la región azul del espectro por lo que se recurre a utilizar capas muy delgadas.

Absorbente

La capa absorbente, o simplemente, el absorbente, y que corresponde aproximadamente a la base de una unión p-n de una celda cristalina, es la responsable de la fotogeneración de portadores y es la que da nombre a la celda. El CdTe es un material absorbente ideal para celdas policristalinas en lámina delgada gracias a sus propiedades optoelectrónicas y químicas. Presenta un gap de 1.5 eV y

un coeficiente de absorción muy elevado. Aunque el material es muy flexible en cuanto a los métodos de deposición, muchos procesos se realizan a alta temperatura y resultan deficientes en Cd resultando en un material de tipo-p. Celdas basadas en CdS/CdTe han alcanzado eficiencias de hasta el 16.7%, pero con escasos progresos en los últimos años por diversos aspectos tecnológicos que requieren de un mayor esfuerzo de investigación y las reticencias en el uso de un material problemático a nivel medioambiental como el Cd.

Debido al alto coeficiente de absorción de luz en el CdTe alrededor de 10^5 cm^{-1} para absorber radiación a una longitud de onda a 800 nm, una película delgada con pocos micrómetros (3-7 μm) de espesor es suficiente para una absorción completa de luz. En la figura 38 se muestra la estructura típica de esta celda.

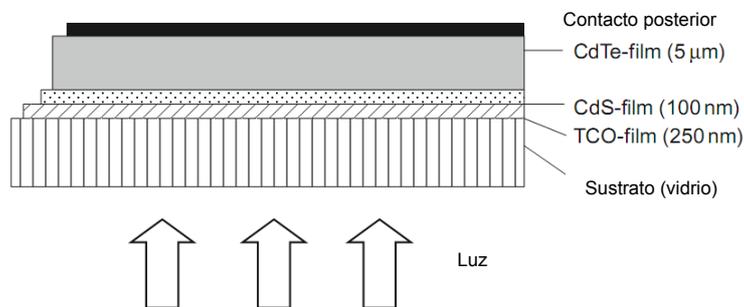


Figura 38. Secuencia de la interconexión de un panel de lámina delgada

Contacto posterior

En dispositivos policristalinos de CdTe y CIGS el contacto posterior se aplica en el absorbente de tipo-p tanto en configuraciones en sustrato como en superestrato. Para formar un buen contacto óhmico, se requiere que el metal utilizado tenga una función de trabajo mayor que la del semiconductor tipo-p. En el caso del CIGS en configuración en sustrato, se ha utilizado molibdeno debido a su naturaleza inerte en las condiciones tremendamente corrosivas de deposición del CIGS y al buen contacto óhmico resultado de la formación de una capa intermedia de MoSe_2 . En configuraciones en superestrato se utilizan películas de Pt o Ti para el contacto.

En el caso del CdTe, no existen metales con funciones de trabajo adecuadas ($>4.5 \text{ eV}$) y a un precio asequible para realizar estos contactos y suele emplearse Au o Ni. También se ha recurrido a depositar una capa intermedia de ZnTe:Cu o Te entre el CdTe y el metal para mejorar el contacto óhmico.

Para dispositivos de silicio depositado, los contactos se realizan en la capa tipo-n mediante Ag o Al. Sin embargo, la interfase a-Si/metal presenta pérdidas ópticas a longitudes de onda largas por lo que se utiliza como contacto posterior una capa doble de ZnO/Ag o ZnO/Al que aumenta la reflectancia interna y permite mejorar la absorción del dispositivo.

2.5.3 Celda de seleniuro de cobre indio galio $\text{Cu}(\text{In,Ga})\text{Se}_2$ (CIGS)

Los compuestos de calcopirita son los materiales absorbentes activos, algunos con los más altos rendimientos en celdas fotovoltaicas de lámina delgada. En general, parece que las celdas solares CIGS son tan estables como cualquier otro dispositivo fotovoltaico de lámina delgada y suficientemente estable para satisfacer las demandas de funcionamiento a largo plazo en una variedad de climas.

Las celdas solares basadas en $\text{Cu}(\text{In}_{1-x}\text{Ga}_x)\text{Se}_2$ (CIGS) se han convertido en uno de los candidatos más prometedores para las celdas solares de lámina delgada de alta eficiencia a un bajo costo, se han reportado eficiencias de 20.0%. (34)

La estructura básica del enrejado cristalino de la calcopirita y el esquema de la disposición de sus capas se muestra en la figura 39. Los dispositivos normalmente son crecidos sobre un sustrato alcalino de vidrio recubierto con molibdeno como un contacto posterior. El diodo es formado por la deposición de materiales socios en la heterounión, típicamente se usa CdS. La estructura se termina con un conductor transparente.(35)

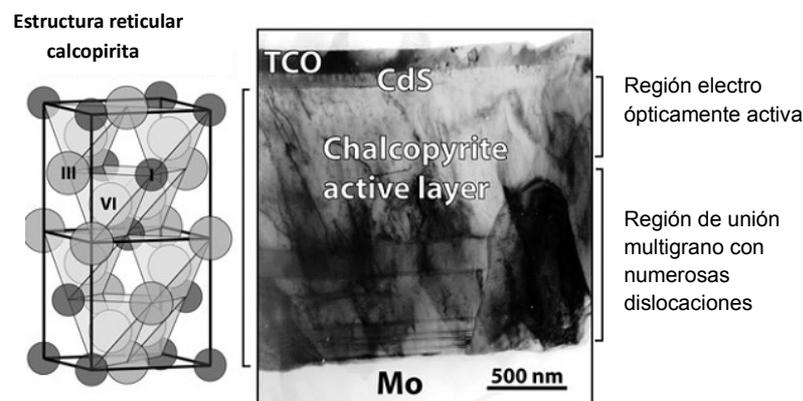


Figura 39. Estructura del enrejado molecular de la calcopirita, microscopía electrónica de transmisión de la sección transversal de una celda solar de calcopirita

La construcción de la capa base de una celda comercial de CIGS consiste en un sustrato posterior de molibdeno, la capa absorbente, una capa buffer, y el contacto frontal transparente (ZnO) altamente dopado. La figura 40 ilustra las pilas de capas empleadas por algunos de los fabricantes de paneles solares CIGS.

Ventana tipo-n ca. 1 μm	ZnO:Al	ZnO:Al	ZnO:B	ZnO:Al	ZnO:Al	ZnO:Al
buffer 50–100 nm	CdS	CdS	Zn(S,OH) _x	CdS	CdS	InS
Absorbedor tipo-p ca. 2–3 μm	Cu(In,Ga)Se ₂	Cu(In,Ga)(S,Se) ₂	Cu(In,Ga)(Se,S) ₂ Cu(In,Ga)Se ₂	Cu(In,Ga)Se ₂	CuInS ₂	Cu(In,Ga)Se ₂
Electrodo metálico posterior ca. 0.5–1 μm	Mo	Mo barrera	Mo barrera	Mo barrera	Mo	Mo
Sustrato	Vidrio	Vidrio	Vidrio	Hoja de aluminio	Vidrio	Vidrio
	Würth Solar Solibro	AVANCIS Johanna Solar	Showa Shell Sekiyu	Global Solar	Sulfurcell	Honda Soltec

Figura 40. Selección de la aplicación de capas en paneles solares de lámina delgada basados en CIGS

La primera columna indica el propósito general y el grosor de las capas. Hay dos vías principales de deposición para el “corazón” de la celda solar, la capa absorbente CIGS, co-evaporación y selenización. Würth Solar y Global Solar utilizan el proceso de evaporación en línea para la deposición de la capa absorbente de CIGS. La figura 40 también incluye a los fabricantes que aplican el método de selenización/sulfuración. Este enfoque implica la deposición de precursores que contiene Cu, In, y Ga como metales, aleaciones, o compuestos calcogenuros seguido de una etapa de procesamiento por selenización y/o sulfuración utilizando ya sea un tratamiento térmico en la atmósfera de calcógeno o compuestos reactivos de calcógeno como seleniuro de hidrógeno o de sulfuro de hidrógeno.

La mayoría de los fabricantes utilizan sustrato de vidrio rígido. Global Solar y Solarion utilizan láminas flexibles de acero inoxidable y poliamida (PI), respectivamente. Todos los fabricantes utilizan molibdeno como contacto posterior, algunos incluyen una barrera para los elementos de difusión del sustrato y/o el aislamiento eléctrico.

Las capas de buffer y ventana, son necesarias para completar la heterounión. La capa buffer más común es CdS depositada en un baño químico acoplado a pulverización catódica junto con una capa de ZnO. Alternativas libre de cadmio como sulfuros e

hidróxidos de zinc o de indio son utilizados por algunos fabricantes. La ventana de ZnO se dopa con aluminio o boro y se deposita ya sea por pulverización catódica o con un proceso de deposición química metal-orgánica en fase vapor (MOCVD).

Estas capas se depositan secuencialmente para formar la celda solar, los pasos de moldeado integran la celda en paneles. Como ejemplo en la figura 41 se indica el flujo del proceso básico en la fabricación de paneles CIGS como el desarrollado por el ZSW/Wurth Solar.

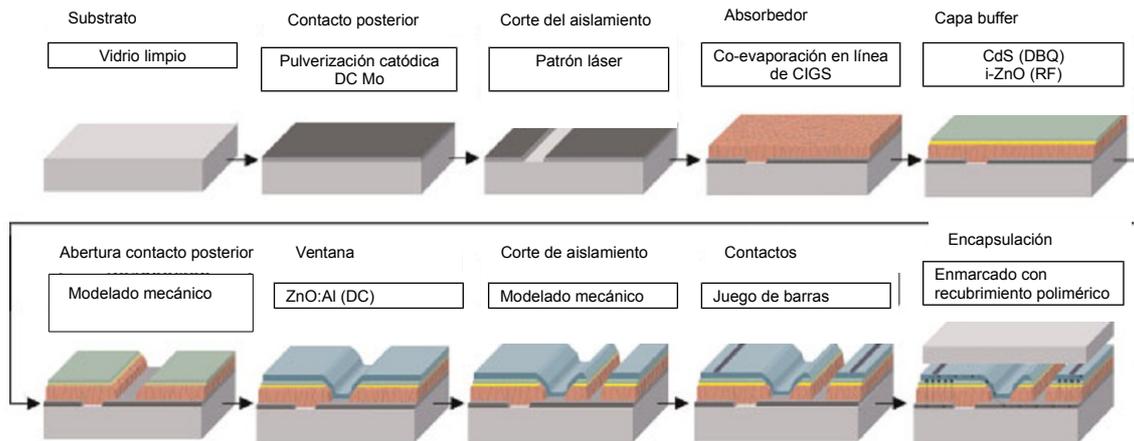


Figura 41. Flujo del proceso de fabricación de los paneles solares de CIGS utilizado por ZSW y Wurth Solar.

Después de la deposición y el procesamiento de las capas activas del panel CIGS, es de vital importancia una encapsulación para la protección mecánica y la corrosión.

Los paneles rígidos están típicamente sellados con un polímero y un segundo panel de vidrio. Algunos fabricantes adicionalmente utilizan sellado de bordes. Los materiales de encapsulación deben ser de larga duración y resistentes a la radiación ultravioleta. Procedimientos de prueba estándar como el calor húmedo se utilizan para certificar paneles de lámina delgada y dar información sobre el comportamiento de envejecimiento.

Se han empleado otros sustratos incluyendo polímeros y láminas de metal sin embargo, tiene un rendimiento inferior a las de vidrio sódico-cálcico. Los sustratos de polímero han tenido menos éxito debido que la temperatura mínima en el proceso de fabricación del semiconductor calcopirita que hasta la fecha es $>400\text{ }^{\circ}\text{C}$. Por debajo de esta temperatura la difusión de la mayor movilidad del Cu se vuelve excesivamente lenta. Incluso a $400\text{ }^{\circ}\text{C}$, en general, los dispositivos funcionan mucho peor que los fabricados a temperaturas más altas y los mejores dispositivos de calcopirita requieren procesamiento de más de $550\text{ }^{\circ}\text{C}$. Las hojas de metal son alternativas atractivas que ofrecer compatibilidad a elevada temperatura de proceso, bajo peso, y flexibilidad. El

avance más espectacular en la tecnología de sustrato flexible para dispositivos calcopirita es el utilizado por Nanosolar, que ofrece un dispositivo barato en un sustrato ligero de papel de aluminio. (36)

2.5.3.1 Dispositivos CIGS de alta eficiencia

La estructura del dispositivo y la fabricación es el siguiente: el sustrato es de vidrio sódico-cálcico (SLG, por sus siglas en inglés), es cubierto con una bi-capa gruesa de 1 mm con Mo. El Mo sirve como un contacto posterior para el dispositivo y proporciona una buena adherencia del semiconductor al sustrato. (37) El CIGS es entonces depositado por tres etapas de co-evaporación. Este proceso produce el perfil típico en relación al Ga, donde el contenido de Ga es más alto en la parte posterior del dispositivo y una fracción más baja (un micrómetro) en la parte frontal del dispositivo. Este perfil tiene las ventajas de reducir la recombinación en el contacto posterior y algún desacoplamiento óptico-eléctrico de la banda gap. Después se deposita una capa de aproximadamente 500 Å de CdS, utilizando un baño químico de soluciones acuosas de amoníaco, sulfato de cadmio, y tiourea. Para la colección de corriente, se deposita una bi-capa de ZnO mediante evaporación catódica de radio frecuencia (RF Sputtering), lo que resulta en muy poca pérdida de corriente al dispositivo. Las pérdidas resistivas se minimizan aún más mediante la evaporación por haz de electrones de níquel, seguido por aluminio. La capa de Níquel proporciona buena adherencia, mientras que la capa de aluminio es el conductor primario. En el paso final el MgF_2 es evaporado sobre el dispositivo como un revestimiento antirreflejante. (38)

2.5.4 Celda de arseniuro de galio (GaAs)

La eficiencia de las celdas solares pertenecientes a la familia III-V se ha incrementado significativamente en los últimos años. La capacidad de crecer monolíticamente tres o más uniones y la alta calidad en los materiales de estos semiconductores directos III-V obtenidos mediante la técnica deposición química metal-orgánica en fase vapor (MOCVD), son las razones más importantes por las que se ha alcanzado una alta eficiencia. Sin embargo el crecimiento epitaxial requiere de una sola oblea de GaAs o Ge, por lo que se incrementa el costo de la celda. La aplicación de sistemas de concentración reduce en gran medida la cantidad necesaria de material III-V. Además de una reducción del material para disminuir el costo de la celda, sería la aplicación en el proceso de producción lo que permita la reutilización de la oblea. El proceso de crecimiento epitaxial lift-off (ELO), proceso en el que la estructura de la celda de lámina delgada se separa del sustrato por medio de grabado químico húmedo de una

capa de sacrificio intermedia, en principio, ofrece la posibilidad de reutilización sustrato.(39) El método epitaxial lift-off (ELO) ofrece la posibilidad de hacer crecer la estructura de la celda en el orden inverso, esto permite crecen las uniones metamórficas en la parte superior de los cruces reticulares, como en el récord de eficiencia desarrollado recientemente de celdas con triple unión. (40) Además, una capa espejo se puede aplicar en la parte posterior de la celda para reflejar los fotones no absorbidos, lo que permite reducir el espesor de la capa base en un 50%.

Los recubrimientos anti-reflejantes son uno de los métodos más sencillos para aumentar la eficiencia de conversión de energía de las celdas solares. (41) Recientemente las llamadas estructuras biomiméticas, inspirados en la cornea de las polillas han atraído una considerable atención. Las estructura biomiméticas con un periodo menor que la longitud de onda incidente ofrece un perfil con gradiente lineal en el índice de refracción entre el aire y los materiales que reducirían el reflejo en amplios rangos de longitudes de onda y ángulos de incidencia, que muestra simultáneamente estabilidad térmica y durabilidad mecánica a largo plazo. Particularmente puede reducir eficientemente la reflexión de superficie mediante el ajuste de su periodo a una longitud de onda corta ~ 500 nm donde la reflexión aumenta abruptamente para los recubrimientos antireflejantes en celdas convencionales de lámina delgada.(42) Para fabricar estructuras por el proceso de grabado en seco, es necesario formar patrones de grabado a nanoescala. Este tratamiento térmico se lleva a cabo a altas temperaturas de 300 a 900 °C para Au, Ag, Cu, Ni, Al, y Pt. Desafortunadamente, el proceso de recocido a alta temperatura podría no ser adecuado para aplicaciones en celdas solares. Para películas metálicas más gruesas, se pueden obtener nanopartículas con mayor altura y de gran tamaño, pero su fracción de volumen y período se vuelven más bajos y largos respectivamente. Usando la técnica de evaporación a ángulo rasante (Glancing Angle Deposition, GLAD, por sus siglas en ingles) a temperaturas ~ 300 °C, las nanopartículas de metal en forma de puntos con una fracción de volumen relativamente mayor se pueden formar comparaciones de los nano-patrones normalmente preparados en lámina delgada por el metal depositado.

El dióxido de titanio TiO_2 es uno de los materiales típicamente utilizados para los recubrimientos anti-reflejantes debido a sus excelentes propiedades: transmitancia, aislante, durabilidad y dureza. (43) La figura 42 muestra el diagrama esquemático del procedimiento de fabricación para las estructuras sub-longitud de onda en forma de cono sobre la capa de TiO_2 por grabado en seco utilizando nono-patrones de Au.

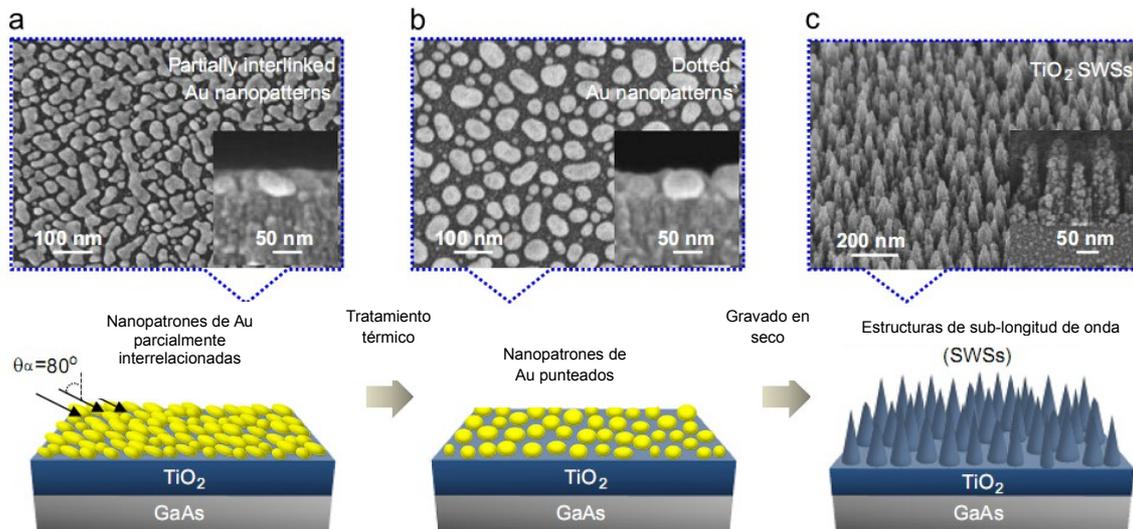


Figura 42. Diagrama esquemático del procedimiento de fabricación para las estructuras sub-longitud de onda.

2.5.5 Celda solar orgánica y sensibilizada por colorante

A pesar de los avances en el campo de la industria solar, el coste de la fabricación de celdas solares fotovoltaicas continua siendo muy alto para muchas aplicaciones. Uno de los factores que elevan el precio de estas tecnologías es la necesidad de procesar semiconductores a altas temperaturas en ambientes al vacío. Esto limita la fabricación en procesos por lotes. (44)

Las celdas solares de colorante y las celdas orgánicas han centrado enormes esfuerzos de investigación en nanotecnologías para energía limpia. Las celdas solares de titanio nanoestructurado sensibilizado con colorante son celdas fotoelectroquímicas que has demostrado su estabilidad en los últimos años, aunque su rendimiento de conversión de luz solar a electricidad se mantiene alrededor del 11%. (45) Las celdas solares orgánicas compuestas por una mezcla de materiales orgánicos con carácter dador y aceptador de electrones, han incrementado su rendimiento notablemente en los últimos años. Sin embargo, la facilidad de procesado de los materiales orgánicos también provoca problemas a la hora de controlar la morfología de los dispositivos y sus interfaces.(46)

Se utilizan polímeros conjugados capaces de conducir los electrones. La especial configuración de sus enlaces, alternando dobles y simples, permite la conducción electrónica como semiconductor obteniendo comportamientos análogos a semiconductores inorgánicos dopados.

Debido a sus propiedades, la extracción de los electrones solo es posible en grosores menores a 20 μm , Esto debido a que en grosores mayores no es posible energéticamente separar el par electrón-hueco.

Una de las formas de fabricación consiste en deposiciones sucesivas de las distintas capas que lo conforman, Se empieza colocando el contra electrodo transparente en el sustrato transparente, la capa o capas del semiconductor polimérico y un electrodo de metal. Las técnicas de fabricación son relativamente simples y pueden ser fácilmente aplicadas para grandes superficies y producciones a gran escala.

El tinte sensibilizado más exitoso empleado hasta ahora en una celda es el complejo de polipiridil rutenio, con una eficiencia de conversión de energía eléctrica del 11,7% a 1,5 AM. (47)

A pesar de grandes mejoras en el proceso de fabricación de las celdas solares sensibilizadas por colorantes hay varios puntos que pueden ser optimizados, como nuevos materiales para contra electrodos, nuevos medios redox con potencial de circuito abierto superior, al igual que el cobalto redox y nuevos materiales semiconductores distintos al óxido de titanio, o mezclas de materiales, como por ejemplo las que implican el uso de grafeno. (48)

2.6 Paneles fotovoltaicos híbrido térmicos

Un panel solar híbrido fotovoltaico/térmico (FV/T) es un panel en el que no sólo hay la producción de electricidad, sino que también sirve como un absorbedor térmico. De esta manera, el calor y la energía se producen simultáneamente. La tecnología híbrida combina los componentes de la energía fotovoltaica y de la energía solar térmica en un único panel para mejorar la eficiencia de conversión solar del panel y hacer un uso económico del espacio. Las funciones duales resultan en una tasa de conversión solar total más alta que la de solamente el panel fotovoltaico o el colector solar, y por lo tanto permiten un uso más eficaz de la energía solar.

Los componentes de las celdas fotovoltaicas para la generación de electricidad y eficiencia energética están asociados a los materiales de la celda y a la temperatura. El aumento de la temperatura de un grado Kelvin en las celdas fotovoltaicas conduce a una reducción de aproximadamente 0,4-0,5% de la eficiencia eléctrica de las celdas basadas en silicio cristalino y alrededor de 0,25% para el silicio amorfo (a-Si)(49). Para aumentar la eficiencia eléctrica y hacer un buen uso de la radiación solar incidente, es

deseable retirar el calor acumulado innecesario de la superficie fotovoltaica y utilizar esta parte del calor adecuadamente.

Un panel híbrido típico es una estructura intercalada que comprende varias capas, es decir, desde la parte superior a la inferior, una placa plana clara cubierta térmicamente el capa superior; una capa de celdas fotovoltaicas o un laminado fotovoltaico comercial puesto debajo de la cubierta con un pequeño espacio de aire; con tubos o canales que fluye a través del absorbedor estrechamente adherido a la capa de las celdas fotovoltaicas; una capa de aislamiento térmico situado por debajo de los canales de flujo. Todas las capas se fijan en un panel enmarcado con abrazaderas y conexiones adecuadas. La figura 43 es un esquema de una estructura típica panel híbrido.

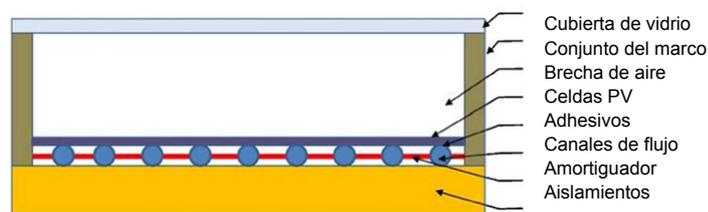


Figura 43. Sección transversal de un panel típico fotovoltaico/térmico.

Los paneles fotovoltaicos híbridos pueden ser estructural y funcionalmente muy diferentes en termino del refrigerante utilizado. Los paneles pueden ser clasificados dependiendo el tipo de fluido para el que este diseñado a trabajar: aire, agua, tipo de refrigerante en el tubo de calor. En términos de la estructura física aplicada, los paneles se pueden clasificar como placa plana, concentrados y por el tipo de integración en edificios.

2.6.1 Panel híbrido fotovoltaico/térmico para uso con aire

Un panel híbrido fotovoltaico térmico (FV/T) es un calentador solar del aire con una lámina fotovoltaica adicional en la parte superior o inferior de los canales, ventilados en forma natural o mecánica. Este tipo de paneles se puede fabricar con la incorporación de un espacio de aire entre la superficie posterior de los panales y la estructura del edificio. Por lo general es diseñado para el usuario que demande aire caliente, calefacción, secado agrícola o para aumentar la ventilación, así como la generación de electricidad. Para este tipo de panel, el aire puede ser entregado desde arriba, abajo o en ambos lados del absorbedor como lo muestra la figura 44.

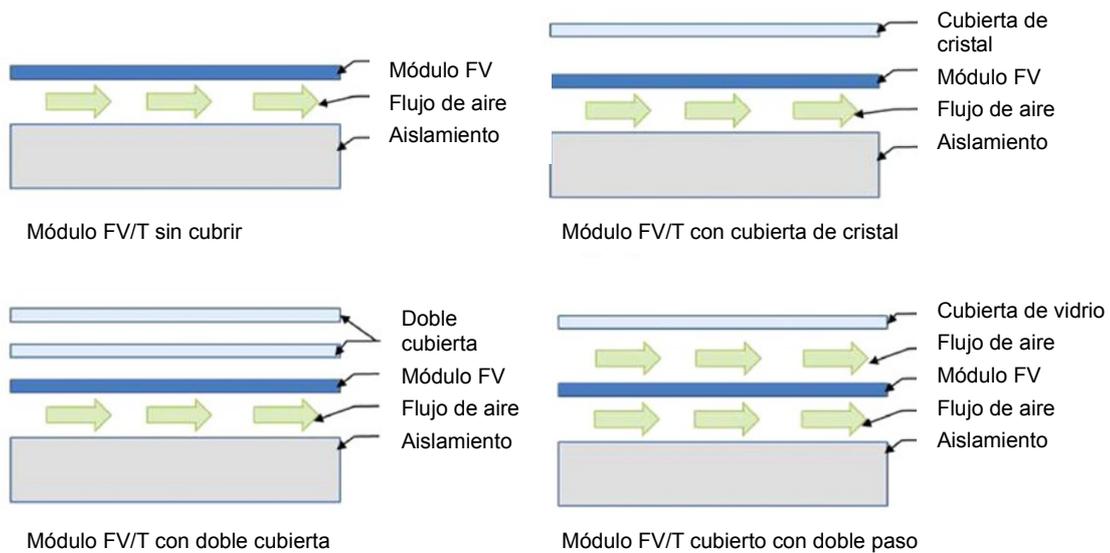


Figura 44. Sección transversal de un panel híbrido FV/T para uso con aire.

2.6.2 Panel híbrido fotovoltaico/térmico para uso con agua

Un panel FV/T para uso con agua, tiene una estructura similar a los paneles solares de placa plana convencionales. El absorbedor se cubre con numerosas celdas fotovoltaicas conectadas en serie o en paralelo y se fija debajo una serie de tubos ensamblados en paralelo. El agua es forzada a fluir a través de los tubos, si la temperatura del agua se mantiene baja, las celdas fotovoltaicas son enfriadas. Mientras tanto el agua que se va calentado al paso por el absorbedor es conducida a ciertos dispositivos. Esta parte del agua puede ser consumida o enfriada en los servicios de calefacción y fluye de vuelta al panel para recuperar el calor. La figura 45 muestra los diversos dispositivos basados para su uso con agua. (50)

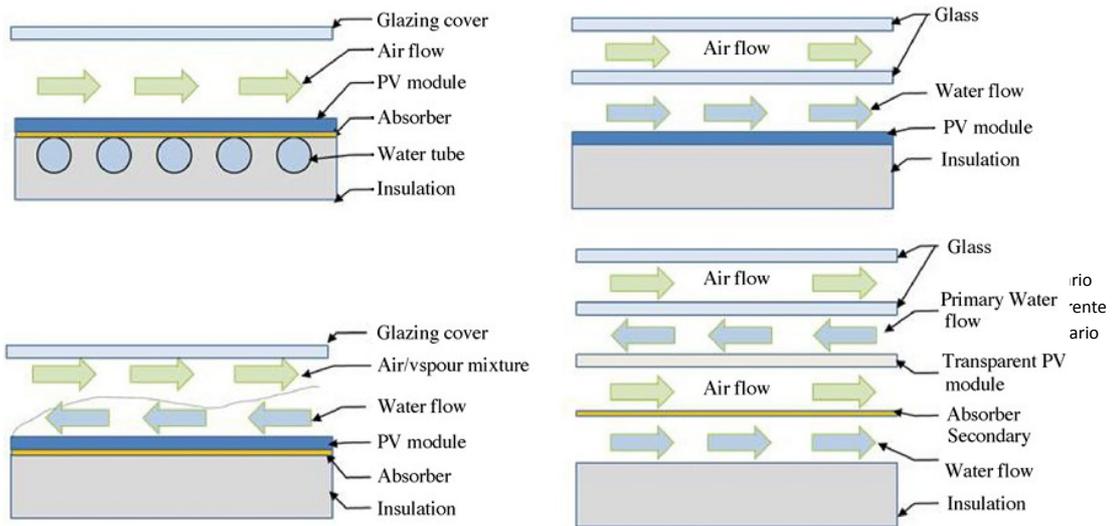


Figura 45. Tipo de colectores híbridos FV/T para uso con agua.

2.6.3 Panel híbrido fotovoltaico/térmico con refrigerante

Este panel se presenta la expansión directa del evaporador por debajo de las celdas fotovoltaicas lo que permiten al refrigerante evaporarse al pasar a través de los paneles fotovoltaicos. El refrigerante se evapora a una temperatura muy baja (0-20°C). Como resultado, las celdas fotovoltaicas se enfrían a baja temperatura, lo que resulta en un incremento significativo de la eficiencia de los paneles térmicos y las celdas fotovoltaicas. En la figura 46 se muestra la sección transversal de un panel con refrigerante. (51)

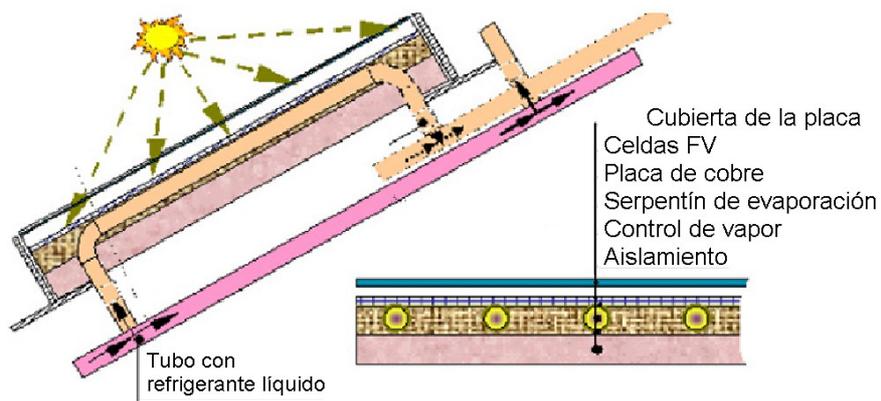


Figura 46. Sección transversal de un panel híbrido PV/T con refrigerante.

2.6.4 Panel híbrido fotovoltaico/térmico con tubos de calor

Los tubos de calor son considerados mecanismos eficientes de transferencia de calor que combinan los principios de conductividad térmica y de fase de transición. Un tubo de calor típico, mostrado en la figura 47, consta de tres secciones: evaporación, sección adiabática y de condensación. Cuenta con una solución ideal para la transmisión y eliminación de calor.

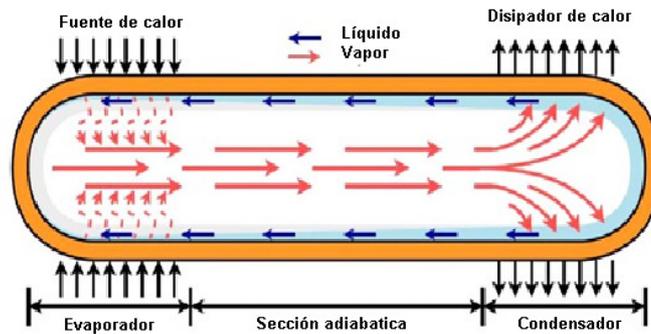


Figura 47. Diagrama de un tubo de calor convencional

Este panel se compone de una placa fotovoltaica y una placa plana que contiene micro-canales que actúan como sección de evaporación. Al otro extremo del tubo de calor en la sección de condensación se libera calor al fluido que pasa y el fluido dentro de esta sección se condensa debido a la descarga de calor.

Se afirma que la geometría de placa plana es más eficiente debido al excelente contacto térmico entre las celdas fotovoltaicas y dispositivos de extracción de calor. De esta manera, la eficiencia fotovoltaica se podría aumentar en un 15-30% en comparación con solos dispositivos fotovoltaicos, si la temperatura de la superficie se controla entre 40-50°C. En la figura 48 se muestra de forma esquemática tres tipos de paneles fotovoltaicos con tubos de calor.(52)

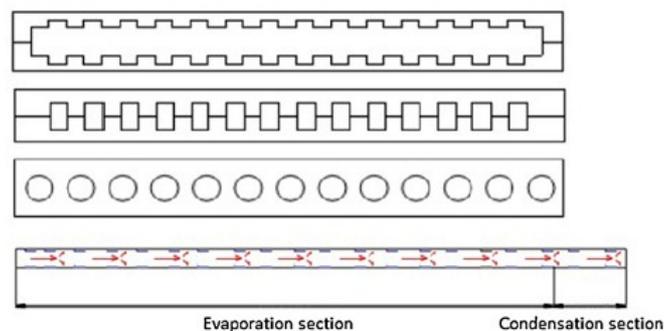


Figura 48. Diagrama de los tres tipos de tubos de calor en colector de placa plana

Qian introdujo un nuevo concepto para la integración de sistemas fotovoltaicos/térmicos que utiliza tubos de calor oscilante. Este sistema tubo de calor oscilante (OHP, por sus siglas en inglés) está diseñado para transportar el calor en forma oculta desde la celda fotovoltaica como lo muestra la figura 49. El sistema consiste en tubos de calor oscilantes, cabeceras, aletas, tubos con aletas, capa conductora de grafito, marco de metal, modulo fotovoltaico laminado y aislante.

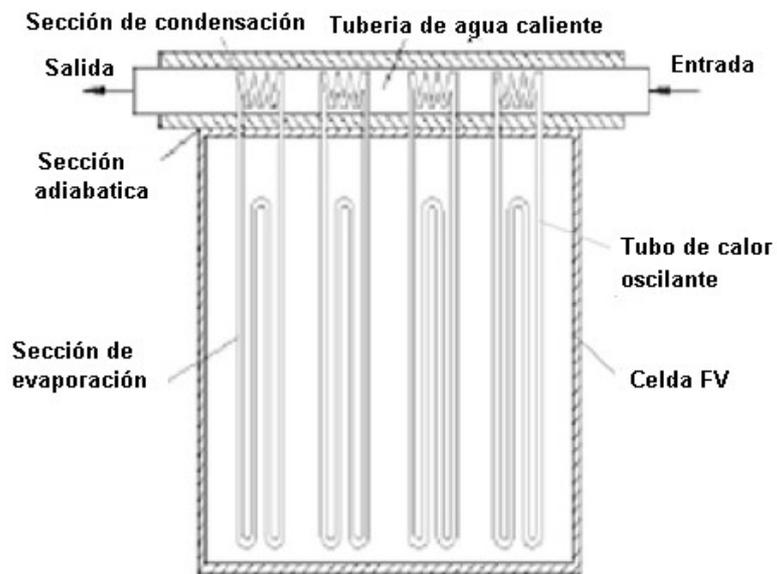


Figura 49. Diagrama del panel con tubo de calor oscilante

CAPÍTULO III TECNOLOGÍA TERMOSOLAR

3.1 Antecedentes de los colectores solares

Capturar la energía solar en forma de calor es relativamente fácil, y se puede hacer con una variedad de dispositivos fijos y de concentración. La elección depende típicamente de los niveles de temperatura requeridos para sus usos: calentamiento de agua, calefacción, enfriamiento de un espacio, proceso de calor, generador de energía o fabricación de combustibles. El almacenamiento de calor es significativamente menos costoso que el almacenamiento de electricidad, pero la compensación de calor solar en variación de estaciones a precios accesibles sigue siendo un desafío.

El uso de la energía solar nos remonta a Arquímedes, quien se dijo atacó a los romanos prendiendo fuego a los barcos con un espejo gigante concentrando los rayos del sol en el año 214 AC, pero no hay un relato contemporáneo del asedio a Siracusa que confirme la historia. René Descartes pensaba que la hazaña era imposible, pero en abril 1747 Georges Buffon prendió fuego a un tablón de abeto, embadurnado con brea, concentrando los rayos solares de 128 lentes.

En 1767, el científico suizo Horace de Saussure construyó el primer colector solar del mundo, o caja caliente. El astrónomo John Herschel se inspiró en la década de 1830 para celebrar pequeñas comidas familiares al aire libre con sólo una caja de este tipo. William Adams, un colono británico, desarrolló la cocina solar en la India para combatir el agotamiento de la leña. Félix Trombe construyó un horno concentrador solar en el Mont-Louis (Pirineo francés) en 1952, y luego uno más potente en Odeillo, en 1968.

(53)

A escala industrial, a finales del siglo XIX se desarrollaron en California los calentadores de agua solares, pero el descubrimiento de gas natural en 1920 frenó su expansión. En la década de 1960 millones de calentadores solares de agua fueron instalados en el techo de los hogares japoneses e israelíes. El auge se expandió a otros países después de la crisis del petróleo en 1974 pero el contra choque en 1986 (exceso de petróleo) mató a la nascente industria en países como Israel, Alemania y Austria. Más recientemente China domina el mercado mundial de la calefacción con instalaciones domésticas, en su mayoría con el sistema de “termosifón” con calentadores solares de agua basados en colectores de tubos al vacío.

En el 2010 los colectores solares térmicos cubrieron un área global de 28 000 hectáreas de superficie, de las cuales 16 500 fueron solo en China.

La energía solar térmica hoy en día, a pesar del reciente auge de la energía fotovoltaica, representa la mayor contribución solar para nuestras necesidades de energía, con más de 196 Gigawatts térmicos de capacidad y 162 Terawatts hora térmica producido en 2010.(54)

3.2 Tipos de colectores solares

Los colectores de energía solar son un tipo especial de intercambiadores de calor que transforman la energía de radiación solar en energía interna al medio de transporte. El componente principal de cualquier sistema solar es el colector. El colector es un dispositivo que absorbe la radiación solar incidente, la convierte en calor y la transfiere a un fluido caloportador (usualmente aire, agua o aceite) que fluye a través del colector. La energía solar recogida de este modo es transportada desde el fluido circulante ya sea directamente al equipo de agua caliente o espacio acondicionado, o a un tanque de almacenamiento del que se puede extraer para su uso en las noches o en días nublados. Básicamente hay dos tipos de colectores solares: no concentrados o estacionarios y los concentrados. Un colector no concentrado tiene la misma área para interceptar y absorber la radiación solar, mientras que un colector solar concentrado de seguimiento solar por lo general tiene superficies cóncavas reflectantes para interceptar y enfocar el haz de radiación del sol hacia un área de recepción más pequeña, aumentando de este modo el flujo de radiación. Un gran número de colectores solares están disponibles en el mercado. Una lista completa se muestra en la Tabla 2

Colectores de energía solar				
Movimiento	Tipo de colector	Tipo de absorbedor	Radio de concentración	Temperatura característica (°C)
Estacionario	Colector de placa plana	Plano	1	30 – 80
	Colector de tubo evacuado	Plano	1	50 – 200
	Colector parabólico compuesto	Tubular	1 – 5	60 – 240
Seguimiento en un solo eje	Colector parabólico compuesto	Tubular	5 – 15	60 – 300
	Reflector lineal Fresnel	Tubular	10 – 40	60 – 250
	Colector cilindro parabólico	Tubular	15 – 45	60 – 300
	Colector cilíndrico	Tubular	10 – 85	60 – 400
Seguimiento en dos ejes	Relector de disco parabólico	Puntual	600 – 2000	100 – 1500
	Colector campo de heliostato	Puntual	300 – 1500	150 – 2000

3.2.1 Colectores estacionarios

Los colectores solares se distinguen por su movimiento, es decir: estacionarios, con seguimiento en un eje, con seguimiento en dos ejes; así como también su temperatura de operación. Los colectores estacionarios están fijos de manera permanente en su posición por lo que no hacen seguimiento del sol. Tres tipos colectores entran en esta categoría.

1. Colector de placa plana
2. Colectores estacionarios parabólicos compuestos
3. Colector de tubo evacuado

3.2.1.1 Colector de placa plana

Un colector típico de placa plana se muestra en la figura 50. Cuando la radiación solar pasa a través de una cubierta transparente e incide sobre la superficie de absorción con alta capacidad de absorción, una gran parte de esta energía es absorbida por la placa y después transferida al medio de transporte en los tubos de fluido para ser para ser usado o almacenado. El lado inferior de la placa de absorción y el lado de la cubierta están bien aislados para reducir las pérdidas por conducción.

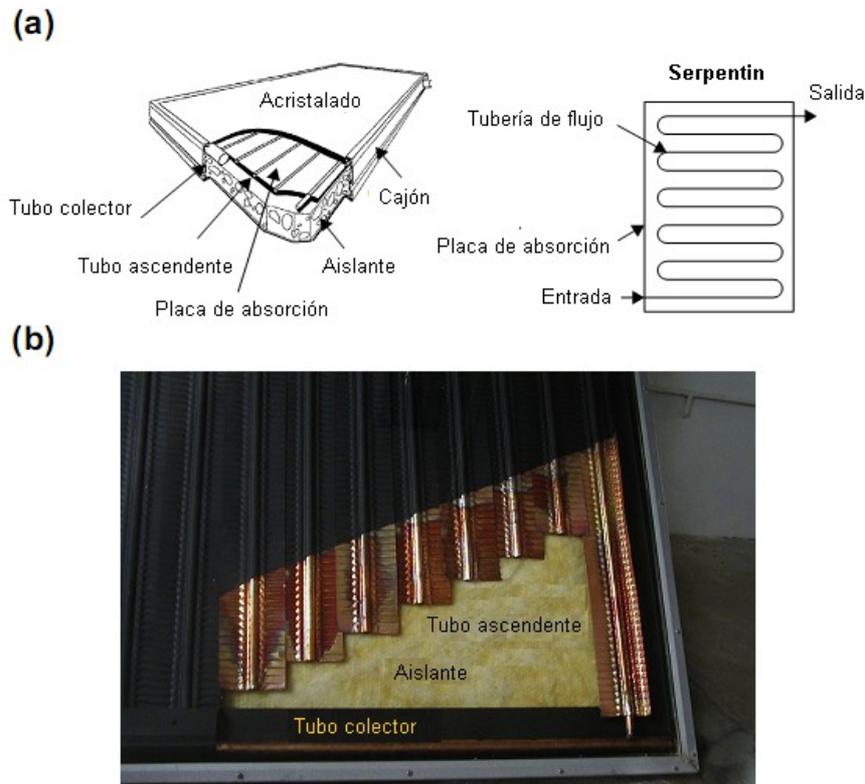


Figura 50. Colector típico de placa plana, a) imagen de un colector de placa plana, b) fotografía de un colector de placa plana mostrando el tubo cabezal y los tubos de subida.

Los tubos están conectados en ambos extremos a un tubo cabezal de mayor diámetro. La cubierta transparente se utiliza para reducir las pérdidas por convección y asegurar la estanqueidad del aire entre la placa de absorción y el vidrio. También reduce las pérdidas por radiación desde el colector, como el cristal es transparente a la radiación de onda corta recibida por el sol pero es casi opaco a la radiación térmica de onda larga emitida por la placa de absorción (efecto invernadero).

El colector de placa plana normalmente se encuentra fijo por lo que no requiere de un sistema de seguimiento solar. Deben estar orientados directamente hacia el ecuador, viendo hacia el sur en el hemisferio norte y viendo hacia el norte en el hemisferio sur. El ángulo de inclinación óptimo es igual a la latitud del lugar con variaciones de ángulo de 10 a 15° más menos dependiendo de la aplicación. El colector generalmente consta de los componentes mostrados en la siguiente figura 51.

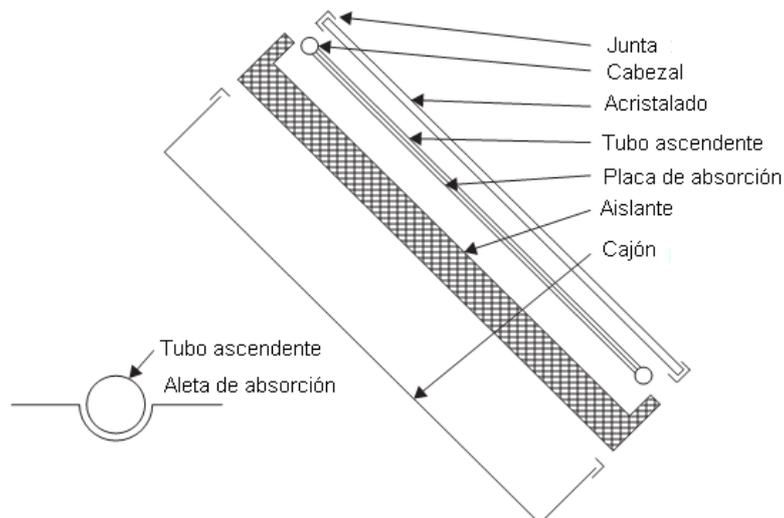


Figura 51. Componentes de un colector solar plano

Acrilamiento: una o más hojas de vidrio templado o de material diatérmico.

Tubos y pasajes: Conducen directamente el fluido de transferencia de calor desde la entrada a la salida.

Aletas de absorción: placas planas, onduladas o acanaladas a las que se unen los tubos

Cabeceras o colectores: admiten y descargan el fluido.

Aislamiento. Para reducir al mínimo la pérdida de calor en la parte posterior y a los costados del colector.

Contenedor: Rodea a los componentes internos y los mantiene libre de polvo y humedad.

A pesar de los efectos adversos de la radiación ultravioleta, el colector debe tener una larga vida. Debe resistir la corrosión del sol, la obstrucción debido a la acidez o alcalinidad, la dureza del fluido de transferencia de calor, el congelamiento del agua, o la deposición de polvo o humedad en el vidrio, la rotura de los cristales debido a la expansión térmica, granizo, vandalismo o cualquier otra causa. Estas causas pueden ser minimizadas mediante el uso de vidrio templado.(55)

Material de acristalamiento

El vidrio ha sido utilizado para cubrir los colectores solares, ya que puede transmitir en un 90% la radiación solar incidente. El vidrio con bajo contenido en hierro tiene una alta transmisión de la radiación solar (aproximadamente 0.85-0.90 de incidencia), pero su transmitancia es prácticamente cero para la radiación térmica de onda larga emitida por las superficies calentadas por el sol.

Las películas y hojas plásticas también poseen una alta transmitancia de onda corta, pero la mayoría poseen bandas de transmisión en medio del espectro de radiación térmica y pueden tener una alta transmitancia de onda larga. Generalmente los plásticos también son limitados debido a las temperaturas que pueden sostener sin deteriorarse o sufrir cambios dimensionales. Pocos tipos de plásticos pueden resistir la radiación ultravioleta del sol durante largos periodos. Sin embargo, no se rompen por el granizo o las piedras y en forma de láminas delgadas son completamente flexibles y de bajo peso.

Los recubrimientos antireflejantes y las superficies texturizadas pueden mejorar la transmisión significativamente. Se han desarrollado materiales aislantes transparentes de bajo costo resistente a altas temperaturas con el objetivo de que la comercialización de estos colectores llegue a ser factible.

Por un adecuado tratamiento químico o electrolítico, las superficies de los colectores pueden producir valores altos de absorbencia y baja emitancia a longitud de onda larga. Las superficies selectivas son importantes cuando la temperatura de la superficie del colector es mucho más alta que la temperatura del aire del ambiente. El recubrimiento absorbente más barato es una capa de pintura negro mate, sin embargo, esta no es selectiva y el rendimiento del colector es muy bajo.

Absorbedores solares conocidos como absorbedores en tándem, se basan en dos capas con diferentes propiedades ópticas. Un recubrimiento de semiconductor o

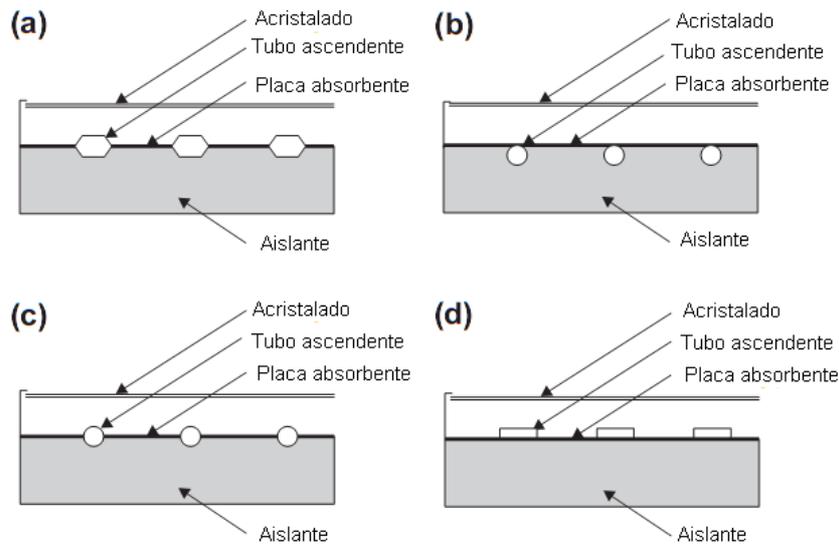
dieléctrico con alta absorción solar y alta transmitancia de infrarrojos en la parte superior de un material altamente reflectante no selectivo. Otra alternativa es recubrir un material altamente absorbente no selectivo con un Heat Mirror que tiene una alta transmitancia solar y alta reflectancia en el infrarrojo. (56)

Hoy en día, los absorbedores solares comerciales son hechos por galvanoplastia, anodización, evaporación, pulverización catódica, y la aplicación de pinturas solares selectivas. De la gran variedad de recubrimientos selectivos desarrollados, el más utilizado es el cromo negro. Gran parte del progreso en los últimos años se ha basado en la aplicación de técnicas de vacío para la producción de absorbedores tipo aletas utilizadas en aplicaciones a baja temperatura. Los procesos químicos y electroquímicos utilizados para su comercialización se emplearon rápidamente en la industria de acabados metálicos.

Construcción del colector

Para los conductos del colector, los pasajes deben ser integrales o estar firmemente adherido a la placa de absorción. Un problema importante es la obtención de una buena unión térmica entre tubos y placas sin incurrir en costos excesivos para la mano de obra o los materiales. Los materiales más utilizados para placas colectoras son: cobre, aluminio y acero inoxidable. El aislamiento posterior de un colector de placa plana está hecho de fibra de vidrio o una estera de fibra mineral que no desprenda gas a elevadas temperaturas. La figura 52 muestra una serie de diseños de calentadores solares de placa plana para agua y aire que se han utilizado con diversos grados de éxito.

Sistemas de agua



Sistemas de aire

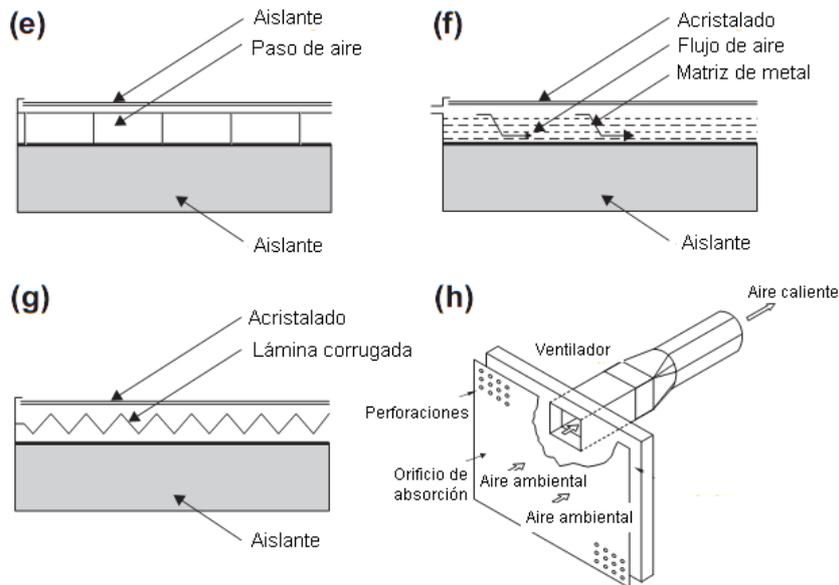


Figura 52. Diversos tipos de configuración para colectores solares de agua y aire.

La figura 52(a) muestra un diseño de hoja unido, en el que los pases del fluido son parte integral de la placa para asegurar una buena conductividad térmica entre el metal y el fluido. La figura 52(b) y (c) muestra a los tubos unidos con soldadura blanda, soldadura fuerte o fijas mediante otro método a la superficie en la parte inferior o superior de las hojas o tiras de cobre. Los tubos de cobre se utilizan con mayor frecuencia debido a su alta resistencia a la corrosión y a su alta conductividad térmica. La figura 52(d) muestra el uso de tubo rectangular extruido para obtener un área de transferencia de calor más grande entre el tubo y la placa.

El aire u otros gases pueden ser calentados con colectores planos, particularmente si se utiliza una superficie extendida para contrarrestar los bajos coeficientes de transferencia de calor entre el metal y el aire (figura 52(e)). Pueden ser utilizadas matrices fabricadas en metal (figura 52(f)), hojas delgadas de metal corrugado (figura 52(g)) o absorbedores rugosos con superficies selectivas aplicadas sobre éstas cuando se requiere de un alto rendimiento. El principal requisito de estos diseños es un gran área de contacto entre la superficie de absorción y el aire.(57) Otro tipo de colector para uso con aire se muestra en la figura 52(h), de transpiración. Los colectores de transpiración son estructuras simples utilizadas para calefacción en edificios. Este colector está formado por una lámina de metal ennegrecido perforado que se coloca a corta distancia de la pared frente a la cara sur del edificio. Mediante un ventilador el aire del ambiente es forzado a pasar a través de los orificios, el cual es calentado y distribuido dentro del edificio.(58)

Otra categoría es el colector solar no cubierto o desnudo. Estos suelen ser unidades de bajo costo y ofrecen energía solar térmica rentable en aplicaciones como precalentamiento de agua para uso doméstico o industrial, calentamiento de piscinas, calefacción y calentamiento de aire para aplicaciones industriales o agrícolas. Generalmente, estos colectores se utilizan en casos donde la temperatura de funcionamiento del colector está cerca a la temperatura ambiental. Estos colectores son llamados colectores de panel, consisten en una amplia hoja absorbente, hecha de plástico, que contiene espacios cerrados por donde circula el fluido (figura 53). Los materiales utilizados para los colectores de panel de plástico incluyen polipropileno, polietileno, acrílico y policarbonato.

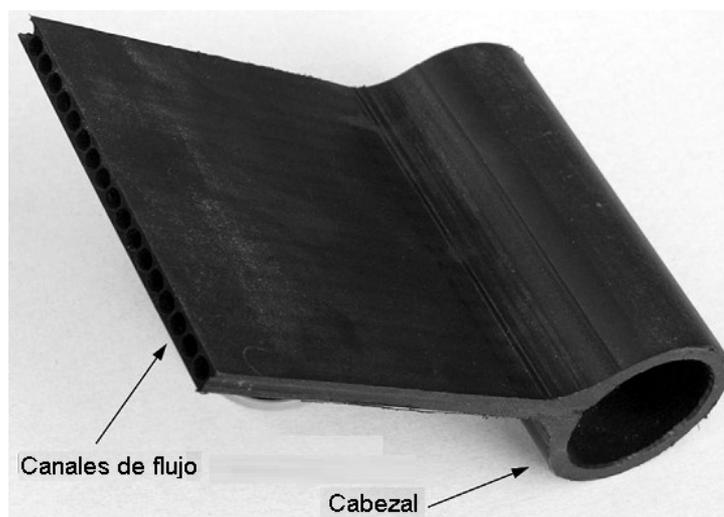


Figura 53. Diversos tipos de configuración para colectores solares de agua y aire.

Los colectores de placa plana son con mucho, el tipo de colector más utilizado. Se emplean normalmente para aplicaciones a baja temperatura, hasta 80 °C. Debido a la introducción de recubrimientos altamente selectivos, colectores estándar actuales pueden alcanzar temperaturas de estancamiento de más de 200 °C. Con los colectores de placa plana se pueden obtener buena eficiencia, temperaturas de aproximadamente 100 °C.

3.2.1.2 Colector parabólico compuesto

Los colectores parabólicos compuestos (CPC) tienen la capacidad de reflejar al absorbedor radiación incidente dentro de amplios límites. La necesidad de mover el concentrador para adecuarse a la posición solar puede ser reducida mediante el uso de una artesa con dos secciones parabólicas una frente a la otra.

Concentradores parabólicos compuestos pueden aceptar la radiación a través de una relativa amplia gama de ángulos. Mediante el uso de múltiples reflexiones internas, cualquier radiación que ingresa en la abertura dentro del ángulo de aceptación del colector encuentra su camino hacia la superficie del absorbedor situado en la parte inferior del colector. El absorbedor puede adoptar una gran variedad de configuraciones. Pueden ser planos, bifaciales, de cuña o cilíndricos, como se muestra en la figura 54.

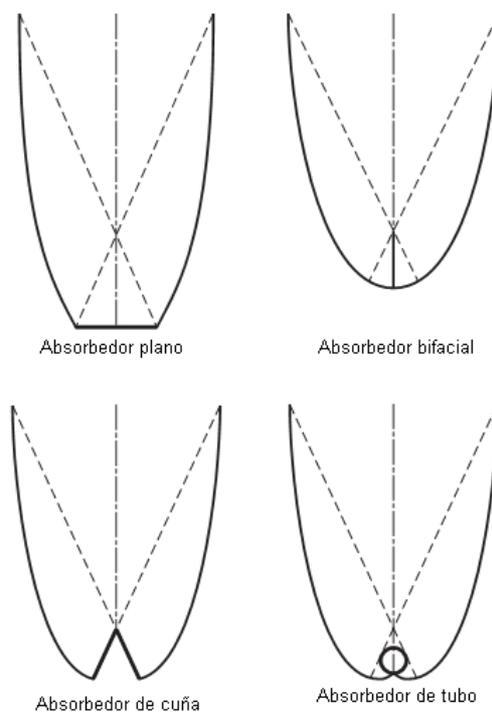


Figura 54. Diversos tipos de concentradores compuestos

Se han diseñado dos tipos de colectores; simétricos y asimétricos. Se emplean principalmente con absorbedores de tipo aleta y los concentradores tubulares. El tipo de aleta para el colector simétrico puede ser plana, bifacial o de cuña, con un solo canal o con múltiples canales. Los colectores deben tener un espacio entre el receptor y el reflector para prevenir que el reflector actúe como una aleta conductora de calor lejos de la absorbedor. Debido a que el espacio resulta en una pérdida de área de reflexión correspondiente a una pérdida de rendimiento.

Para aplicaciones de alta temperatura se emplean colectores con sistema de seguimiento, la radiación puede ser concentrada por una uno o más reflectores sobre la superficie parabólica. Los colectores compuestos parabólicos pueden ser fabricados como una unidad con apertura y un receptor (figura 54) o como un panel (figura 55(a)). Cuando se construye como un panel se parece a un colector de placa plana, como se muestra en la figura 55(b).

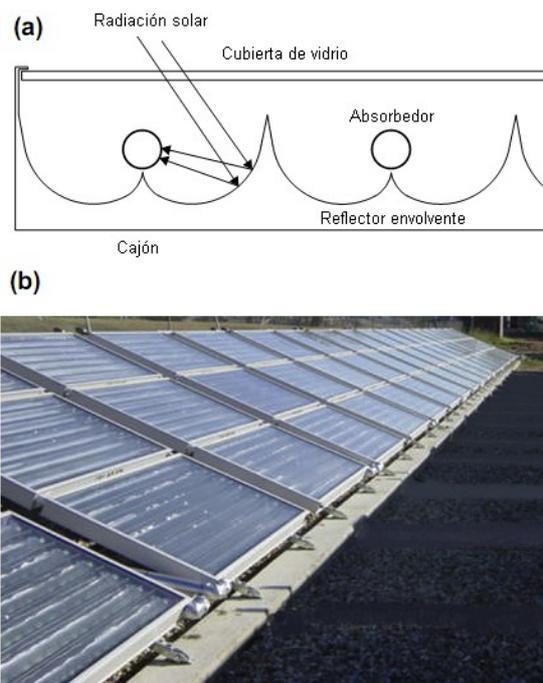


Figura 55. Panel parabólico con concentradores cilíndricos. (a) Diagrama esquemático. (B) Foto de una instalación con panel de colector cilindro parabólico

Otra categoría es la de tipo asimétrico. Se puede tener una configuración donde el absorbedor está en posición inversa o al revés. En esta posición la radiación se dirige en la parte inferior de la placa por un concentrador estacionario como se muestra en la figura 56(a). De esta manera, las pérdidas de calor del absorbedor se reducen significativamente debido a que el lado superior de la placa está bien aislado y las pérdidas por convección se reducen debido al bloqueo de la corriente por la propia placa. Otra configuración es el diseño inclinado (figura 56(b)). En comparación con un

colector de placa plana, estos diseños tienen menor eficiencia óptica debido a las pérdidas por dispersión en el reflector, pero poseen una mejor eficiencia a altas temperaturas.

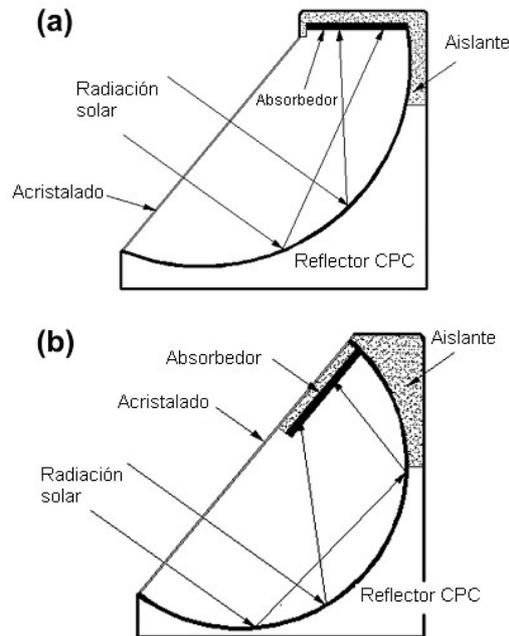


Figura 56. Colector compuesto parabólico. a) Colector invertido. b) Colector inclinado

Una variación en la configuración del colector compuesto parabólico (CCP) plano es el llamado doble cara, también conocido como colectores solares bifaciales de placa plana debido a que el absorbedor se irradia a ambos lados del concentrador. En el diseño presentado por Goetzberger (59), el absorbedor está "aislado" en todos los lados con un aislamiento transparente mientras que en el diseño presentado por Tripanagnostopoulos (60) se utiliza un acristalamiento sencillo, ya sea en una unidad o en tres unidades de espejo como se muestra en Figura 57 (a) y (b) respectivamente.

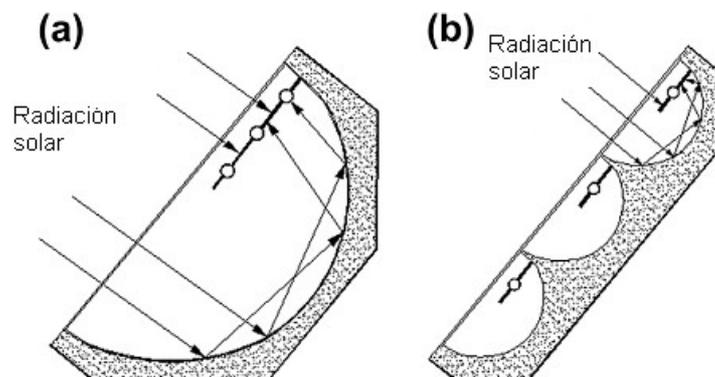


Figura 57. Sección transversal de (a) colector CPC con una unidad de espejo-reflector, (b) colector CPC con tres unidades de espejo-reflector.

3.2.1.3 Colector de tubos evacuados

Los colectores solares de placa plana se han desarrollado para su uso en climas cálidos. Sin embargo, sus beneficios se reducen considerablemente cuando las condiciones se vuelven desfavorables durante el frío, días nublados y ventosos. Por otra parte, las influencias climatológicas, tales como la condensación y la humedad provocan el deterioro prematuro de los materiales internos, lo que resulta en una reducción del rendimiento y el fallo del sistema.

Los colectores solares de tubo de calor evacuado funcionan de manera diferente a otros colectores disponibles en el mercado. Estos consisten en un tubo de calor dentro de un tubo sellado al vacío, como se muestra en la figura 58. En una instalación, varios tubos están conectados al tubo múltiple como se muestra en la Figura 59.

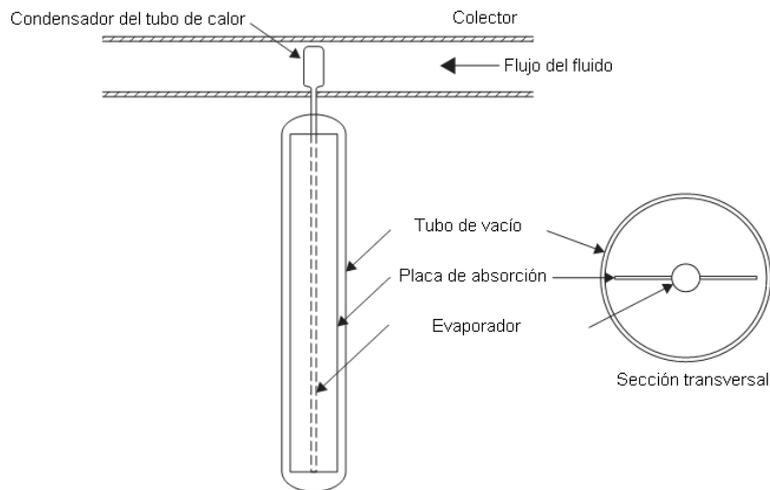


Figura 58. Diagrama esquemático de un colector de tubos de vacío

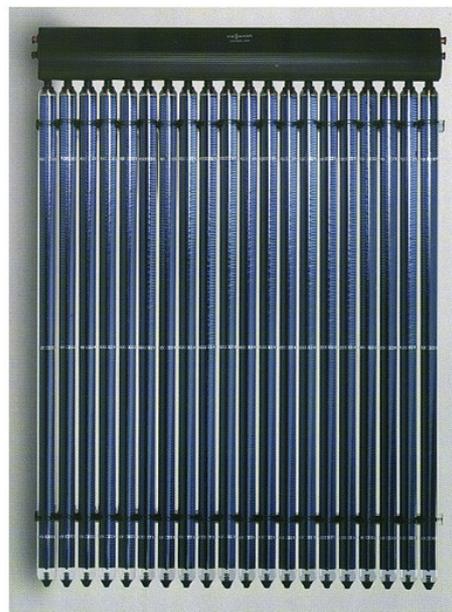


Figura 59. Fotografía de un colector de tubos de calor al vacío

Los colectores de tubos al vacío han demostrado que la combinación de una superficie selectiva y la supresión de convección dan lugar a un buen rendimiento a altas temperaturas. La envoltura al vacío reduce las pérdidas por convección y conducción, por lo que los colectores pueden operar a temperaturas más altas que los colectores de placa plana. Al igual que los colectores de placa plana lo colectores de tubos al vacío recogen la radiación, tanto directa y difusa, pero su eficiencia es más alta en los ángulos de incidencia bajos. Esto le da una ventaja sobre los colectores de placa plana en términos de rendimiento a lo largo del día.

Los tubos de vacío utilizan materiales de cambio de fase líquido-vapor para transferir calor con alta eficiencia. Estos colectores cuentan con un tubo de calor (un conductor térmico muy eficaz). El tubo, que es un tubo de cobre sellado, se une después a una aleta de cobre con un recubrimiento selectivo (placa de absorción). Una punta de metal saliente en la parte superior queda unida al tubo sellado (condensador).

El tubo de calor contiene una pequeña cantidad de líquido (p.ej. metanol) que se somete a un ciclo de evaporación-condensación. En este ciclo, el calor del sol evapora el líquido y el vapor viaja a la región del disipador de calor, donde se condensa y libera su calor latente. El líquido condensado retorna al colector y el proceso se repite. Cuando se montan estos tubos, la punta de metal saliente se introduce en un intercambiador de calor (múltiple), como se muestra en la figura 58.

El agua o glicol fluye a través del colector y recoge el calor de los tubos. El fluido caliente circula a través de otro intercambiador de calor y sede su calor al agua que posteriormente se almacena en un termo-tanque. Otra posibilidad es utilizar el colector de tubo evacuado conectado directamente a un tanque de almacenamiento de agua caliente. Debido a que no hay evaporación o condensación posible por encima de la temperatura de cambio de fase, el tubo de calor ofrece una protección inherente de congelación o sobrecalentamiento. Este control de la temperatura auto-limitante es una característica única del colector de tubo de calor evacuado.

Uno de estos diseños, presentado recientemente en un intento de reducir el coste y aumentar el tiempo de vida se muestra en la figura 60.



Figura 60. Colector de tubo evacuado tipo-Dewar todo de vidrio.

Utiliza dos tubos de vidrio concéntricos, el espacio entre los tubos esta al vacío, creando una camisa de vacío. En este tipo de colector, el recubrimiento selectivo se deposita en un extremo sobre la superficie lateral del tubo de vidrio. Entonces este tubo se inserta en un segundo tubo de vidrio abovedado de mayor diámetro y los tubos se unen en el extremo abierto. La ventaja de este diseño es que está hecho completamente de vidrio, la eliminación de las pérdidas por fugas y el mantenimiento se vuelve más barato. Sin embargo, este tipo de tubos solo son adecuados para sistemas de baja presión y tienen la desventaja de que si un tubo se rompe todo el fluido se pierde. (61)

Como los colectores de tubos de vacío son relativamente caros, el costo-eficacia de estos colectores se puede mejorar reduciendo el número de tubos, haciendo uso de reflectores para concentrar la radiación solar. Un reflector difuso (reflectividad, $\rho=0,6$) montado detrás de los tubos, espaciados a un diámetro del tubo, como se muestra en la figura 61(a), aumenta la energía absorbida en cada tubo por más de 25% de incidencia normal. Se puede mejorar mediante el uso de reflectores de tipo parabólico, como se muestra en la figura 61(b). Los conjuntos de tubos de vacío con concentradores estacionarios pueden alcanzar temperaturas de estancamiento superior a 300 °C.

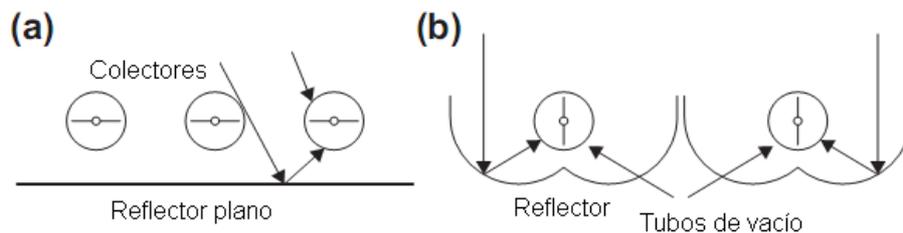


Figura 61. Conjunto colector de tubo evacuado con reflectores. (a) Reflector plano difuso.
(b) reflector compuesto parabólico

Otro tipo de colector desarrollado es el colector parabólico compuesto integrado (ICPC, por sus siglas en inglés). Este es un colector de tubo evacuado que en la parte inferior tiene un material reflectante. En este caso, se utiliza ya sea un colector compuesto parabólico, figura 62(a), o un reflector cilíndrico, figura 62(b).(62)

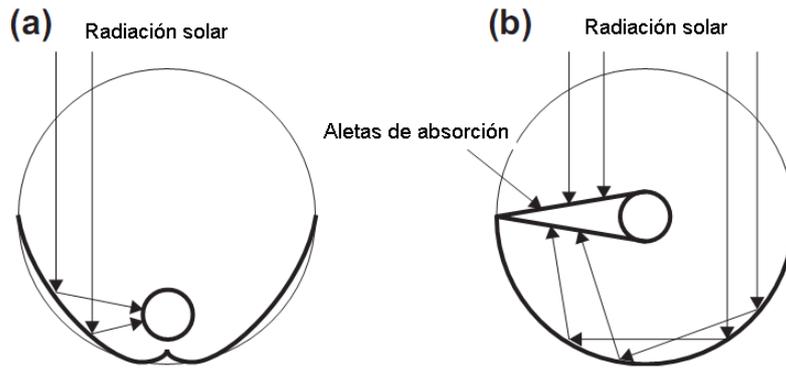


Figura 62. Colector integral parabólico compuesto, (a) interno. (b) reflector circular con absorbedor tipo aleta.

3.2.2 Colectores concentrados con seguimiento solar

La temperatura de suministro de energía se puede aumentar al disminuir el área de pérdidas de calor. Se pueden alcanzar temperaturas muy superiores si se concentra una gran cantidad de radiación solar en un área pequeña. Esto se logra mediante la interposición de un dispositivo óptico entre la fuente de radiación y la superficie de absorción de energía. Los colectores concentrados presentan ciertas ventajas en comparación con colectores no concentrados. Las principales ventajas son:

- En un sistema concentrador el fluido de trabajo puede alcanzar temperaturas más altas que un sistema de placa plana con la misma superficie. Esto significa que se puede lograr una mayor eficiencia termodinámica.
- La eficiencia térmica es mayor debido a la pequeña área de pérdida de calor en relación con el área de captación
- Las superficies reflectantes requieren menos material y son estructuralmente más simple que los colectores de placa plana. Para un colector concentrador, el costo por unidad de área de la superficie percibida es por lo tanto menor.
- Debido a la pequeña área de receptor por unidad de energía solar percibida, el tratamiento selectivo de la superficie y el aislamiento por vacío son económicamente viables.

Las desventajas son la siguiente:

- Los sistemas de concentración recogen poca o ninguna cantidad de radiación solar difusa dependiendo de la relación de concentración.
- Se requiere de algún tipo de sistema de seguimiento para permitir que el colector siga el movimiento del sol
- Las superficies reflectantes pueden perder su reflectancia con el tiempo, además de requerir una limpieza periódica y de renovación.

Los concentradores pueden ser refractores o reflectores, pueden ser cilíndricos o parabólicos, continuos o segmentados. Los receptores pueden ser convexos, planos, cilíndricos o cóncavos y pueden ser cubiertos o no cubiertos. La relación de concentración, es decir, la proporción de la abertura del concentrador en comparación con el área del absorbedor, puede variar a lo largo de varios órdenes de magnitud, desde muy bajo ligeramente por encima de la unidad a valores tan altos del orden de 10.000. El aumento de las relaciones significa un aumento en la temperatura a la cual la energía puede ser entregada, pero en consecuencia, estos colectores deben aumentar la precisión en la calidad óptica y la colocación del sistema óptico.

Debido al movimiento aparente del sol a través del cielo, colectores de concentración convencionales deben seguir el movimiento diario del sol. El movimiento del sol se puede seguir fácilmente por dos métodos. El primero es el método altazimutal, requiere que el dispositivo de seguimiento pueda girar a lo largo de dos ejes perpendiculares de movimiento (horizontal y vertical), es decir, cuando se realiza correctamente, este método permite al concentrador seguir el movimiento exacto del sol. El segundo es el seguimiento en un eje, en el que el colector sigue el sol en una sola dirección ya sea de este a oeste o de norte a sur. Estos sistemas requieren un ajuste preciso y continuo para compensar los cambios en la orientación del sol.

En colectores de concentración, la energía solar se concentra ópticamente antes de ser transferida en forma de calor. La concentración se puede conseguir por reflexión o refracción de la radiación solar mediante el uso de espejos o lentes. La luz reflejada o refractada se concentra en una zona focal, aumentando así el flujo de energía en el receptor. Los colectores de concentración también se pueden clasificar en formadores de imagen y no formadores de imagen, dependiendo de si la imagen del sol se centra en el receptor. Los tipos de concentradores que forman imagen son:

1. Colector cilindro parabólico (CCP)
2. Reflector lineal fresnel (RLF)
3. Reflector de disco parabólico (RDP)
4. Colector de campo de heliostato (CCH)

3.2.2.1 Colector cilindro parabólico

Los sistemas con tecnología de bajo costo y estructuras ligeras para aplicación en procesos con temperaturas de 400 ° C se pueden obtener con colectores cilíndricos parabólicos (CCP). Los colectores cilíndricos parabólicos pueden producir eficazmente temperaturas de entre 50 y 400 °C.

Los colectores cilíndricos parabólicos son fabricados doblando una hoja de material reflectante en forma parabólica. Se coloca a lo largo de la línea focal del colector un tubo de metal negro, cubierto con un tubo de vidrio para reducir las pérdidas de calor (figura 63). Cuando la parábola está apuntando hacia el sol, los rayos inciden en forma paralela al reflector y estos se reflejan hacia el tubo receptor. La radiación concentrada alcanza el tubo receptor donde se calienta el fluido que circula a través de él, transformando la radiación solar en calor útil. Es suficiente con utilizar un sistema de seguimiento de un solo eje; por lo tanto, se producen paneles de colectores largos.

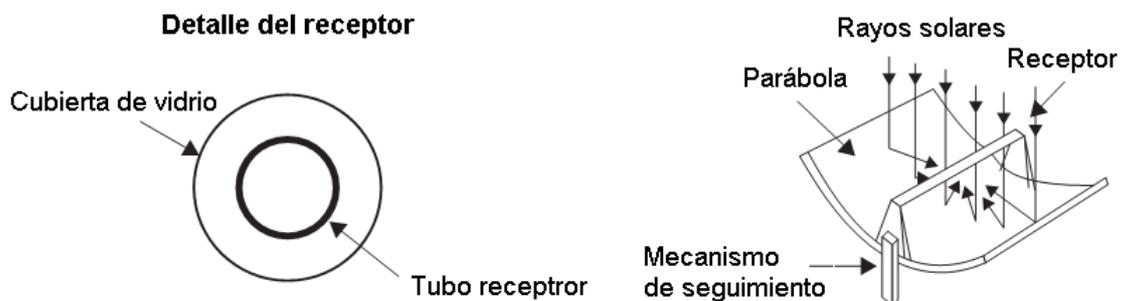


Figura 63. Esquema de un colector cilindro parabólico.

El colector puede ser orientado en dirección este a oeste siguiendo al sol de norte a sur, o en una dirección norte-sur, siguiendo al sol de este a oeste. Fotografías de los colectores cilindro parabólicos se muestran en la figura 64

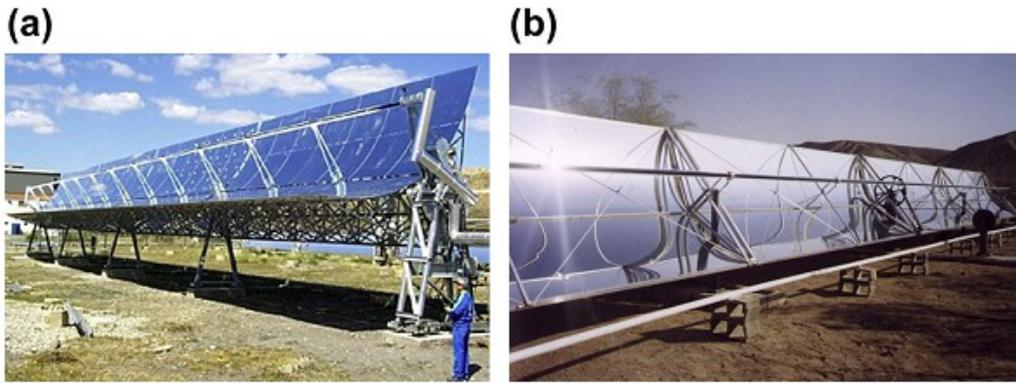


Figura 64. Fotografía de un colector cilindro parabólico. (a) colector EuroTrough (b) Colector industrial

Durante el período de un año, un campo de colectores parabólico ubicado horizontalmente de norte-sur generalmente recoge un poco más de energía que un campo ubicado este-oeste. Sin embargo, el campo de norte-sur recoge una gran cantidad de energía en verano y menos en invierno. El campo ubicado de este-oeste acumula más energía en invierno que un campo ubicado de norte a sur pero menos en verano, proporcionando una producción anual más constante. Por lo tanto, la elección de la orientación por lo general depende de la aplicación y si se necesita más energía durante el verano o el invierno.

La tecnología cilindro-parabólica es la más avanzada de las tecnologías de energía solar térmica a causa de una considerable experiencia con los sistemas y el desarrollo de una pequeña industria comercial para producir y comercializar estos sistemas. Los colectores cilindro parabólicos son la tecnología solar más madura logrando temperaturas de hasta 400 °C para la generación de electricidad térmica solar o aplicaciones con procesos de calor.

El receptor de un colector cilindro-parabólico es lineal. Por lo general, se coloca un tubo a lo largo de la línea focal para formar superficie receptora externa. El tamaño del tubo y la relación de concentración, se determina por el tamaño de la imagen del sol reflejada y las tolerancias de fabricación de la artesa. La superficie del receptor está típicamente recubierta con una capa selectiva que tiene un alto grado de absorción de la radiación solar y una baja emitancia para la pérdida de radiación térmica.

Una cubierta de vidrio se coloca generalmente alrededor del tubo receptor para reducir la pérdida de calor por convección desde el receptor, lo que reduce aún más el coeficiente de pérdida de calor. Una desventaja de la cubierta de vidrio es que la luz reflejada desde el concentrador debe pasar a través del cristal para alcanzar el absorbedor adicionando una pérdida de transmitancia de aproximadamente 0,9,

cuando el vidrio está limpio. La envoltura de vidrio por lo general tiene un recubrimiento antirreflejante para mejorar la transmisividad. Una forma de reducir aún más la pérdida de calor por convección desde el tubo receptor y por lo tanto aumentar el rendimiento del colector, en particular para aplicaciones de alta temperatura, es necesario evacuar el espacio entre el tubo de vidrio y el receptor. La longitud total del tubo receptor de generalmente es de 25 a 150 m.

Para lograr la rentabilidad en la producción en serie, la estructura del colector debe, mantener el contenido de material al mínimo no sólo debe tener una alta relación rigidez-peso, sino también ser susceptibles a procesos de fabricación de manufactura. Un reciente desarrollo en este tipo de colectores es el diseño y la fabricación del colector cilindro parabólico, EuroTrough, en el que se utiliza una avanzada estructura de peso ligero para lograr la generación de energía solar a un costo eficiente. En base a los datos de pruebas ambientales hasta la fecha, el espejo de vidrio parece ser el material preferido, aunque hay en el mercado materiales reflectantes autoadhesivos con tiempos de vida de entre 5-7 años.

Para el colector cilindro parabólico EuroTrough, se ha seleccionado el diseño llamado caja de torsión, un modelo con menos peso y menos deformaciones en la estructura causado por el peso muerto y carga viento. Esto reduce la torsión y la flexión de la estructura durante la operación resultando en el aumento de la resistencia al viento y en el rendimiento óptico. El elemento central del diseño en la caja de torsión es una estructura de acero con espacios entre marcos de 12 m de largo con una sección transversal cuadrada que cuenta con brazos de soporte para los espejos parabólicos. La estructura está construida sólo con cuatro piezas de acero. Esto conduce a una fabricación más fácil y disminuye el esfuerzo requerido y por lo tanto el costo de montaje en sitio.(63)

3.2.2.2 Reflector lineal fresnel

Típicamente un colector lineal fresnel incluye una serie de espejos, su diseño puede ser diferente en función de las dimensiones de espejos individuales y del arreglo en general. Además, la naturaleza fija del receptor proporciona considerable libertad de diseño. Por otro lado, los colectores lineales fresnel tienen una eficiencia óptica/térmica inferior a los de cilindro parabólico ya que la combinación de un receptor fijo y los paneles de espejos de seguimiento en un eje en el plano horizontal resulta en mayores pérdidas coseno que una artesa. (64)

El concepto de colectores lineales fresnel han sido analizados en el pasado, hay numerosos tipos de diseños. En general los diseños lineales fresnel difieren en el diseño por el conjunto de receptores y en la disposición de los espejos. El conjunto receptor puede tener una configuración horizontal, vertical o triangular. En particular el reflector lineal fresnel compacto (RLFC) puede utilizar dos torres receptoras separadas (figura 65). Un espejo puede seguir cualquiera de los dos receptores en un momento determinado del día dependiendo de la opción de seguimiento que proporcione menos sombreado o pérdida por bloqueo, esto proporciona una mejor eficiencia óptica, pero aumenta la complejidad del diseño en el mecanismo de seguimiento.(65)

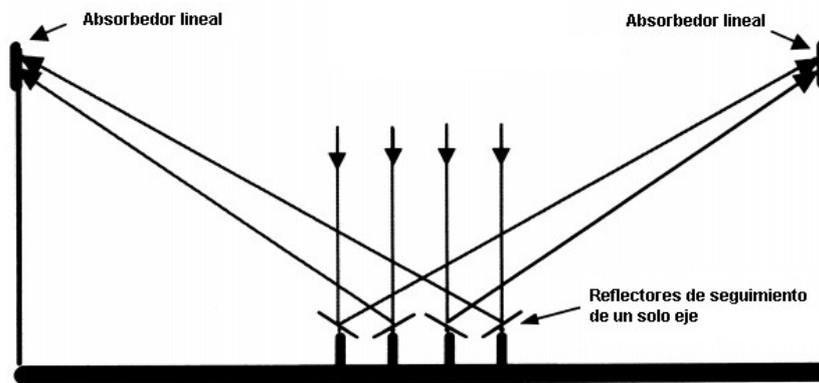


Figura 65. Diagrama que muestra el intercalado de espejos sin sombreado entre estos en un RLFC.

Se utiliza una serie de tubos receptores en lugar de un solo tubo para aumentar la superficie del receptor lo que lleva a un aumento en la interceptación de radiación del colector. Se emplean reflectores de cavidad trapezoidal con tubos receptores no evacuados y se añade un aislante térmico en la cavidad lateral para reducir la pérdida térmica (figura 66). Sin embargo, cuando son empleados receptores de tubos evacuados, el uso más adecuado es para aplicaciones de baja temperatura (180-300°C) debido al alto coeficiente de pérdida térmica.(66)

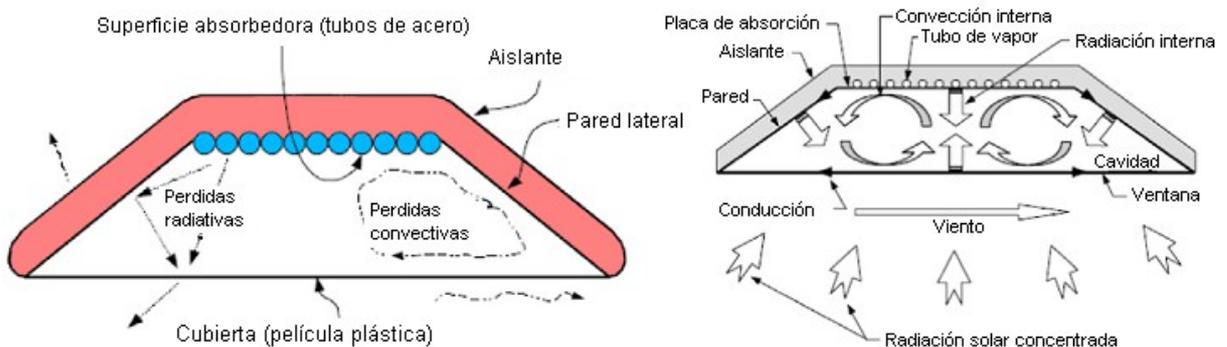


Figura 66. Diseños del receptor de cavidad trapezoidal.

Cuando se utiliza un solo tubo receptor para reducir el costo de fabricación, se emplea un reflector secundario para aumentar el rendimiento óptico del colector. El diseño óptimo de los reflectores secundarios es un proceso complicado y también puede depender del diseño del colector. Los diseños de reflectores secundarios tradicionales tienden a seguir o evolucionar a partir de las formas de concentradores parabólicos compuestos. Ejemplos de diseños secundarios se muestran en la figura 67. (67)

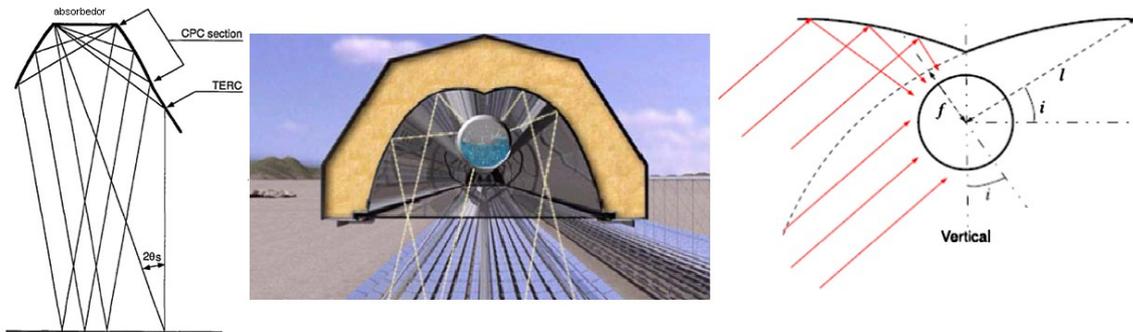


Figura 67. Algunos ejemplos de diseño en reflector secundario.

Actualmente, hay dos conceptos comerciales en plantas lineales Fresnel que son producidas por Novatec Solar (figura 68) y Areva Solar (figura 69) respectivamente. Ambas son usadas para la generación directa de vapor (GDV).

El sistema de generación directa de vapor suministra directamente vapor a alta temperatura a la turbina para la generación de electricidad. La principal ventaja del sistema es que permite eliminar los costos de un intercambiador de calor que suelen ser necesarios para otros sistemas como los concentradores solares parabólicos en los que se involucra más de un fluido intercambiador de calor. Además el uso de agua como fluido de transferencia de calor simplifica en gran medida el funcionamiento y el mantenimiento de los colectores solares y reduce los riesgos operacionales.

Por otro lado, una planta lineal fresnel utilizando sal fundida como fluido intercambiador de calor y como fluido de almacenamiento tiene el potencial de proporcionar una opción de carga para la red eléctrica con beneficios económicos significativos.(68)



Figura 68: Reflectores lineales solares Fresnel de Novatec PE1 (Nova 1) PE2 (SuperNova) Central eléctrica



Figura 69: Reflectores lineales Fresnel de Areva Solar en Kimberlin

3.2.2.3 Concentrador de disco parabólico

Los sistemas de disco parabólico mostrados en la figura 70 emplean discos con espejos que enfocan y concentran la luz solar en un receptor situado en el punto focal del disco. El receptor está diseñado para transferir la energía solar absorbida a un fluido de trabajo (hidrógeno en la mayoría de los casos) dentro de un motor Stirling. El motor Stirling convierte la energía térmica absorbida en energía mecánica mediante la

compresión del fluido de trabajo (se expande cuando se calienta y se contrae cuando se enfría). El movimiento lineal es convertido a movimiento rotatorio dentro de un generador para producir electricidad. Para aumentar la eficiencia de estos sistemas, deben estar equipados con un mecanismo de seguimiento solar dual que mantenga la apertura del disco siempre normal a la radiación solar incidente. (69)

Los sistemas de disco Stirling han demostrado lograr mayor eficiencia que cualquier sistema de generación de energía solar mediante la conversión de casi el 31.25% de la radiación solar incidente en electricidad después de considerar la pérdida de energía parásita. (70) Estos sistemas también se pueden combinar con gas natural, el sistema híbrido resultante proporciona la generación de energía continua al igual que otros sistemas de energía solar convencionales. (71)

El tamaño del concentrador solar se determina por la potencia de salida deseada a niveles máximos de insolación (1000 W/m^2), por el colector y la eficiencia de conversión de energía. Con las tecnologías actuales, un sistema de disco Stirling de 5 KW requiere un disco de 5.5 m de diámetro. 10 kW requieren un disco de 7.5 m de diámetro y un sistema de 25 kW requiere un disco de 10 m de diámetro. Debido a la forma parabólica los discos tienen radios de concentración de entre 600 y 2000 que pueden alcanzar temperaturas superiores a los $1500 \text{ }^\circ\text{C}$. (72)

El concentrador más grande del mundo es el llamado "Gran Disco" ubicado en Australia que tiene una abertura de 500 m^2 . Cuenta con 380 paneles de espejos esféricos idénticos de $1.17 \times 1.17 \text{ m}$, el cual incorporan espejos de vidrio sobre metal laminado. La construcción de un primer prototipo en el Campus de las Naciones Unidas de Australia (AUN) se inició en el primer trimestre del 2008. La primera prueba se llevó a cabo el 29 Junio del 2009. (73) Existen los siguientes tipos de concentradores:

- Concentradores de cristal facetado: maneja una curvatura esférica en facetas individuales alineables de espejos de cristal, montado sobre una estructura en forma parabólica. Estos diseños generalmente tienen alta relación de concentración y también tienden a ser pesados y costosos ya que requiere la alineación precisa de un gran número de espejos.
- Concentradores parabólicos de superficie completa: La superficie entera adopta una forma aproximadamente parabólica.

- Concentradores de membrana extendida: Puede ser una sola faceta o multifacética. El diseño incorpora membranas delgadas tensionadas sobre ambos lados de un anillo de metal. Las membranas pueden ser de finas películas de plástico o metal con una capa reflectante aplicada a una de las membranas. Esta tecnología causó problemas con el comportamiento de los materiales. Actualmente está reservada para parábolas de diámetro pequeño.

En cuanto a la superficie reflectante tres tipos son empleados en el diseño de concentradores:

- Superficie reflectante de aluminio o plata depositada sobre vidrio o plástico, son las superficies mas durables, con un valor de reflectancia en un rango de 95%. Este concepto se utiliza en muchos diseños de concentradores actuales.
- Películas de polímeros reflectantes, tienen un bajo costo pero sus propiedades ópticas y mecánicas llegan a dañarse después una larga exposición a la radiación ultravioleta. Se caracterizan por tener un bajo costo, flexibilidad y alta reflectancia (96%).
- Hojas reflectantes de aluminio pulido; tienen un bajo costo. Su principal desventaja es que solo tiene una reflectancia moderada (85%) y una pobre resistencia a la intemperie.

El receptor tiene una cavidad con una pequeña abertura a través de la cual concentra la luz solar. La apertura del receptor esta optimizada lo suficientemente grande para admitir la mayoría de los rayos solares pero suficiente pequeña para limitar la pérdida de radiación por convección. Comúnmente se utilizan dos métodos diferentes de transferencia de calor en los receptores de disco parabólico:

- Receptores de iluminación directa (RID): Se adaptan tubos de calor al motor Stirling para absorber la radiación solar concentrada.
- Receptor indirecto (Metal-liquido, tubos de calor): Utilizan un metal-liquido como fluido intermediario para la transferencia de calor, el sodio metálico líquido se vaporiza sobre la superficie absorbente del receptor y se condensa en los tubos de calor del motor Stirling, lo que asegura una temperatura uniforme. (74)

Sin embargo, los sistemas de Disco/Stirling son bastante pesados, con elevados costos. También debido a la alta presión y alta temperatura la fabricación de motores Stirling es bastante costosa. (75)

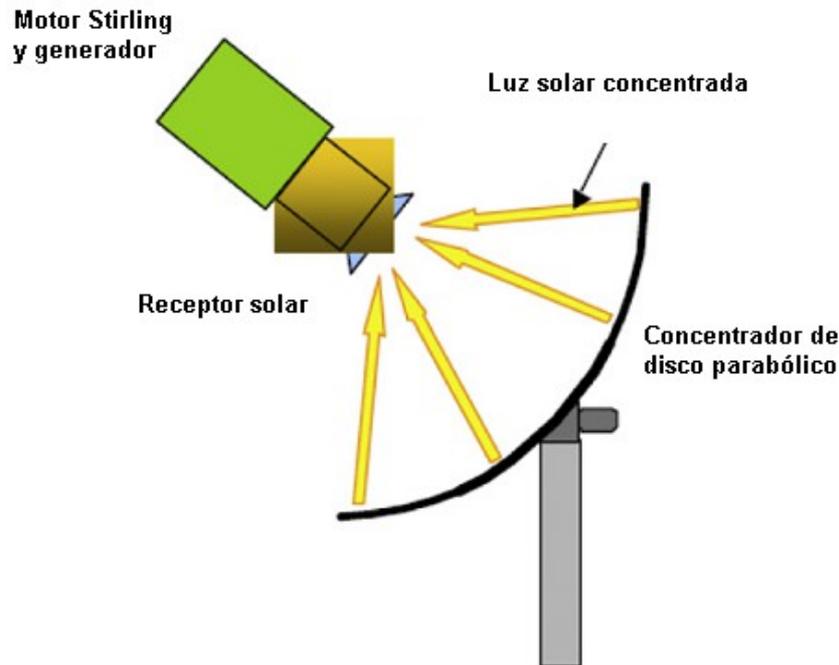


Figura 70: Diagrama de un colector de disco parabólico con sistema Stirling

3.2.2.4 Torre solar

La planta de energía con campo de heliostatos es conocida como uno de los métodos menos costosos para producir electricidad solar a gran escala (figura 71). La radiación solar es captada en la torre solar gracias a los espejos planos soportados sobre una estructura móvil. Al conjunto formado por los espejos, soporte y el sistema de orientación se le denomina "heliostato". La función del heliostato es reflejar la luz solar dirigiéndola a un punto en la cima de la torre donde se encuentra el receptor, luego en la torre la gran densidad de energía solar se convierte en energía térmica para generar electricidad. Los espejos no suponen un especial problema ya que se trata de espejos planos de 4-6 mm de espesor. El soporte móvil es el que plantea un gran reto. La estructura debe soportar el peso de sujeción de espejos, soportar cargas de viento, debe ser capaz de orientarse de forma que los rayos solares incidentes sean reflejados hacia el receptor. El campo de heliostatos es un subsistema esencial en torres de energía solar ya que normalmente aporta el 50% del costo total y causa pérdida de energía en un 40%. Por lo tanto, el diseño y la optimización de la disposición del campo de heliostatos es muy importante. (76)

Existen dos configuraciones para el campo solar:

- Campo norte en el que los espejos se sitúan detrás de la torre, al norte de ésta. El aprovechamiento solar es máximo, ya que se consigue un mejor ángulo de incidencia.
- Campo circular, en la que todo el campo solar se sitúa alrededor de la torre, que no está situada en el centro del círculo formado por los heliostatos, sino que está desplazada hacia el sur.

La disposición del campo de heliostatos suele atender a dos consideraciones:

- La latitud en que está situada la planta. Así, cuanto más lejos del ecuador mayor es la eficiencia óptica anual de un campo norte (en el hemisferio norte), respecto a un campo circular.
- El coste de la torre, que suele crecer de modo exponencial con la altura y dado que las centrales en disposición campo norte requieren torres más altas que las circulares para una misma potencia térmica, cuanto mayor campo solar más interesante es la disposición en campo circular.

El método de trazado Monte Carlo se emplea normalmente para establecer el modelo matemático y el cálculo de la eficiencia óptica que consiste normalmente en la eficiencia de la reflexión, la eficiencia coseno, la eficiencia de intercepción, la eficiencia de bloqueo y sombreado y la eficiencia de transmisión atmosférica. La configuración del diseño del campo de heliostatos es generalmente determinada por el tipo de disposición, la distancia entre heliostatos, la distancia entre las hileras, la restricción del límite, la altura de la torre y la apertura del receptor. La restricción del límite es uno de los parámetros de configuración más importantes del campo de heliostatos. Por el diseño del campo en escalonamiento radial, la frontera angular normalmente está limitada por el ángulo extendido que es introducido por el diseñador, y la frontera radial se ve limitada por la altura de la torre y la altura del receptor. (77)

Los valores de los parámetros como la altura de la torre, la inclinación, el tamaño, la distancia entre heliostatos, determinan el diseño y permite una gran gama cambios, después de esto, el rendimiento anual se calcula para cada una de las combinaciones posibles. El número de heliostatos depende en gran medida de la potencia de salida, la radiación solar local y la eficiencia óptica del campo. Cualquiera que sea la disposición, hay que tener en cuenta que el rendimiento óptico disminuye a medida que el campo solar aumenta, y el espacio ocupado es mayor. Ambos efectos provocan

que exista un tamaño máximo para estas centrales, que actualmente se sitúa en el entorno de los 20 MW. (78)

Uno de los componentes más críticos de las torres centrales es el receptor. Debido a las altas temperaturas y gradientes que puede alcanzar, íntimamente ligado al rendimiento del ciclo termodinámico, los estudios se centran en la elección y la disposición de estos de tal forma que existan las menores pérdidas de calor posibles, incrementando así no solo la eficiencia global del ciclo sino la del receptor en sí. Utilizan para ello una serie de tubos refrigerados por un fluido caloportador al que se transferirá una parte de la energía absorbida. Los tubos son generalmente metálicos, normalmente de algún tipo de acero inoxidable, en su exterior tiene un recubrimiento selectivo capaz de absorber radiación del espectro visible y ultravioleta, y de emitir poco espectro infrarrojo.

Existen receptores de cavidad, en los que los haces tubulares se encuentran en el interior de un recinto. Los rayos solares entran por una de sus paredes. Las pérdidas por emisión infrarroja y por fenómenos de conducción convección se minimizan pero aumentan las pérdidas por desbordamiento. La disposición de los tubos puede hacerse externa. Las pérdidas aumentan, pero es más fácil que los rayos solares alcancen los tubos. Este tipo de receptores externos se clasifican a su vez en receptores planos, semicilíndricos o cilíndricos.

Los haces tubulares a través de los que circula el fluido caloportador pueden disponerse de forma horizontal o vertical. Los receptores pueden clasificarse según el tipo de fluido que circula a través de ellos. Así, existen tres tipos de receptores.

- Receptores de agua a través de los cuales fluye agua que se transforma en vapor saturado.
- Sales fundidas, a través de los cuales fluye sales inorgánicas fundidas, que aumentan su temperatura.
- Gases, en los que aire u otro gas inerte actúa como fluido caloportador aumentando su entalpía en forma de calor sensible.

Los receptores pueden clasificarse según el mecanismo empleado para la transferencia de la energía al fluido.

- De placa, en los que la radiación incide sobre una placa, a la que van adosados los tubos a través de los cuales circula el fluido.

- Tubulares, en los que los rayos solares inciden directamente sobre los tubos.
- Volumétricos, en los que la radiación incide sobre una superficie con una maya trasera perpendicular a ella. El fluido habitual no es agua, o sales, sino un fluido gaseoso, normalmente aire. Este aire circula por la parte trasera del receptor, refrigerándolo y a la vez aumentando de temperatura. (79)

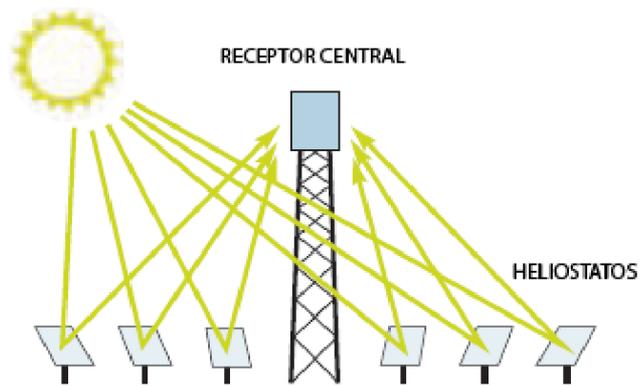


Figura 71: Diagrama de un colector de disco parabólico con sistema Stirling

CAPÍTULO IV DISCUSIÓN SOBRE LA TECNOLOGÍA SOLAR

Se llama Huella de Carbono a la cuantificación de todas las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) que se genera durante el proceso de fabricación de un producto, o a la prestación de un servicio. En ella se toma en cuenta, entre otros factores, las emisiones de las materias primas, la energía utilizada y el posterior transporte de los productos a los mercados de destino. Esta es la “huella” de la que toda empresa es responsable a lo largo de la cadena de valor. Sin embargo, el consumidor también genera una huella de carbono, la que se genera del consumo que realiza, que podría también incluirse en la huella total del producto o servicio.

La huella de carbono permite a las empresas medir su impacto en términos de emisiones, incorporando conceptos como eficiencia energética, ciclo de vida, cadena de valor y de abastecimiento y responsabilidad compartida. En la actualidad se están discutiendo normativas internacionales que permitan estandarizar las mediciones de dicho proceso.

La huella de carbono nace como una medida para cuantificar y generar un indicador del impacto que una actividad o proceso tiene sobre el Cambio Climático, más allá de los grandes emisores.

El concepto Huella de Carbono se origina en movimientos ambientalistas, que cuestionaron el consumo de alimentos producidos lejos del sitio de consumo, respaldando el consumo preferencial de alimentos de origen local, por considerarlos los más amigables con el medio ambiente al no incluir las emisiones de GEI atribuidas al transporte desde las regiones lejanas.

La tecnología en energía solar puede clasificarse en: activa o pasiva; térmica y fotovoltaica; concentrada y no concentrada. La tecnología en energía solar pasiva simplemente recoge la energía sin necesidad de convertir el calor o luz en otras formas. Incluye, maximizar el uso de la luz del día o calor en diseño de edificios. La tecnología en energía solar activa se refiere al aprovechamiento de energía solar para almacenarlo o convertirlo en otras aplicaciones la cual puede clasificarse en dos grupos: fotovoltaica y solar térmica.

La tecnología fotovoltaica convierte la energía radiante que figura en los cuantos de luz en energía eléctrica cuando la luz cae sobre un material semiconductor. La

tecnología solar térmica utiliza el calor del sol, que puede ser utilizado directamente ya sea para aplicación de calentamiento o la generación de electricidad.

Por consiguiente, se puede dividir en dos categorías: Solar térmica sin generación de electricidad y solar térmica con generación de electricidad. Para la primera se incluye en aplicaciones con procesos de secado, calentadores solares de agua, calentadores solares de aire, sistemas solares de refrigeración y cocinas solares, el segundo se refiere al uso del calor solar para producir vapor y generar electricidad, también conocida como la energía solar de concentración. Cuatro tipos de tecnologías de concentración están disponibles actualmente en el mercado: colector cilindro parabólico, reflector lineal fresnel, concentrador de disco parabólico y campo de heliostatos.

La primera generación de celdas fotovoltaicas se basa en el empleo del silicio cristalino como material semiconductor; silicio monocristalino y policristalino. Las celdas basadas en silicio monocristalino tienen mayor eficiencia en comparación con la de silicio policristalino. En el proceso de fabricación del silicio policristalino se utiliza silicio de menor calidad lo que conlleva a un menor costo que en la producción de silicio monocristalino.

El alto costo de purificación del silicio cristalino y una gran demanda de silicio para su utilización en la industria electrónica aunado el alto costo del proceso de fabricación, han impulsando el desarrollo de las celdas de lámina delgada y otras nuevas tecnologías, todavía en estado investigación y desarrollo. La tecnología en lámina delgada es menos costosa ya que utiliza menos material en el proceso de fabricación. La celda solar con esta tecnología es muy delgada en comparación con las de silicio monocristalino y policristalino.

Entre los materiales semiconductores utilizados para la segunda generación de celdas fotovoltaicas incluyen: el seleniuro de cobre e indio (CuInSe_2 o CIS), el diseleniuro de cobre, indio y galio (Cu(InGa)Se_2 o CIGS), el telurio de cadmio (CdTe) y el silicio amorfo (Si-a). Los módulos de silicio amorfo consideran ser ideales para ser integrados en componentes de los inmuebles. Las celdas CIS y las de TeCd tienen una degradación inferior a las de silicio amorfo. Sólo en el caso de estos paneles tienen el inconveniente que incluyen pequeñas cantidades de sustancias altamente tóxicas y de elevado costo. Si existe un ligero riesgo potencial de incendio, pequeñas cantidades de estas sustancias químicas pueden ser liberadas al medio ambiente.

La celda solar de Arseniuro de Galio (GaAs) está formada por semiconductores compuestos por galio (Ga) y arsénico (As). La eficiencia de la celda solar de GaAs puede incrementarse mediante la aleación con ciertos materiales como Al, In, P y Sb. Las celdas de arseniuro de Galio cuentan con un alto grado de absorción, incluso mayores que las del silicio cristalino.

La celda solar orgánica es una nueva tecnología aún en su fase de desarrollo. Con una eficiencia muy baja, alrededor de 4-5%. Sin embargo, posee ventajas como son la flexibilidad mecánica, capacidad de eliminación, y bastante rentable por lo que ha captado mucho interés este material. En México ha habido un intenso desarrollo en la búsqueda de optimización de las celdas solares sensibilizadas por colorantes.

Las tecnologías de energía solar proporcionan ventajas medioambientales evidentes en comparación con las fuentes de energía convencionales, contribuyendo así al desarrollo sostenible de las actividades humanas sin contar con el agotamiento de los recursos naturales.

La energía fotovoltaica tiene un impacto ambiental favorable debido a que durante su uso no se emiten contaminantes gaseosos o líquidos ni contaminantes químicos, no hay sustancias radiactivas y no se generan ruidos. Por tal motivo es una de las energías renovables más viable para su uso en un entorno urbano.

Los sistemas fotovoltaicos ayudan a crear un ambiente de apoyo para fomentar el uso de otros medios de ahorro de energía, como en aplicaciones de electrificación rural donde los usuarios pueden beneficiarse directamente de la alta rentabilidad al tener su propio generador fotovoltaico.

El impacto visual depende en gran medida del tipo de sistema y el entorno de los sistemas fotovoltaicos. Si la aplicación de un sistema fotovoltaico se hace cerca de una zona de gran belleza natural, el impacto visual sería significativamente mayor. Por lo tanto se requiere de soluciones arquitectónicas óptimas para minimizar el potencial impacto en el atractivo visual y la estética del edificio.

Sin embargo, también existen efectos desfavorables, generalmente de menor importancia y que pueden ser minimizados a través de medidas de mitigación apropiadas.

Las posibles cargas ambientales que conlleva la energía solar son regularmente en sitio de ubicación y está dada en función del tamaño y naturaleza del proyecto. Estas

cargas se asocian con el impacto visual, ruido durante la instalación y el mantenimiento, sin embargo, los impactos pueden minimizarse de la siguiente manera:

- Ubicación adecuada de los sistemas solares, mediante una cuidadosa evaluación en la localización y estimación del impacto esperado. Los sistemas solares residenciales pueden instalarse en cualquier lugar, especialmente en la azotea de la vivienda.
- Prácticas operativas adecuadas incluyendo medidas para el uso racional del agua, de seguridad, prácticas de eliminación de residuos y el uso de productos químicos biodegradables.
- La participación en conjunto con las personas involucradas en las primeras etapas de la planificación del proyecto, garantizar la aceptación de la instalación.
- Equipos apropiados para cada requerimiento, contando siempre con la mejor tecnología para cada propósito.
- Una planificación sensata y evaluaciones pre-desarrollo, uso del agua y la estimación de los ahorros esperados con la disminución en la emisión de CO₂.
- La capacitación de los trabajadores para la instalación, operación y mantenimiento de los equipos.

En la producción energética de los sistemas termosolares el uso de refrigerante surge como único contaminante, sin embargo, puede ser controlado fácilmente con las buenas prácticas de trabajo.

El uso de un área requerida para la instalación de los equipos termosolares queda definido por las características de los sistemas, particularmente los de baja y media temperatura. Por ejemplo, en el caso del uso de agua caliente, calefacción o refrigeración para una sola vivienda, no se requerirá un gran espacio ya que el sistema suele instalarse en la azotea del edificio. El uso principal de espacio adicional podría ser para el equipo de almacenamiento de calor. Para los sistemas de alta temperatura los requisitos de uso de suelo son más problemáticos debido al gran espacio que ocupan los colectores concentrados.

Los elementos solares pueden ser utilizados para mejorar el atractivo estético de un edificio, esto atrae efectos positivos de publicidad sobre la utilización de la energía solar. El impacto estético de los paneles solares es evidentemente una cuestión de

gusto, aunque los paneles planos generalmente están diseñados para adaptarse estrechamente a la línea del edificio para pasar desapercibidos.

La tecnología actual está representada por energía solar concentrada y también por sistemas fotovoltaicos a gran escala de las que se alimentan redes eléctricas. Los costos de la tecnología solar han disminuido considerablemente en los últimos 30 años. La rápida expansión del mercado de la energía solar se puede atribuir al aumento de la volatilidad en los precios de los combustibles fósiles y las externalidades ambientales derivadas de los mismos, en particular de los gases de efecto invernadero. La energía solar cuenta con el recurso potencial para superar con creces toda la demanda energética global. A pesar de este potencial y el reciente crecimiento exponencial del mercado, la contribución de la energía solar a la composición de la oferta mundial de energía sigue siendo insignificante.

CAPÍTULO V CONCLUSIONES

Las tecnologías de energía solar presentan enormes beneficios ambientales en comparación con las fuentes de energía convencionales. Sin agotar los recursos naturales existentes, su principal ventaja en la mayoría de los casos, es la ausencia de casi ningún tipo de emisiones al aire o productos de desecho. En otras palabras la energía solar puede ser considerada como una fuente limpia y segura de energía.

El potencial de la energía solar para ser empleada en aplicaciones autónomas, evitar la conexión a la red, con todos los impactos asociados sobre el ecosistema y el paisaje, la viabilidad de la instalación y operación remota continua de los equipos que llevan a cabo funciones relacionadas con la protección y la rehabilitación del ambiente.

La divulgación de la información a la población sobre la tecnología solar es de suma importancia para el entendimiento de su funcionamiento y de las ventajas tanto social, económica y ambiental que conlleva el uso. Así mismo inducirá la formación de una conciencia ambiental colectiva.

El uso de la tecnología solar tiene beneficios socioeconómicos significativos, tales como la diversificación y la seguridad en el suministro de energía, significativas oportunidades de trabajo, el apoyo de la reestructuración de los mercados de energía, la reducción de la dependencia de combustibles fósiles y la aceleración de la electrificación en las comunidades rurales en zonas aisladas.

Ningún proyecto hecho por el hombre que pueda evitar por completo un impacto en el medio ambiente, así tampoco las instalaciones de tecnología solar. Las cargas ambientales potenciales dependen del tamaño y la naturaleza del proyecto y con frecuencia son específicos del lugar. Los efectos adversos son generalmente pequeños y pueden ser minimizados a través de medidas de mitigación adecuadas, incluido el uso de las mejores tecnologías de reducción disponibles.

En cuanto al medio ambiente, el uso de la tecnología solar tiene implicaciones positivas adicionales, tales como:

- Reducción en la emisión de gases efecto invernadero (principalmente CO₂, NO_x) y la prevención de las emisiones de gases tóxicos (SO₂)
- Reducción en líneas de transmisión de las redes eléctricas
- Mejora en la calidad de los recursos hídricos

Referente al punto de vista socioeconómico los beneficios de la explotación de la energía solar comprenden:

- Aumento de la independencia energética regional/nacional
- Provisión en oportunidades de trabajo
- Diversificación y seguridad en el abastecimiento de energía
- Aceleración de la electrificación rural.

El continuo desarrollo e investigación de la tecnología solar para la generación de energía eléctrica cada vez es más accesible debido a la disminución de los costos de fabricación.

Las celdas solares compuestas por elementos orgánicos y colorantes presentan ventajas ambientales en comparación con las celdas solares formadas por elementos inorgánicos. Se presenta la oportunidad de participar activamente en el aumento de la eficiencia de celdas existentes y el desarrollo de nuevos materiales orgánicos.

Se presenta la posibilidad de la difusión formal de información sobre la energía solar como una fuente de trabajo para los actuales profesionales de la química ya que en la actualidad existen múltiples áreas de oportunidad para desarrollarse laboralmente y abrir a nuevos campos interdisciplinarios.

Con la experiencia que tengo en la instalación de sistemas de calentamiento solar de agua, cada vez es mayor el número de personas que hacen uso de tecnología solar térmica para calentamiento de que cotidianamente emplean para la higiene diaria. Debido a que esta aplicación de la energía solar es fácil y cómoda una ventaja más es el hecho de que permite reducir el consumo de combustible fósil y generar un ahorro considerable, más del 50% del gasto que implica la compra periódica del gas. Así mismo, la gran variedad de marcas en el mercado de equipos solares incentiva una competencia para ofrecer los equipos a un costo asequible. Por tal motivo el futuro de la energía solar en México está apenas emergiendo.

Bibliografía

1. Network BU. Manuales sobre energía renovable: Solar Fotovoltaica. Biomass Users Network (BUN-CA). 2002.
2. Tous MR. Energía solar térmica: Ediciones CEAC; 2009.
3. Jutglar L. Energía solar: Ediciones CEAC; 2004.
4. Blanco-Cano X, Kajdic P. El Sol, nuestra estrella. *Revista Digital Universitaria*. 2009;10(10).
5. Kambezidis HD. 3.02 - The Solar Resource. In: Sayigh A, editor. *Comprehensive Renewable Energy*. Oxford: Elsevier; 2012. p. 27-84.
6. Gueymard CA. The sun's total and spectral irradiance for solar energy applications and solar radiation models. *Solar Energy*. 2004;76(4):423-53.
7. Badarinath K, Kharol SK, Kaskaoutis D, Kambezidis H. Influence of atmospheric aerosols on solar spectral irradiance in an urban area. *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*. 2007;69(4):589-99.
8. Coesa U. *Standard Atmosphere, 1976*. US Government Printing Office, Washington, DC. 1976.
9. Kasten F, Young AT. Revised optical air mass tables and approximation formula. *Applied optics*. 1989;28(22):4735-8.
10. Leckner B. The spectral distribution of solar radiation at the earth's surface—elements of a model. *Solar Energy*. 1978;20(2):143-50.
11. Ångström A. On the atmospheric transmission of sun radiation. II. *Geografiska Annaler*. 1930:130-59.
12. Perlin J. *From Space to Earth The Story of Solar Electricity*. Ann Arbor ed: aatec publications; 1999.
13. PVPS I. Trends in photovoltaic applications. Survey report of selected IEA countries between. 1992.
14. Green MA, Emery K, Hishikawa Y, Warta W, Dunlop ED. Solar cell efficiency tables (version 39). *Progress in photovoltaics: research and applications*. 2011;20(1):12-20.
15. Martí A, Araújo GL. Limiting efficiencies for photovoltaic energy conversion in multigap systems. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 1996;43(2):203-22.
16. Rapping L. Learning and World War II production functions. *The Review of Economics and Statistics*. 1965;47(1):81-6.
17. Breyer C, Gerlach A, Mueller J, Behacker H, Milner A, editors. *Grid-Parity Analysis for EU and US regions and market segments—Dynamics of Grid-Parity and Dependence on Solar Irradiance, local Electricity Prices and PV Progress Ratio*. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, Germany; 2009.
18. Swanson RM. A vision for crystalline silicon photovoltaics. *Progress in photovoltaics: research and applications*. 2006;14(5):443-53.
19. Grubler A. The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing. *Energy Policy*. 2010;38(9):5174-88.
20. Nemet GF. Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. *Energy Policy*. 2006;34(17):3218-32.
21. Randall JF. Fundamentals of Solar Cells. *Designing Indoor Solar Products: Photovoltaic Technologies for AES*. 2006:53-78.
22. Goetzberger A, Knobloch J, Voss B, Waddington R. *Crystalline silicon solar cells*: Wiley Chichester; 1998.
23. Perlin J. Silicon solar cell turns 50. National Renewable Energy Lab., Golden, CO.(US), 2004.
24. Boyle G. *Renewable energy*: OXFORD university press; 2004.
25. Mandelkorn J, Lamneck Jr JH. A new electric field effect in silicon solar cells. *Journal of Applied Physics*. 2003;44(10):4785-7.

26. Lindmayer J, Allison J. The violet cell: an improved silicon solar cell. *Solar Cells*. 1990;29(2):151-66.
27. Ralph E, editor. Recent advancements in low cost solar cell processing. 11th Photovoltaic Specialists Conference; 1975.
28. Zhao J, Green MA. Optimized antireflection coatings for high-efficiency silicon solar cells. *Electron Devices, IEEE Transactions on*. 1991;38(8):1925-34.
29. Zhao J, Wang A, Green MA. 24.5% efficiency PERT silicon solar cells on SEH MCZ substrates and cell performance on other SEH CZ and FZ substrates. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2001;66(1):27-36.
30. Zhao J, Wang A, Green MA. High-efficiency PERL and PERT silicon solar cells on FZ and MCZ substrates. *Solar Energy Materials and Solar Cells*. 2001;65(1):429-35.
31. Rinaldi P, Koropecski R, Buitrago R, editors. ESTUDIO DEL PROCESO DE CRISTALIZACIÓN EN PELÍCULAS DELGADAS DE a-Si: H MEDIANTE REFLECTANCIA EN UV. *ANALES AFA*; 2007.
32. Orozco-Messana J, Donderis V, Cembrero J, Hernández-Fenollosa M. Desarrollo de dispositivos fotovoltaicos de bajo coste sobre sustratos cerámicos comerciales. *Español*; 2008.
33. Álvarez-Macías C, Santoyo-Salazar J, Monroy B, García-Sánchez M, Picquart M, Ponce A, et al. Estructura y morfología de películas de pm-Si: H crecidas por PECVD variando la dilución de diclorosilano con hidrógeno y la presión de trabajo. *Revista mexicana de física*. 2011;57(3):224-31.
34. Repins I, Contreras MA, Egaas B, DeHart C, Scharf J, Perkins CL, et al. 19.9%-efficient ZnO/CdS/CuInGaSe₂ solar cell with 81.2% fill factor. *Progress in photovoltaics: research and applications*. 2008;16(3):235-9.
35. Miles RW, Zoppi G, Forbes I. Inorganic photovoltaic cells. *Materials today*. 2007;10(11):20-7.
36. Sheats JR, Kao S, Miller GA, Roscheisen MR. Series interconnected optoelectronic device module assembly. *Google Patents*; 2007.
37. Al-Thani HA, Hasoon FS, Young M, Asher S, Alleman JL, Al-Jassim MM, et al., editors. The effect of Mo back contact on Na out-diffusion and device performance of Mo/Cu (In, Ga) Se₂/CdS/ZnO solar cells. *Photovoltaic Specialists Conference, 2002 Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE*; 2002: IEEE.
38. Bhattacharya R, Contreras M, Egaas B, Noufi R, Kanevce A, Sites J. High efficiency thin-film CuIn_{1-x}Ga_xSe₂ photovoltaic cells using a Cd_{1-x}Zn_xS buffer layer. *Applied Physics Letters*. 2006;89(25):253503--2.
39. Van Niftrik A, Schermer J, Bauhuis G, Mulder P, Larsen P, Kelly J. A diffusion and reaction related model of the epitaxial lift-off process. *Journal of the Electrochemical Society*. 2007;154(11):D629-D35.
40. Geisz J, Friedman D, Ward J, Duda A, Olavarria W, Moriarty T, et al. 40.8% efficient inverted triple-junction solar cell with two independently metamorphic junctions. *Applied Physics Letters*. 2008;93(12):123505.
41. Yu P, Chang CH, Chiu CH, Yang CS, Yu JC, Kuo HC, et al. Efficiency enhancement of GaAs photovoltaics employing antireflective indium tin oxide nanocolumns. *Advanced materials*. 2009;21(16):1618-21.
42. Leem J, Yu J. Broadband and wide-angle antireflection subwavelength structures of Si by inductively coupled plasma etching using dewetted nanopatterns of Au thin films as masks. *Thin Solid Films*. 2011;519(11):3792-7.
43. Richards B. Comparison of TiO₂ and other dielectric coatings for buried-contact solar cells: a review. *Progress in photovoltaics: research and applications*. 2004;12(4):253-81.
44. Barbosa García O, Maldonado JL, Ramos Ortíz G, Rodríguez M, Pérez Gutiérrez E, Marco A, et al. Celdas solares orgánicas como fuente de energía sustentable. *Acta Universitaria*. 2012;22(5).

45. O'regan B, Grfitzeli M. A low-cost, high-efficiency solar cell based on dye-sensitized. *Nature*. 1991;353:737-40.
46. Bisquert J. Effects of Morphology on the Functionality of Organic Electronic Devices. *The Journal of Physical Chemistry Letters*. 2012;3(11):1515-6.
47. Yu Q, Wang Y, Yi Z, Zu N, Zhang J, Zhang M, et al. High-efficiency dye-sensitized solar cells: the influence of lithium ions on exciton dissociation, charge recombination, and surface states. *ACS nano*. 2010;4(10):6032-8.
48. Song J, Yin Z, Yang Z, Amaladass P, Wu S, Ye J, et al. Enhancement of photogenerated electron transport in dye-sensitized solar cells with introduction of a reduced graphene oxide–TiO₂ junction. *Chemistry-A European Journal*. 2011;17(39):10832-7.
49. Kalogirou S, Tripanagnostopoulos Y. Hybrid PV/T solar systems for domestic hot water and electricity production. *Energy Conversion and Management*. 2006;47(18):3368-82.
50. Zondag H, De Vries D, Van Helden W, Van Zolingen R, Van Steenhoven A. The yield of different combined PV-thermal collector designs. *Solar Energy*. 2003;74(3):253-69.
51. Zhao X, Zhang X, Riffat SB, Su Y. Theoretical study of the performance of a novel PV/e roof module for heat pump operation. *Energy Conversion and Management*. 2011;52(1):603-14.
52. Quan Z, Li N, Zhao Y, Tang X, editors. The experiment research for solar PV/T system based on flat-plate heat pipes. *Proceeding the 17th Chinese national HVAC&R academic conference; 2010*.
53. ABBASI T, SA A. *Renewable energy sources: their impact on global warming and pollution*: PHI Learning Pvt. Ltd.; 2010.
54. Jones GG, Bouamane L. "Power from Sunshine": A Business History of Solar Energy. 2012.
55. Kalogirou S. The potential of solar industrial process heat applications. *Applied Energy*. 2003;76(4):337-61.
56. Wackelgard E, Niklasson G, Granqvist C. Selectively solar-absorbing coatings. *Solar Energy: The State of the Art: ISES Position Papers*. 2001:109.
57. Kreider JF. *Solar heating design process: active and passive systems*. 1982.
58. Francia G, editor. *A new collector of solar radiant energy: theory and experimental verification*. United Nations Conference on New Sources of Energy, Rome, Italy; 1961.
59. Goetzberger A, Dengler J, Rommel M, Göttsche J, Wittwer V. A new transparently insulated, bifacially irradiated solar flat-plate collector. *Solar Energy*. 1992;49(5):403-11.
60. Tripanagnostopoulos Y, Yianoulis P, Papaefthimiou S, Zafeiratos S. CPC solar collectors with flat bifacial absorbers. *Solar Energy*. 2000;69(3):191-203.
61. Morrison G, Budihardjo I, Behnia M. Water-in-glass evacuated tube solar water heaters. *Solar Energy*. 2004;76(1):135-40.
62. Grass C, Benz N, Hacker Z, Timinger A, editors. *Tube collector with integrated tracking parabolic concentrator*. Proceedings of the Eurosun'2000 Conference on CD-ROM, Copenhagen, Denmark; 2000.
63. Geyer M, Lüpfert E, Osuna R, Esteban A, Schiel W, Schweitzer A, et al., editors. *EUROTROUGH-Parabolic trough collector developed for cost efficient solar power generation*. 11th International Symposium on Concentrating Solar Power and Chemical Energy Technologies; 2002: Citeseer.
64. Muñoz J, Martínez-Val JM, Ramos A. Thermal regimes in solar-thermal linear collectors. *Solar Energy*. 2011;85(5):857-70.
65. Abbas R, Montes M, Piera M, Martínez-Val J. Solar radiation concentration features in Linear Fresnel Reflector arrays. *Energy Conversion and Management*. 2012;54(1):133-44.
66. Sahoo SS, Singh S, Banerjee R. Steady state hydrothermal analysis of the absorber tubes used in Linear Fresnel Reflector solar thermal system. *Solar Energy*. 2013;87:84-95.
67. Winston R, Miñano JC, Benitez P. *Nonimaging optics*: Academic Press; 2005.

68. Brost R, Zhu G. Commercial Development of an Advanced, High-Temperature, Linear-Fresnel Based Concentrating Solar Power Concept. SkyFuel, Prepared Under DOE FOA No DE-FC36-08GO18034. 2009.
69. Diver R, Andraka C, Moreno J, Adkins D, Moss T. Trends in dish-Stirling solar receiver designs. Sandia National Labs., Albuquerque, NM (USA), 1990.
70. Taggart S. CSP: dish projects inch forward. *Renewable Energy Focus*. 2008;9(4):52-4.
71. Kadir A, Abidin MZ, Rafeeu Y, Adam NM. Prospective scenarios for the full solar energy development in Malaysia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2010;14(9):3023-31.
72. Tsoutsos T, Gekas V, Marketaki K. Technical and economical evaluation of solar thermal power generation. *Renewable Energy*. 2003;28(6):873-86.
73. Lovegrove K, Burgess G, Pye J. A new 500m² paraboloidal dish solar concentrator. *Solar Energy*. 2011;85(4):620-6.
74. Stine WB, Diver RB. A compendium of solar dish/Stirling technology. DTIC Document, 1994.
75. Bonnet S, Alaphilippe M, Stouffs P. Thermodynamic solar energy conversion: reflections on the optimal solar concentration ratio. *International Journal of Energy, Environment and Economics*. 2006;12(3):141-52.
76. Kolb GJ, Davenport R, Gorman D, Lumia R, Thomas R, Donnelly M, editors. Heliostat cost reduction. ASME 2007 Energy Sustainability Conference; 2007: American Society of Mechanical Engineers.
77. Lipps F, Vant-Hull L. A cellwise method for the optimization of large central receiver systems. *Solar Energy*. 1978;20(6):505-16.
78. Wei X, Lu Z, Wang Z, Yu W, Zhang H, Yao Z. A new method for the design of the heliostat field layout for solar tower power plant. *Renewable Energy*. 2010;35(9):1970-5.
79. Battleson KW. Solar power tower design guide: Solar thermal central receiver power systems. A source of electricity and/or process heat. NASA STI/Recon Technical Report N. 1981;81:31670.