

UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

**Análisis de los aspectos tecnológicos
de la fabricación de celdas
fotovoltaicas de silicio cristalino en la
perspectiva de su producción en
Uruguay**

**Autor
Ing. Daniel López**

Año: 2015

**Tutores
Dr. Enrique Dalchiele
Prof. Cesar Briozzo**

**Tribunal
Dr. Gonzalo Aval
Dr. Gonzalo Casaravilla
Dr. Adriano Moehlecke**

Agradecimientos

Agradezco primeramente al Dr. Enrique Dalchiele y al Prof. Cesar Briozzo por ser tutores de esta tesis, y por el esfuerzo dedicado, y a la secretaria de la Maestría, a Amelia Ferrari, Martha Rodríguez y Teresita Imia.

También debo agradecer a todos los profesores de la Maestría en Ingeniería de la Energía por haberme brindado el conocimiento necesario para realizar este trabajo, especialmente al Dr. Gonzalo Abal, a la Dra. Alice Elizabeth González, al Prof. Alción Cheroni, a la Prof. María Brum y al Dr. Mariano Sidrach.

En especial quiero agradecer al Dr. Adriano Moehlecke y a todos los profesores por recibirme en los laboratorios de la Universidad PUCRS de Porto Alegre, por su amabilidad, y por todo el tiempo que me dedicaron, que sin ellos no hubiera sido posible la finalización de este trabajo.

Resumen

Este trabajo tiene como objetivo, evaluar los aspectos tecnológicos de la fabricación de celdas fotovoltaicas de silicio cristalino para su eventual producción en Uruguay.

La primera motivación viene dada por la creciente demanda energética que sufre el país y por la dependencia actual de combustibles fósiles.

Se observará en el trabajo algunas de las principales dificultades para instalar una planta fotovoltaica, y se analizará si ellas son salvables en Uruguay o no.

Las principales puntos tratados son: aspectos tecnológicos (equipamiento para la planta), aspectos de recursos humanos, aspectos económicos, aspectos relativos al impacto ambiental, aspectos energéticos (de demanda energética, de radiación solar, entre otros) y aspectos de políticas energéticas.

Luego de estudiar cada aspecto anteriormente mencionado en forma detallada, se determinó que es factible la instalación de una planta de fabricación de celdas fotovoltaicas en Uruguay. No solo se muestra que es factible, sino que las ventajas que generarían para el país podrían ser muy importantes.

Índice

Resumen	5
Capítulo 1	11
Fundamentos de celdas solares	11
1.1 Introducción	13
1.2 Estructura de bandas en los cristales.....	13
1.3 Masa efectiva	17
1.4 Densidad de estados y distribución	19
1.5 Dopajes e impurezas	22
1.6 Conducción.....	24
1.7 Generación y recombinación	28
1.7.1 Foto generación	29
1.7.2 Recombinación.....	31
1.8 Ecuaciones de transporte de carga en un cristal	34
1.9 Juntura P-N.....	36
1.10 Juntura p-n bajo radiación	43
Capítulo 2	49
Celdas de Primera, Segunda y Tercera generación.....	49
2.1 Introducción	51
2.2 Tecnologías de módulos fotovoltaicos	52
2.3 Límites de eficiencia.....	53
2.3.1 Límite de Carnot.....	53
2.3.2 Límite de Landsberg.....	53
2.4 Límites de celdas fotovoltaicas	54
2.5 Energía solar y aspectos generales	55
2.6 Celdas fotovoltaicas de un solo band gap.....	62
2.6.1 Celdas de dos Band Gap. Celdas Tandem	64
2.7 Perspectiva y ciclo de repago solar.....	68
Capítulo 3	73
Diseño y fabricación de celdas fotovoltaicas de silicio cristalino	73
3.1 Introducción	75
3.2 Espectro de absorción y generación	75
3.3 Aspectos generales de diseño.....	78
3.4 Aspectos básicos de diseño de celdas de Silicio Cristalino	80
3.5 Introducción a la fabricación de las celdas fotovoltaicas	86
3.6 Detalles técnicos acerca de la fabricación de módulos fotovoltaicos	89
1. Clasificación de las células o celdas fotovoltaicas	90
2. Interconexión entre las celdas fotovoltaicas	91

3.	Interconexión de ristras.....	91
4.	Encapsulado y laminado	92
5.	Enmarcado	92
6.	Verificación y medida.....	92
3.7	Antecedentes en planta piloto en Porto Alegre, Brasil	93
Capítulo 4		97
Fabricación de celdas fotovoltaicas, visita en planta		97
4.1	Introducción.....	99
4.2	Aspectos generales de los laboratorios.....	99
4.3	Sobre aspectos de producción	100
4.4	Producción de Celdas y Módulos- Laboratorios.....	102
4.4.1	Partiendo de las obleas	102
4.4.2	Sala de limpieza - Texturado y Limpieza de la celda.	102
4.4.3	Sala de difusión: Dopaje con fósforo y Crecimiento de óxido.	103
4.4.4	Sala de limpieza – Posterior al dopaje.....	106
4.4.5	Sala de medida y de difusión centrífuga	106
4.4.6	Sala de Anti reflexión y Metalización- Capa antireflectiva.....	107
4.4.7	Sala de Anti reflexión y Metalización- Metalización	109
4.4.8	Sala de Laser, Marcado de la celda	110
4.5	Pasos alternativos.....	110
4.5.1	Proceso dopaje- Sala de medida y difusión centrífuga	110
4.5.2	Metalización- Proceso alternativo.....	111
4.6	Montaje de los módulos fotovoltaicos.....	112
4.6.1	Caracterización de las celdas.....	112
4.6.2	Interconexión de celdas- Sala de soldaduras.....	113
4.6.3	Sala de laminado y encapsulado	115
4.6.4	Colocación de marco - Montaje.....	115
4.6.5	Caracterización de los módulos	116
4.7	Tipos de celdas de producción	116
4.8	Preguntas formuladas antes de ir a la planta.....	118
i-	Proceso de fabricación.....	118
ii-	Tecnología.....	120
iii-	Fabricación- Condiciones locales en Brasil	122
iv-	Materia prima	122
4.9	Seminario Internacional de Energía Fotovoltaica Porto Alegre	124
Capítulo 5		133
Situación Energética en Uruguay		133
5.1	Radiación solar.....	135
5.2	Desempeño.....	139
5.3	Matriz energética en Uruguay.....	139
5.4	Potencial fotovoltaico.....	140

Capítulo 6	144
Impacto ambiental de la instalación de una planta fotovoltaica	144
Capítulo 7	148
Consideraciones económicas.....	148
7.1 Consideraciones generales	150
7.2 Factor de capacidad esperado para un Parque Fotovoltaico en Uruguay	151
7.3 Estudio económico.....	152
7.4 Aspectos de fabricación de celdas fotovoltaicas y tendencias.....	154
Capítulo 8	159
Políticas Energéticas	159
Capítulo 9	167
Consideraciones finales	167
Referencias bibliográficas	173

Capítulo 1

Fundamentos de celdas solares

1.1 Introducción

En este primer capítulo se realizará una descripción de los principios de funcionamiento de las celdas solares o fotovoltaicas.

Se partirá como base de la estructura de bandas de energía en los materiales cristalinos, que tienen una distribución periódica en su estructura atómica.

Las celdas fotovoltaicas son creadas a partir de materiales semiconductores cuya estructura se puede aproximar a la de un cristal.

Los principales puntos a tratar en el presente capítulo serán:

Recombinación, generación, longitud de difusión, conductividad, banda de valencia y banda de conducción, características ideales y no idealidades (al ser fabricadas).

1.2 Estructura de bandas en los cristales

Los cristales tienen una estructura de bandas de energía, eso significa que un electrón en un cristal no puede adoptar cualquier valor de energía E , sino que existen lo que se llaman valores o bandas prohibidas.

Los cristales forman redes o estructuras periódicas, de modo que los núcleos y la energía potencial toman una distribución periódica como muestra la siguiente figura.

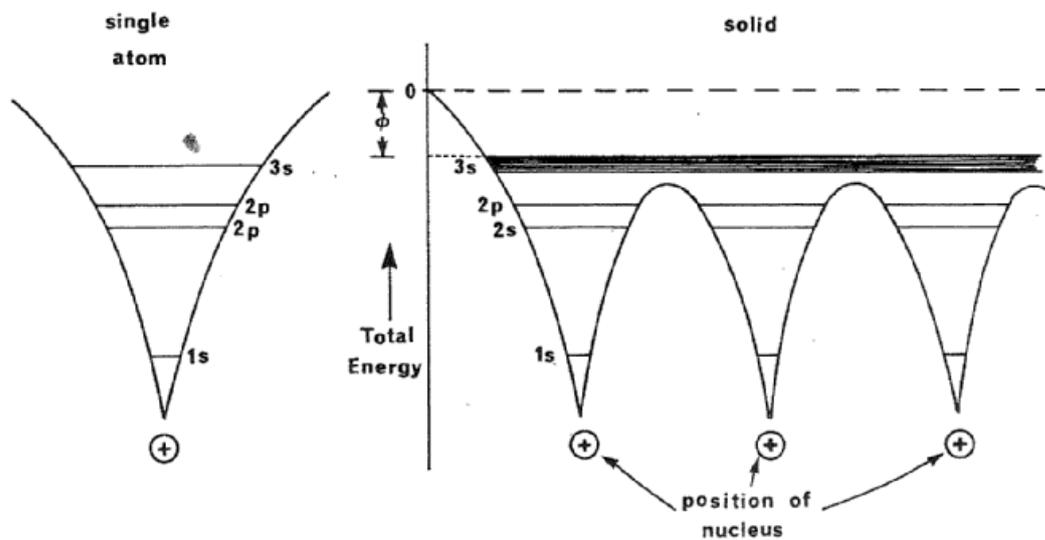


Figura 1.1. Energía potencial en cristales [10].

Para llegar al resultado de bandas de Energía se debe resolver la ecuación de Schrödinger a para una estructura de potencial similar al potencial anterior.

$$1.1. \quad -\frac{\hbar^2}{2m} \frac{\partial^2 \Psi(x,t)}{\partial x^2} + U(x,t)\Psi(x,t) = i\hbar \frac{\partial \Psi(x,t)}{\partial t}$$

$\Psi(x,t)$: Función de onda.

$U(x,t)$: Energía potencial.

Esta ecuación cuando la energía potencial no depende del tiempo ($U(x,t) = U(x)$) admite soluciones en variables separadas ($\Psi(x,t) = \varphi(x)\phi(t)$), y el problema queda resumido a resolver:

$$1.2. \quad \phi(t) = e^{-iEt/\hbar}$$

$$\left[-\frac{\hbar^2}{2m} \frac{d^2 \varphi(x)}{dx^2} + U(x)\varphi(x) \right] = E\varphi(x)$$

Siendo E la energía asociada.

No para todos los valores de E la función de onda tiene soluciones, de ahí sale que existen valores prohibidos o bandas de energía.

Para potenciales periódicos Bloch demostró que la solución $\varphi(x)$, es de la forma $u(x)e^{jkx}$, siendo $u(x)$ periódica de período igual a la latencia del cristal.

Entre todas las bandas de energía que se forman al resolver la ecuación anterior, para el estudio de las celdas solares, solamente importa solamente las bandas más externas del cristal, o sea la banda de valencia y la banda de conducción.

No se entrará en detalles sobre la resolución de la ecuación simplemente se mostrará esquemas de diagramas de banda de energía para semiconductores.

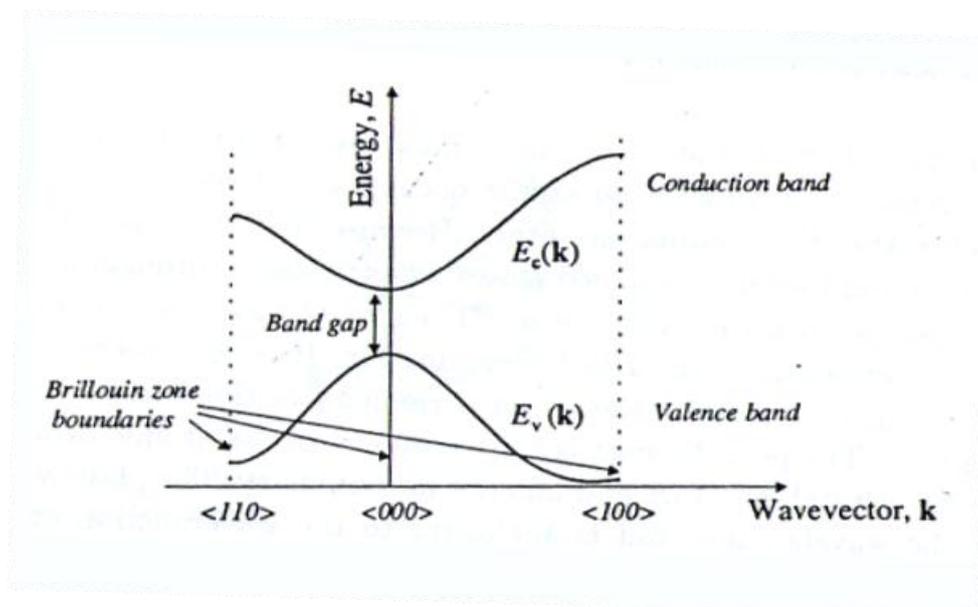


Figura 1.2. Diagrama de bandas de energía para semiconductores directos [10].

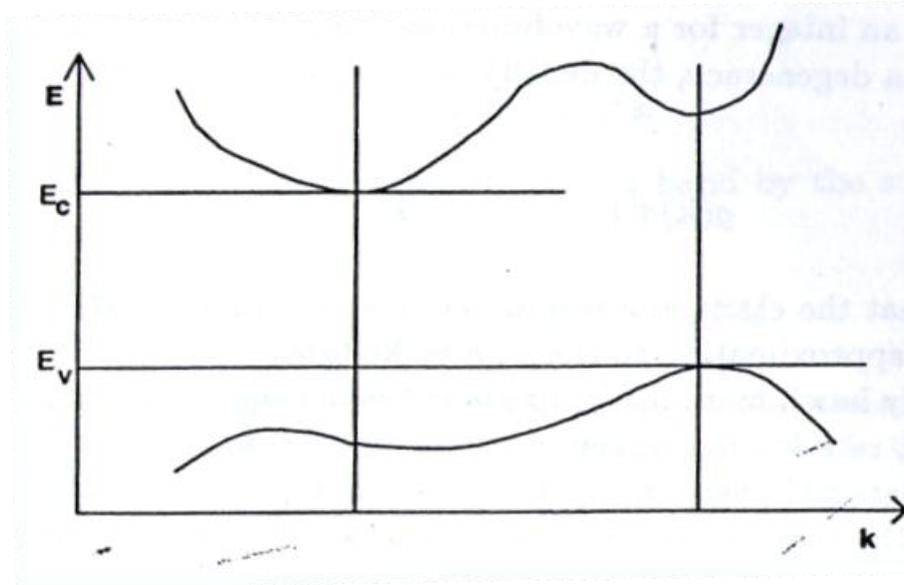


Figura 1.3. Diagrama de bandas de energía para semiconductores indirectos [10].

En ambos casos los niveles prohibidos de energía están entre ambas curvas.

La diferencia entre el mínimo de Energía entre la banda de conducción y el máximo de la banda de valencia se le denomina band gap (E_g), si tiene un valor igual a 0 estaremos frente a un metal, si por el contrario tiene un valor superior a los 3 eV estaremos ante un aislante, los semiconductores normalmente tienen un band gap entre 0,4 a 2,2 eV.

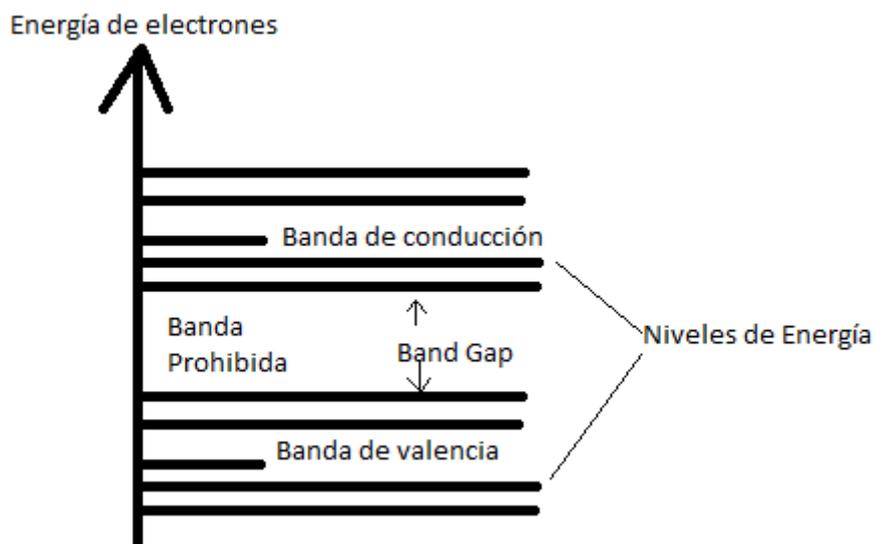


Figura 1.4. Niveles de energía permitidos y prohibidos.

1.3 Masa efectiva

El tratamiento del modelado del semiconductor se basa en la referencia [10].

En los cristales los electrones tienen un comportamiento diferente que si estuvieran libres en el vacío, y no responden en presencia de un campo eléctrico como si tuvieran una masa igual a la del electrón en vacío. La masa efectiva con la que se comportan puede ser mayor o menor.

Usualmente, la banda de valencia está casi completamente llena (todos los electrones están formando un enlace entre átomos).

Cuando un electrón gana energía o es removido del enlace entre átomos, queda un lugar con carga positiva, este lugar (llamado hueco) puede ser llenado por otro electrón, lo cual permite que haya movimiento de los mismos en la banda de valencia.

Es más fácil caracterizar este movimiento en la banda de valencia de varios electrones moviéndose por los pocos huecos, como huecos de carga positiva moviéndose en la dirección contraria a los electrones.

Por lo tanto las cargas libres en la banda de valencia son llamadas huecos y son denominadas con carga positiva.

Para que haya movimiento de carga en la banda de conducción, es necesario que haya electrones, los mismos electrones que salen de la banda de valencia al ganar energía llegan a la banda de conducción, esta que normalmente no está llena (pocos electrones en la banda de conducción), permite que los electrones se muevan.

Aquí como el movimiento es de pocos electrones (en relación a la cantidad de electrones existentes en la banda de valencia) el movimiento se caracteriza por el movimiento de electrones (y no huecos).

Resumiendo:

La corriente o movimiento de carga se describe por huecos en la banda de valencia (caracterizados por una masa efectiva m_v^*) y por electrones en la banda de conducción (caracterizados por una masa efectiva m_c^*).

Banda de conducción

La ecuación que se cumple sobre un electrón de carga $-q$ en el vacío libre es la dada en la ecuación 1.1.

En un cristal es la siguiente:

$$1.3. \quad F = -qE = m_c^* \frac{dv}{dt}$$

m_c^* Masa efectiva del electrón en la banda de conducción.

La masa efectiva en la banda de conducción en un cristal puede calcularse de la siguiente manera:

$$1.4. \quad m_c^* = \frac{\hbar^2}{d^2 E_c / dk^2}$$
$$\hbar = \frac{h}{2\pi}$$

Siendo k el vector de onda que cumple:

$$1.5. \quad k = \frac{p}{\hbar}, \text{ siendo } p \text{ la cantidad de movimiento.}$$

Se observa que, si la concavidad de la curva de la energía en la banda de conducción es positiva la masa efectiva va ser positiva.

Banda de valencia

La ecuación que se cumple sobre un hueco (misma carga que electrón pero positiva) de carga q en el vacío libre es la siguiente:

$$1.6. \quad F = qE = m_o \frac{dv}{dt}$$

En un cristal es la siguiente:

$$1.7. \quad F = qE = m_v^* \frac{dv}{dt}$$

m_v^* Masa efectiva del hueco en la banda de valencia.

La masa efectiva del hueco en un cristal en la banda de valencia puede calcularse de la siguiente manera:

$$1.8. \quad m_v^* = -\frac{\hbar^2}{d^2 E_v / dk^2}$$

Siendo k el vector de onda definido de acuerdo a la ecuación 1.5.

Se observa que la concavidad de la curva de la energía en la banda de valencia es negativa y de esto resulta una masa efectiva positiva para el hueco.

A continuación se muestra en la siguiente tabla la masa efectiva de electrones y huecos para diferentes materiales semiconductores:

Propiedad \ Semiconductor	Ge	Si	GaAs
Masa efectiva de electrón relativa	1.64	0.98	0.067
Masa efectiva de hueco relativa	0.04	0.16	0.082
Eg (eV)	0.67	1.12	1.424

Tabla 1.1. Masa efectiva y band gap para diferentes semiconductores (adaptado de [10]).

1.4 Densidad de estados y distribución

La densidad de estados en una material isotrópico en la banda de conducción se puede obtener analíticamente al suponer una relación parabólica entre el vector de onda k y la energía E de la siguiente forma (para banda de conducción y valencia

respectivamente), si bien es una aproximación que servirá para comprender mejor los conceptos de esta sección.

$$1.9. \quad \begin{aligned} E_c(k) &= E_{co} + \hbar^2 \frac{|k - k_{oc}|^2}{2m_c^*} \\ E_v(k) &= E_{vo} - \hbar^2 \frac{|k - k_{ov}|^2}{2m_v^*} \end{aligned}$$

Se llega a que la densidad de estados "g" para cada valor de energía E es la siguiente:

$$1.10. \quad \begin{aligned} g_c(E) &= \frac{1}{2\pi^2} \left(\frac{2m_c^*}{\hbar^2} \right)^{3/2} (E - E_{co})^{3/2} \\ g_v(E) &= \frac{1}{2\pi^2} \left(\frac{2m_v^*}{\hbar^2} \right)^{3/2} (E_{vo} - E)^{3/2} \end{aligned}$$

La densidad de probabilidad que un estado particular de energía E este ocupado por un electrón a una temperatura T es la siguiente (Fermi-Dirac):

$$1.11. \quad f(E, E_F, T) = \frac{1}{e^{(E-E_F)/(k_B T)} - 1}$$

E_F se denomina nivel de energía de Fermi.

Debe entenderse que aunque la probabilidad de que un electrón ocupe el nivel de fermi sea 0.5 según la ecuación anterior, para los cristales se encuentra en la banda prohibida y la probabilidad de que un electrón se encuentre con ese valor de energía es 0.

Se observa además que para temperatura $T=0^{\circ}K$, la probabilidad de que un electrón ocupe un estado con energía mayor al nivel de Fermi es 0, lo cual implica que no hay posibilidad de que hayan electrones en la banda de conducción. A medida que T aumenta pueden haber algunos electrones con probabilidad de tener un valor de energía mayor al nivel de Fermi, pero si el band gap es muy grande (aislantes), a temperatura ambiente, la probabilidad de encontrar un electrón en la banda de conducción es muy pequeña.

Para calcular n : concentración de electrones en la banda de conducción por unidad de volumen se debe integrar el siguiente producto.

$$1.12. \quad n = \int_{E_{co}}^{\infty} g_c(E) f(E, E_F, T) dE$$

$$1.13. \quad n = 2 \left(\frac{m_c^* k_B T}{2\pi\hbar^2} \right)^{1.5} e^{(E_F - E_c)/(k_B T)}$$

$$1.14. \quad N_c = 2 \left(\frac{m_c^* k_B T}{2\pi\hbar^2} \right)^{1.5}$$

Siendo k_B la constante de Boltzmann.

Se le denomina densidad efectiva de estados en la banda de conducción.

$$n = N_c e^{-(E_c - E_F)/(k_B T)}$$

Para calcular p : concentración de huecos en la banda de valencia por unidad de volumen se debe integrar el siguiente producto.

$$1.15. \quad p = \int_{-\infty}^{E_{vo}} g_v(E) (1 - f(E, E_F, T)) dE$$

$$1.16. \quad p = 2 \left(\frac{m_v^* k_B T}{2\pi\hbar^2} \right)^{1.5} e^{(E_v - E_F)/(k_B T)}$$

$$1.17. \quad N_v = 2 \left(\frac{m_v^* k_B T}{2\pi\hbar^2} \right)^{1.5}$$

Se le denomina densidad efectiva de estados en la banda de valencia.

$$1.18. \quad p = N_v e^{-(E_F - E_v)/(k_B T)}$$

En los materiales intrínsecos $p=n=n_i$, o sea por cada electrón existente en la banda de conducción debe haber un hueco en la banda de valencia, significando que se forman de solamente en pares electrón-hueco.

El valor del nivel de Fermi es:

$$1.19. \quad E_F - E_V = E_V + E_g / 2 + \frac{kT}{2} \ln\left(\frac{N_V}{N_C}\right)$$
$$E_g = E_C - E_V$$

Lo que sucede al colocar impurezas (agregar huecos en banda de valencia o electrones libres en la banda de conducción) es que el nivel del valor de energía de Fermi se modifica, pero al variar el valor del nivel de fermi no varía el siguiente producto

$$np = ni^2 = N_C N_V e^{-E_g / k_B T} .$$

1.5 Dopajes e impurezas

En un semiconductor intrínseco al no variar el nivel de Fermi, la densidad de concentración de electrones y huecos libres solo depende de la temperatura.

Por otro lado la conductividad del material es:

$$1.20. \quad \sigma = q\mu_c n + q\mu_v p$$

Siendo μ la movilidad de las cargas, y los subíndices refiriéndose a la banda de conducción y valencia.

Para el silicio el valor $3 \times 10^{-6} \Omega^{-1} \text{cm}^{-1}$, un valor realmente bajo, al agregar impurezas este valor puede crecer varios ordenes de magnitud.

Dopajes tipo n

Si se dopa el cristal con átomos que tienen un electrón más en la banda de valencia, al realizar los enlaces un electrón quedará libre, y se ionizará pasando a la banda de conducción.

La energía de ionización normalmente necesaria para que el electrón libre pase a la banda de conducción es tan baja que a temperatura ambiente es suficiente.

En este caso el material se denominará tipo n, al material que se utiliza se le llama donador en este caso porque dona un electrón. Para Silicio se utiliza típicamente Fósforo.

La concentración de impurezas por lo general es muy baja, y podría considerarse que se sigue tratando de Si puro por ejemplo.

Siendo ND^+ la concentración de átomos del material donador.

$$1.21. \quad n = ni + ND^+$$

En los dopajes típicos a temperatura ambiente $ND^+ \gg ni \rightarrow n \approx ND^+$

$$1.22. \quad p = \frac{ni^2}{n} = \frac{ni^2}{ni + ND^+} \cong \frac{ni^2}{ND^+}.$$

Dopaje tipo p

Si se dopa un cristal con átomos que tienen un electrón de menos en la banda de valencia que el cristal a dopar, para realizar los enlaces el átomo debe aceptar o tomar un electrón adicional de la banda de valencia de algún otro enlace del cristal original, de esta manera se genera un hueco en la banda de valencia.

Este material se denominará tipo p, y al material que se utiliza para dopar se le llama aceptor porque acepta un electrón.

Para Silicio se utiliza típicamente Boro.

Caso general

En el caso que se dope con donadores y aceptores, muchas veces sin intención uno de los dos, el cálculo se resume a plantear un balance de carga.

Para mostrar un ejemplo concreto, asumiendo que la densidad de donadores es mayor a la densidad de aceptores, estaremos ante un material tipo n, ND mayor a NA .

Planteando balance de carga (ya que aunque hayan electrones o huecos libres, el material siempre es desde el punto de vista electrostático neutro):

Cada átomo aceptor queda ionizado con carga negativa igual a la de un electrón.
Cada átomo donador queda ionizado con carga positiva igual a la de un electrón (en magnitud).

$$\begin{aligned} n + NA &= ND + p \\ 1.23. \quad np &= ni^2 \\ \rightarrow n^2 - (ND - NA)n - ni^2 &= 0 \end{aligned}$$

Siendo NA la concentración de átomos del material aceptor, y ND la concentración de átomos del material donador.

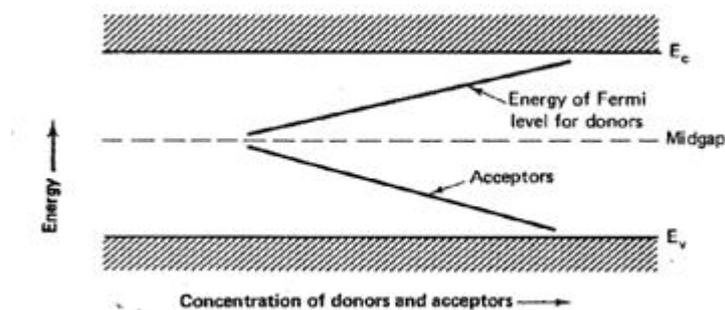


Figura 1.5. Influencia de concentración de impurezas sobre nivel de Fermi [10].

1.6 Conducción

Se presentará un análisis simplificado del fenómeno de conducción en los semiconductores, pero a partir de la ecuación fundamental, se deduce lo que se presenta posteriormente:

Nivel de Fermi en un semiconductor tipo n.

$$1.24. \quad E_{F,n} = E_c - k_B T_n \log\left(\frac{N_c}{n}\right)$$

Nivel de Fermi en un semiconductor tipo p.

$$1.25. \quad E_{F,p} = E_v + k_B T_n \log\left(\frac{N_v}{p}\right)$$

La corriente en un semiconductor debido a electrones se puede deducir que es la siguiente:

$$1.26. \quad J_n(r) = \mu_n n \nabla_r E_{F,n}$$

La corriente en un semiconductor debido a huecos se puede deducir que es la siguiente:

$$1.27. \quad J_p(r) = \mu_p p \nabla_r E_{F,p}$$

Sustituyendo:

$$1.28. \quad \nabla E_{F,n} = \nabla E_c - kT \nabla \log(N_c) + \frac{kT}{n} \nabla n$$

$$1.29. \quad \nabla E_{F,p} = \nabla E_v + kT \nabla \log(N_v) - \frac{kT}{p} \nabla p$$

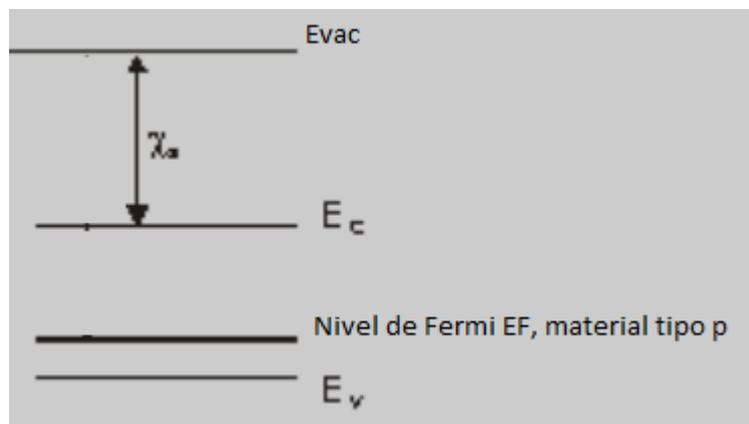


Figura 1.6. Nivel de Fermi, en material tipo (adaptado de [10]).

$$1.30. \quad \begin{aligned} E_c &= E_{vac} - \chi \\ E_v &= E_{vac} - \chi - E_g \\ E_{F,n} &= E_{vac} - \chi - kT \log(N_c/n) \end{aligned}$$

$$1.31. \quad \nabla E_c = qE - \nabla \chi$$

E: Campo eléctrico, χ y la función de afinidad.

Dado que $\nabla E_{vac} = qE$

$$1.32. \quad \nabla E_v = qE - \nabla \chi - \nabla E_g$$

Sustituyendo:

$$1.33. \quad J_n(r) = qD_n \nabla n + \mu_n n (qE - \nabla \chi - kT \nabla \log(Nc))$$

$$1.34. \quad J_p(r) = -qD_p \nabla p + \mu_p p (qE - \nabla \chi - \nabla E_g + kT \nabla \log(Nc))$$

Con las relaciones $\mu_n = \frac{qD_n}{kT}$, $\mu_p = \frac{qD_p}{kT}$.

En un material invariante se reduce la expresión a:

$$1.35. \quad J_n(r) = qD_n \nabla n + q\mu_n n E$$

$$1.36. \quad J_p(r) = -qD_p \nabla p + q\mu_p p E$$

Aunque no es válido para las zonas de juntas.

De ambas expresiones se deduce que la conducción de corriente o (movimientos de cargas) se realiza en los semiconductores por dos mecanismos bien distintos, difusión y arrastre.

Corriente de arrastre

La corriente de arrastre se produce por el campo eléctrico que fuerza el movimiento de las cargas:

$$1.37. \quad F = m^* a = Eq - CV_d = 0$$

Se utiliza la masa efectiva de la carga, siendo C una constante que depende del cristal y V_d la velocidad media de las cargas.

La fuerza del campo eléctrico provoca un movimiento y una corriente de arrastre:

$$I_d = nqV_dA$$

1.38. $V_d = \mu E$

n : Concentración de electrones por unidad de volumen, es análogo con los huecos.

A : Área

μ : Movilidad del tipo de portador de las cargas, varía según el semiconductor y no es lo mismo para huecos que para electrones.

La curva $V_d(E)$ presenta un comportamiento lineal, pero a velocidades elevadas se satura.

Este es el mecanismo dominante de conducción en los metales.

Corriente por difusión

Cuando existe una concentración de portadores no uniforme, de electrones por ejemplo, existen electrones que difunden de donde hay mayor concentración de electrones a donde hay menos concentración de electrones. Este es el principal fenómeno de conducción en los semiconductores mientras arrastre es el principal fenómeno de conducción en los metales.

La densidad de corriente debido al fenómeno de difusión es la siguiente:

1.39. $J_n = qD_n \frac{dn}{dx}$ Para electrones.

1.40. $J_p = -qD_p \frac{dp}{dx}$ Para huecos.

Siendo las constantes D_n y D_p cumplen la relación de Einstein:

1.41. $\frac{D_p}{\mu_p} = \frac{D_n}{\mu_n} = \frac{k_B T}{q} = 25mV @ T = 290^\circ K$

La densidad de corriente total es entonces:

$$J_n = qD_n \frac{dn}{dx} + nq\mu_n E$$

$$1.42. \quad J_p = -qD_p \frac{dp}{dx} + pq\mu_p E$$

$$J_T = J_p + J_n$$

Material\Tipo de portador	Electrón	Hueco
Si	1350	480
GaAs	8000	300
Ge	3600	1800

Tabla 1.2. Coeficientes de movilidad para electrones y huecos para distintos materiales semiconductores en cm²/s, (adaptado de [10]).

1.7 Generación y recombinación

La corriente de salida en una celda solar se *obtiene* como un balance entre absorción de luz, generación de corriente y recombinación.

Las ecuaciones básicas que se plantean son las siguientes:

$$\frac{dn}{dt} = \frac{1}{q} \nabla \cdot J_n + G_n - U_n$$

$$1.43. \quad \frac{dp}{dt} = \frac{1}{q} \nabla \cdot J_p + G_p - U_p$$

$$\nabla^2 \cdot \phi = \frac{q}{\epsilon_s} (-\rho_{fixed} + n - p)$$

Para resolver ese sistema de ecuaciones diferenciales es necesario conocer como depende J, G y U de n, p y ϕ (potencial eléctrico).

Comentarios generales

- La generación G es una excitación electrónica que da por resultado el aumento del número de portadores libres (huecos en banda de valencia o electrones en banda de conducción).
- La principal forma de generación para las celdas solares es la absorción de un fotón (se verá más adelante).
- La recombinación U es una relajación electrónica que reduce el número de portadores libres.
- La generación requiere una energía externa mientras que la recombinación libera (emite) energía.
- Por cada proceso de generación existe un proceso equivalente de recombinación.

La generación es el resultado del pasaje de un electrón de la banda de valencia a la banda de conducción, que crea un par electrón hueco, o un electrón desde la banda de valencia a un estado localizado, o un electrón desde un estado localizado a la banda de conducción (estas últimas suceden en redes cristalinas no perfectas).

La recombinación al ser el proceso inverso será el resultado del pasaje de un electrón de la banda de conducción a la banda de valencia u estados intermedios como se mencionó para la generación.

En equilibrio térmico $G=U$, pero el objetivo de estudio es fuera del equilibrio.

1.7.1 Foto generación

Las leyes de absorción en un semiconductor dependen del índice de refracción n y coeficiente de extinción k .

Definiendo

$$1.44. \quad n^* = n - ik$$

La ecuación de una onda electromagnética en un medio es así:

$$1.45. \quad \vec{E} = \vec{E}_o e^{i(\omega t - n^* x)} = \vec{E}_o e^{i(\omega t - nx)} e^{-\frac{k\omega}{c}x}$$

Se debe entender que el valor de n y k dependen de la frecuencia de la onda electromagnética.

La intensidad de la luz I (proporcional al módulo del campo eléctrico al cuadrado) se estima entonces como:

$$1.46. \quad I = I(0)e^{-\frac{2kwx}{c}} = I(0)e^{-\alpha x}$$
$$\alpha = \frac{2kw}{c}$$

α : Coeficiente de absorción, probabilidad de la absorción de un fotón por una muestra de espesor α^{-1} .

La absorción de la luz se debe fundamentalmente a la acción de los siguientes mecanismos:

- Intrínseca o fundamental
- Excitónica
- Por portadores de carga libre
- Por impurezas
- Fonónica

Cuando un electrón es excitado con una energía mayor al band gap, vuelve rápidamente al valor mínimo posible de energía dentro de la banda de conducción, y esta energía la pierde por termalización o por emisión de fonones.

Existen ondas vibratorias que se producen dentro del cristal, el "cuanto" de estas ondas se les llama fonones (como en la luz fotones).

Los fonones son ondas mecánicas que viajan a la velocidad del sonido.

Su longitud de onda está dada por la latencia de los átomos del cristal. Los fonones solo pueden existir dentro de los cristales.

Los fonones tienen una energía muy inferior a los fotones normalmente, pero tienen una mayor cantidad de movimiento.

Absorción intrínseca o fundamental:

Coefficiente de absorción para semiconductores directos:

$$1.47. \quad \alpha(hf) = \begin{cases} A(hf - E_g)^{0.5}; h \times f > E_g \\ 0 & h \times f < E_g \end{cases}$$

En los semiconductores indirectos, intervienen más partículas que electrón-fotón, también aparecen fonones.

Esto es así porque al efectuarse una colisión fotón-electrón, se debe conservar la cantidad de movimiento y la energía, y las bandas de energía de valencia y conducción en sus puntos de máxima y mínima energía respectivamente tienen diferente cantidad de movimiento.

Como la cantidad de movimiento del fonón es muy superior a la del fotón, la cantidad de movimiento del electrón antes y después de la colisión debe ser similar. Entonces, en los semiconductores indirectos para efectuarse el salto de banda con el mínimo intercambio de energía la cantidad de movimiento debe variar. Ahí es donde aparece el fonón, en cambio en los semiconductores directos la cantidad de movimiento se mantiene (aproximadamente), entonces no aparecen fonones.

Por eso la absorción debida a las transiciones directas es más probable que las transiciones indirectas.

Usualmente $\alpha_d = 10^4 - 10^5 \text{ cm}^{-1}$, mientras $\alpha_i = 10 - 10^3 \text{ cm}^{-1}$, lo que hace que para tener la misma absorción un material indirecto deba tener un espesor mucho mayor.

$$1.48. \quad \alpha(hf) \cong B(hf - E_g \pm \hbar\Omega)^2$$

1.7.2 Recombinación

Ya se explicó lo que significa recombinación, a continuación se comentará brevemente los principales tipos de recombinación:

- a- Por radiación
- b- Auger
- c- Shockley Read Hall
- d- De superficie

Si bien un análisis detallado sobre el cálculo de recombinación es más complicado de lo que se verá a continuación, se pretende mostrar ecuaciones aproximadas para poder entender cualitativamente los fenómenos que inciden en la recombinación, para materiales tipo p y tipo n, aunque si la predominancia de huecos o electrones no es de varios ordenes de magnitud ($n \gg p$ o $p \gg n$), las ecuaciones que se muestran a continuación pierden precisión.

a- Por radiación

Se observa que es proporcional al exceso de portadores minoritarios.

Para materiales tipo p

$$1.49. \quad U_{rad} = \frac{n - n_0}{\tau_{n,rad}}$$

Donde n_0 es la concentración de electrones en equilibrio $n_0 = n_i^2 / N_A$.

Siendo N_A la concentración de átomos del material aceptor y N_D la concentración de átomos del material donador.

$$1.50. \quad \tau_{n,rad} = \frac{1}{B_{rad} N_A}$$

Para materiales tipo n es análogo

$$1.51. \quad U_{rad} = \frac{p - p_0}{\tau_{p,rad}}$$

$$1.52. \quad \tau_{p,rad} = \frac{1}{B_{rad} N_D}$$

Siendo B_{rad} una constante que depende intrínsecamente del material, aunque es mayor para materiales con mayor absorción (depende directamente de α), o sea la recombinación por radiación es más importante en los semiconductores directos.

b- Recombinación de Auger

Para una recombinación de banda a banda (no a estados localizados), se requiere la interacción de dos huecos y un electrón o dos electrones y un hueco.

Este fenómeno es dominante en el Silicio cuando los dopajes son elevados.

Colisión de dos electrones

$$1.53. \quad U_{Aug} = Ap(n^2 p - no^2 po)$$

Colisión de dos huecos

$$1.54. \quad U_{Aug} = An(p^2 n - po^2 no)$$

$$1.55. \quad \tau_{p,Aug} = \frac{1}{AnNA^2}$$

$$\tau_{n,Aug} = \frac{1}{ApND^2}$$

Se observa que la recombinación de Auger aumenta en relación al cuadrado del dopaje (ND o NA), y la recombinación de radiación depende linealmente del dopaje, por ello ante elevados dopajes la recombinación de Auger es dominante.

c- Shockley Read Hall

El tipo más importante de recombinación en los semiconductores son aquellos que envuelven trampas o defectos en el band gap (recuérdese que las bandas prohibidas salían de un potencial periódico perfecto), que generan estados localizados.

Se denominará a la densidad de defectos o trampas a N_t a una energía E_t en el band gap. Las trampas vacías pueden captar electrones de la banda de conducción, y trampas llenas pueden captar un hueco de la banda de valencia.

Para materiales tipo p

$$1.56. \quad U_{SRH} \approx \frac{n - n_0}{\tau_{n,SRH}}$$

Para materiales tipo n

$$1.57. \quad U_{SRH} \approx \frac{p - p_0}{\tau_{p,SRH}}$$

$$1.58. \quad \tau_{p,SRH} = \frac{1}{BpNt}$$

$$\tau_{n,SRH} = \frac{1}{BnNt}$$

d- Recombinación de superficie

Los defectos o trampas en las superficies o interfaces entre cristales son mucho más comunes que dentro del cristal.

En materiales tipo p

$$1.59. \quad U_s \approx S_n(n - n_0)$$

Para materiales tipo n

$$1.60. \quad U_s \approx S_p(p - p_0)$$

$$S_n = BnNs$$

$$1.61. \quad S_p = BpNs$$

1.8 Ecuaciones de transporte de carga en un cristal

Para el estudio del transporte de carga se usa el estado estacionario:

$$1.62. \quad \begin{aligned} \frac{dn}{dt} &= 0 \\ \frac{dp}{dt} &= 0 \end{aligned}$$

Si se tiene en cuenta la generación de pares solamente, entonces los valores $G_n = G_p = G(x)$.

De la misma forma con U , $U_n = U_p = U(x)$.

Planteando las ecuaciones de la sección de conducción y la condición de estado estacionario se llega a:

$$1.63. \quad \begin{aligned} D_n \frac{d^2 n}{dx^2} + \mu_n E \frac{dn}{dx} + \mu_n n \frac{dE}{dx} - U + G &= 0 \\ D_p \frac{d^2 p}{dx^2} + \mu_p E \frac{dp}{dx} + \mu_p p \frac{dE}{dx} - U + G &= 0 \end{aligned}$$

Ahora si se cumple que:

i-El campo eléctrico es constante o cero.

ii-Existe un tipo predominante de recombinación tal que es posible describirla en función de los portadores minoritarios, materiales p $U \approx \frac{n - n_0}{\tau_n}$, y materiales n

$U \approx \frac{p - p_0}{\tau_p}$, podemos replantear las ecuaciones anteriores para materiales tipo p y n respectivamente.

$$1.64. \quad \begin{aligned} \frac{d^2 n}{dx^2} + \frac{qE}{kT} \frac{dn}{dx} - \frac{n - n_0}{L_n^2} + \frac{G(x)}{D_n} &= 0 \\ \frac{d^2 p}{dx^2} + \frac{qE}{kT} \frac{dp}{dx} - \frac{p - p_0}{L_p^2} + \frac{G(x)}{D_p} &= 0 \end{aligned}$$

Se introduce en este análisis un parámetro muy útil que es la longitud de difusión:

$$1.65. \quad \begin{aligned} L_p &= \sqrt{\tau_p D_p} \\ L_n &= \sqrt{\tau_n D_n} \end{aligned}$$

Se observa que en estado estacionario, la ecuación unidimensional para electrones en la banda de conducción para materiales tipo p se transforma en:

$$1.66. \quad \frac{d^2 n}{dx^2} = \frac{n - n_0}{L_n^2}$$

Que tiene por solución para el exceso de portadores minoritarios $n - n_0$ (electrones libres en materiales tipo p en este caso) $e^{\pm \frac{x}{L_n}}$.

Entonces esa longitud es una medida de la longitud promedio que pueden recorrer los portadores minoritarios antes de recombinarse.

Es claro que el espesor de una celda deberá ser inferior a esta longitud, igualmente este análisis se verá en detalle más adelante.

1.9 Juntura P-N

Con una juntura p-n se logra la separación de carga y la idea es que una región quede cargada parcialmente positiva y otra parcialmente negativa. Claro que el balance de carga deberá ser neutro.

Esta separación de carga genera una asimetría en el comportamiento del semiconductor, lo cual permite que la conducción sea más fácil en un sentido que en otro.

Lo que sucede con semiconductores tipo p o tipo n es que la corriente puede circular en cualquiera de ambos sentidos. Entonces, por ejemplo, al producirla por medio de radiación solar, por un tema estadístico (unos electrones se mueven en un sentido, y otros en otro), la corriente de generación es nula porque no existe una "preferencia" en el sentido de movimiento.

La idea de las junturas P-N es guiar el sentido en que pueden moverse los electrones, de modo que al generarse movimiento los electrones o huecos se muevan en un solo sentido pudiendo de esta manera generar una corriente neta distinta de cero.

En la unión p-n existe una discontinuidad del nivel de energía de Fermi como puede apreciarse en la siguiente figura:

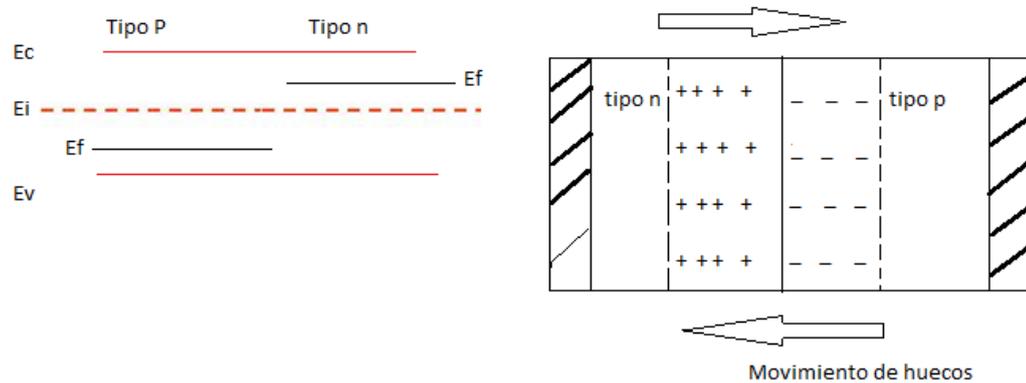


Figura 1.7. Zona de agotamiento, niveles de Fermi en juntura.

En la juntura se forma lo que se denomina una barrera potencial. Los electrones libres se excitan (térmicamente) para ir a ocupar el lugar donde se encuentran los huecos del material p y de esta forma sobre la juntura el material p queda cargado de forma negativa, lo mismo sucede con el material n donde queda cargado de forma positiva. Este fenómeno no expande más allá de cierta distancia de la juntura debido a que los electrones libres para atravesar la barrera deberán superar un potencial cada vez mayor a medida que más electrones difunden. En estado de equilibrio el potencial de barrera es llamado V_{bi} .

Esta zona es conocida como zona de agotamiento.

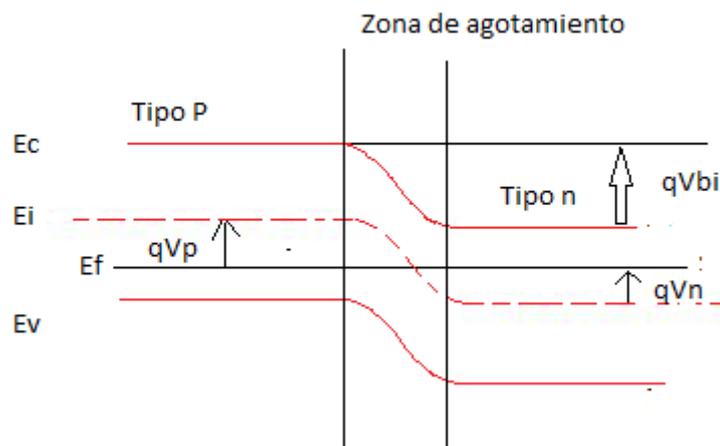


Figura 1.8. Potencial de barrera.

El potencial de barrera V_{bi} en estado de equilibrio se calcula como la diferencia en los niveles de energía de Fermi:

$$1.67. \quad V_{bi} = \frac{E_i - E_f}{q} \Big|_p - \frac{E_i - E_f}{q} \Big|_n \cong \frac{k_B T}{q} \ln\left(\frac{N_D N_A}{ni^2}\right)$$

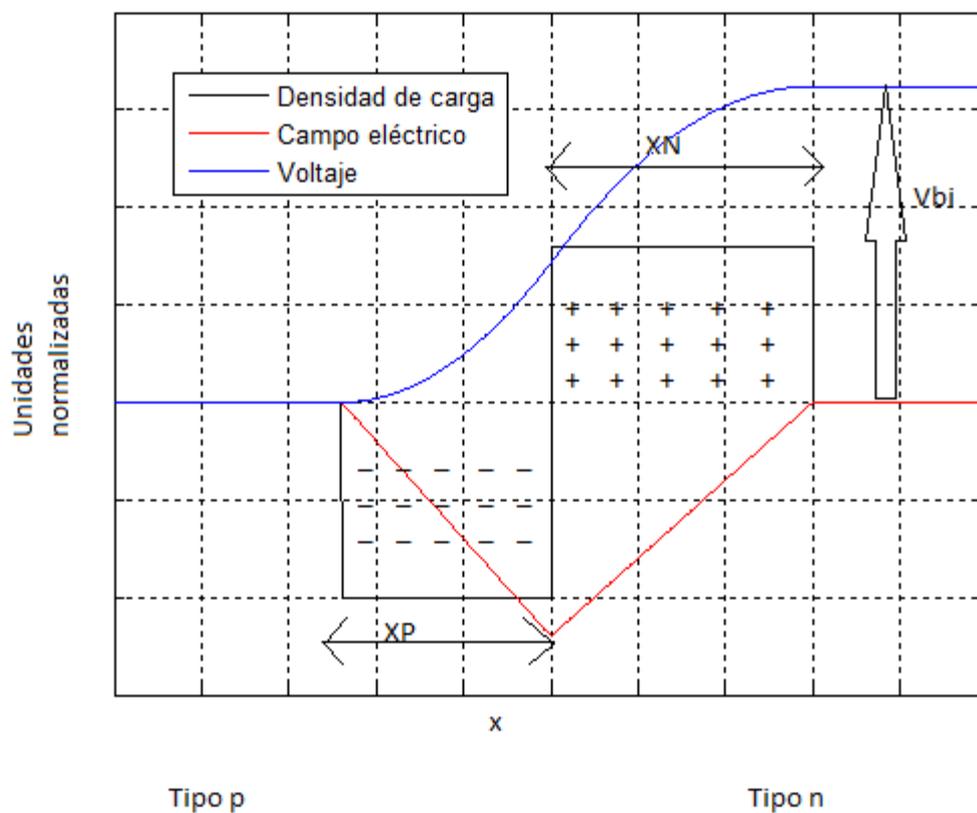


Figura 1.9. Potencial a lo largo de la juntura.

El campo eléctrico de la ley de Gauss queda como:

$$1.68. \quad \nabla \cdot E = \frac{\rho}{\epsilon}$$

Aplicando la ecuación para el caso de una dimensión:

$$1.69. \quad \begin{aligned} \frac{dE}{dx} &= \frac{\rho}{\epsilon} \\ -\frac{dV}{dx} &= E \end{aligned}$$

Por conservación de carga se cumple:

$$N_A x_p = N_D x_n$$

$$1.70. \quad W = x_p + x_n$$

Los valores x_p y x_n quedan como:

$$1.71. \quad x_p = \frac{1}{N_D} \sqrt{\frac{2\epsilon_{Si} V_{bi} N_D N_A}{q(N_D + N_A)}}$$

$$1.72. \quad x_n = \frac{1}{N_A} \sqrt{\frac{2\epsilon_{Si} V_{bi} N_D N_A}{q(N_D + N_A)}}$$

$\epsilon_{Si} \cong 11.9\epsilon_o$ para Silicio.

Comportamiento de la juntura pn bajo voltaje

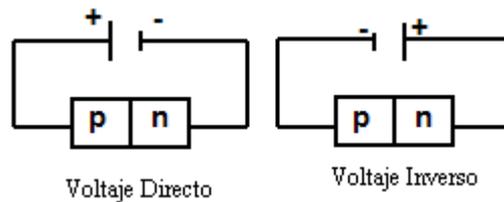


Figura 1.10. Esquemas de conexionado con voltaje directo e inverso.

Con Voltaje directo

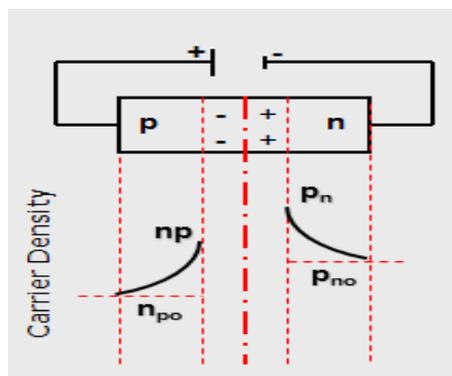


Figura 1.11. Concentración de portadores minoritarios.

$n_{no} p_{no} = ni^2$ Para material n (siempre se cumple para cualquier semiconductor, sin importar que sea n o p, en equilibrio).

$$1.73. \quad n_{po}p_{po} = ni^2$$

$$1.74. \quad V_{bi} = \frac{k_B T}{q} \ln\left(\frac{N_D N_A}{ni^2}\right)$$

$$N_A \cong p_{po}; N_D \cong n_{no}$$

Despejando se obtiene:

$$1.75. \quad p_{po} = p_{no} e^{qV_{bi}/kT}$$

$$1.76. \quad n_{no} = n_{po} e^{qV_{bi}/kT}$$

El Voltaje V_{bi} debe reemplazarse cuando se aplica un voltaje, por:

$V' = V_{bi} - V_d$, cuando el voltaje es directo.

$V' = V_{bi} + V_i$, cuando el voltaje es inverso.

$$p_p = p_n e^{q(V_{bi} - V_d)/kT}$$

$$p_p = p_n e^{q(V_{bi} + V_i)/kT}$$

$$n_n = n_p e^{q(V_{bi} - V_d)/kT}$$

$$n_n = n_p e^{q(V_{bi} + V_i)/kT}$$

Para no utilizar subíndices d e i , se utilizará solo el valor de V , con la convención de que un V positivo indica voltaje directo y negativo voltaje inverso.

Para dopajes no muy grandes, la concentración de portadores mayoritarios es mucho mayor que la concentración de portadores minoritarios. Entonces valen las siguientes aproximaciones:

$$1.77. \quad \begin{aligned} n_n &\cong n_{no} \\ p_p &\cong p_{po} \end{aligned}$$

$$1.78. \quad n_n = n_p e^{q(V_{bi} - V)/kT}$$

$$1.79. \quad n_{no} = n_{po} e^{q(V_b)/kT}$$

$$n_p e^{\frac{q(V_b - V)}{kT}} = n_{po} e^{\frac{qV_b}{kT}}$$

$$1.80. \quad n_p = n_{po} e^{\frac{qV}{kT}}$$

$$n_p - n_{po} = n_{po} \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) = \delta_n$$

δ_n : Exceso de concentración de portadores minoritarios (en el material p).

Análogo con el material n.

$$1.81. \quad p_n - p_{no} = p_{no} \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) = \delta_p$$

δ_p : Exceso de concentración de portadores minoritarios (en el material n).

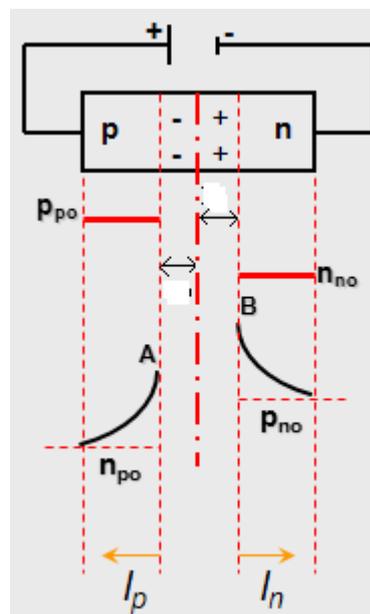


Figura 1.12. Concentración de portadores mayoritarios y minoritarios.

Evaluando δ_n y δ_p en I_p y I_n queda:

$$1.82. \quad \delta_n(l_p) = \delta_n(0) \times e^{-l_p/L_n}$$

$$\delta_p(l_n) = \delta_p(0) \times e^{-l_n/L_p}$$

Se recuerda en la sección anterior que estas ecuaciones eran válidas cuando predomina una clase de recombinación.

En el punto A de la figura anterior se puede plantear:

$$1.83. \quad \begin{aligned} \delta_n(0) &= n_{po} \left[e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] \\ \delta_p(0) &= p_{no} \left[e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] \end{aligned}$$

$$1.84. \quad \begin{aligned} \delta_n(lp) &= n_{po} \left[e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] e^{-lp/Ln} \\ \delta_p(ln) &= p_{no} \left[e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] e^{-ln/Lp} \end{aligned}$$

Calculando sola la corriente de difusión en función de lp y ln, considerando que el campo eléctrico es nulo fuera de la zona de agotamiento (se desprecia la corriente de arrastre):

$$1.85. \quad \begin{aligned} J_{ndif} &= qD_n \frac{dn}{dx} = -qD_n \frac{\partial \delta_n(lp)}{\partial lp} = \frac{qn_{po}D_n}{L_n} \left[e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] e^{-lp/Ln} \\ J_{pdif} &= -qD_p \frac{dp}{dx} = \frac{qp_{no}D_p}{L_p} \left[e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] e^{-ln/Lp} \\ J_{ndif}(lp=0) &= \frac{qn_{po}D_n}{L_n} \left[e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] \\ J_{pdif}(ln=0) &= \frac{qp_{no}D_p}{L_p} \left[e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right] \end{aligned}$$

$$1.86. \quad J_{total} = q \left(\frac{D_n n_{po}}{L_n} + \frac{D_p p_{no}}{L_p} \right) \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) = J_o \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right)$$

Queda entonces la conocida ecuación del diodo:

$$1.87. \quad I = I_o \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right)$$

V es positivo si el voltaje es directo y negativo si es inverso.

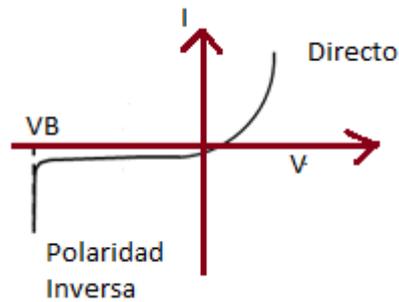


Figura 1.13. Curva característica del diodo (o celda fotovoltaica) en oscuridad.

Dependiendo del tipo de recombinación dominante la ecuación antes vista puede modificarse de la siguiente manera:

$$1.88. \quad I = I_0 \left(e^{\frac{qV}{nKT}} - 1 \right)$$

Siendo n un número entre típicamente 1 y 2 dependiendo que fenómeno de recombinación tenga más preponderancia.

1.10 Juntura p-n bajo radiación

En la sección anterior no se tomó en cuenta el tema de la generación.

En la sección 1.9 se plantearon las ecuaciones:

$$1.89. \quad \begin{aligned} \frac{d^2 n}{dx^2} + \frac{qE}{kT} \frac{dn}{dx} - \frac{n - n_0}{L_n^2} + \frac{G(x)}{D_n} &= 0 \\ \frac{d^2 p}{dx^2} + \frac{qE}{kT} \frac{dp}{dx} - \frac{p - p_0}{L_p^2} + \frac{G(x)}{D_p} &= 0 \end{aligned}$$

La generación de pares electrón hueco depende principalmente de:

- La reflexión del material.
- De la absorción del material a la energía que incide el fotón.
- Del espectro incidente y número de fotones.

Cuando la energía de un fotón es mayor que la energía del band gap del semiconductor, se crean pares electrón hueco, con cierta probabilidad de absorción.

Estos portadores forman un campo eléctrico E' el cual es en sentido opuesto en la dirección del campo eléctrico E de barrera del semiconductor, dado que los portadores minoritarios (huecos en región n y electrones en región p) son guiados por el campo eléctrico de la zona de agotamiento.

El campo eléctrico neto en la juntura será $E-E'$.

El potencial de barrera es reducido a V_0-V' , o sea es el mismo efecto que una juntura sometida a un potencial directo V' .

El resultado general es que en circuito abierto aparece un potencial V' , la aparición de esta tensión se llama efecto fotovoltaico.

El máximo valor de circuito abierto bajo iluminación es el voltaje de barrera de la juntura. Es cuando el valor del campo eléctrico generado E' cancela el campo eléctrico de barrera.

El máximo valor V_0 de un semiconductor es dado por el band gap E_g , o sea E_g/q , siendo q la carga de un electrón. En realidad está limitado por la diferencia de los niveles de Fermi de la zona p con la n.

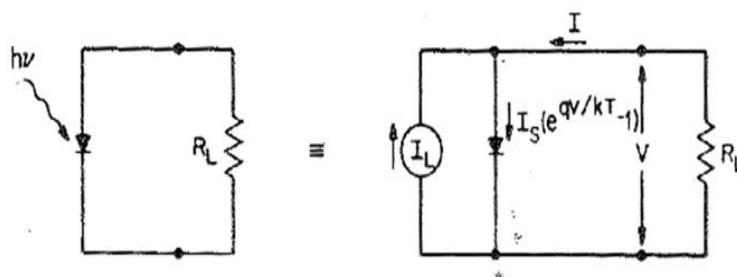


Figura 1.14. Modelo equivalente de la juntura bajo radiación, extraído de [10].

$$1.90. \quad J = J_o \left(e^{\frac{qV}{kT}} - 1 \right) - J_L$$

$$1.91. \quad J_L = qG[L_n, L_p, W]$$

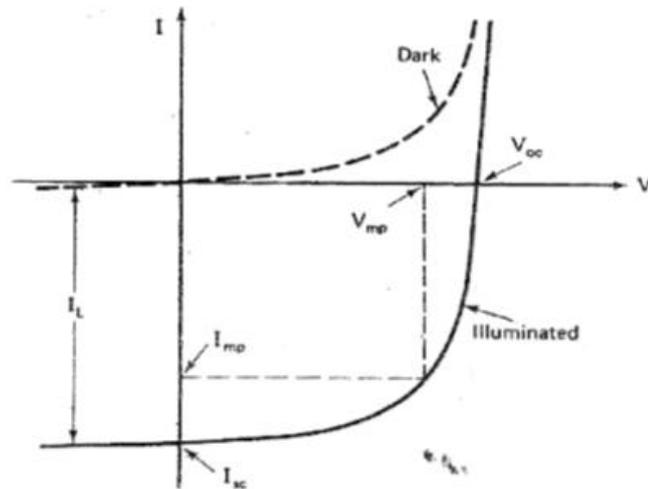


Figura 1.15. Curva característica de la juntura con iluminación y en oscuridad [9].

Cambiando la convención en que circula la corriente, dado que las celdas fotovoltaicas entregan energía, la curva I-V puede ser presentada como está en la figura 1.16.

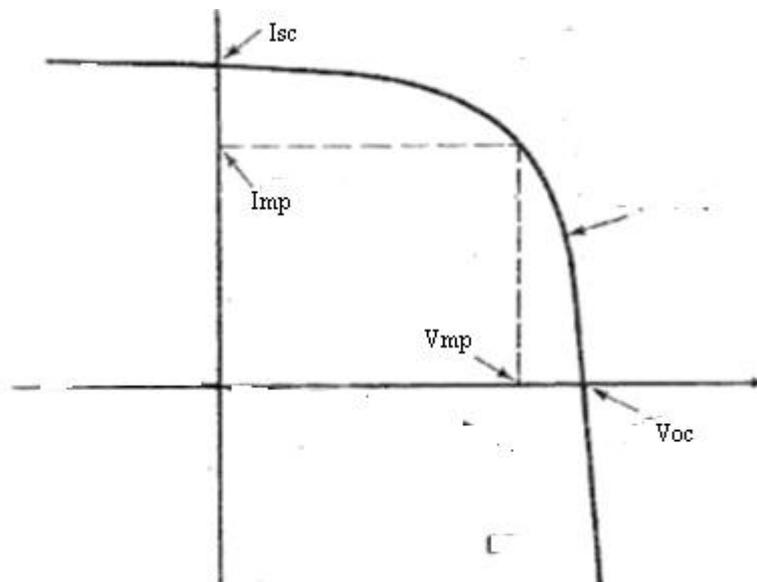


Figura 1.16 Curva característica de una celda fotovoltaica bajo iluminación [10].

En esta última figura se muestra la curva I-V de la celda bajo iluminación, y se señalan los siguientes parámetros:

- I_{sc} : Corriente de cortocircuito de la celda.
- V_{oc} : Voltaje de circuito abierto.
- I_{mp} : Corriente de máxima potencia.
- V_{mp} : Tensión de máxima potencia.

Hay otros dos parámetros importantes en la celda que son:

- Eficiencia de la celda
- Factor de forma FF, este valor toma valores usualmente entre 0.7 y 0.85.

$$1.92. \quad V_{oc} = \frac{kT}{q} \ln \left(\frac{J_L}{J_o} + 1 \right)$$

$$I_{sc} = J_L \times Area$$

$$1.93. \quad FF = \frac{V_{mp} I_{mp}}{V_{oc} \times I_{sc}}$$

$$1.94. \quad \eta = \frac{P_{out}}{P_{in}} = \frac{V_{mp} I_{mp}}{P_{in}} \frac{V_{oc} \times I_{sc}}{P_{in}}$$

Dependencia de tensión, corriente y potencia según:

- Temperatura.
- Irradiación solar.

$$1.95. \quad \begin{aligned} \frac{dV_{oc}}{dT} &= \beta \\ \frac{dI_{sc}}{dT} &= \alpha \\ \frac{dP_{mpp}}{dT} &= CVPT \end{aligned}$$

Los coeficientes de tensión y potencia son negativos y el de corriente es positivo.

La relación respecto a la radiación es lineal (proporcional) para la corriente, y para el Voc depende logarítmicamente como se observa en la última ecuación pero también creciente, y la potencia crece casi linealmente (producto de tensión por corriente), aunque se debe tener en cuenta que si hay mucha radiación y los paneles alcanzan temperaturas elevadas no darán tanta más potencia porque a mayor temperatura su rendimiento disminuye.

Ejemplo de dependencia para un panel fotovoltaico comercial:

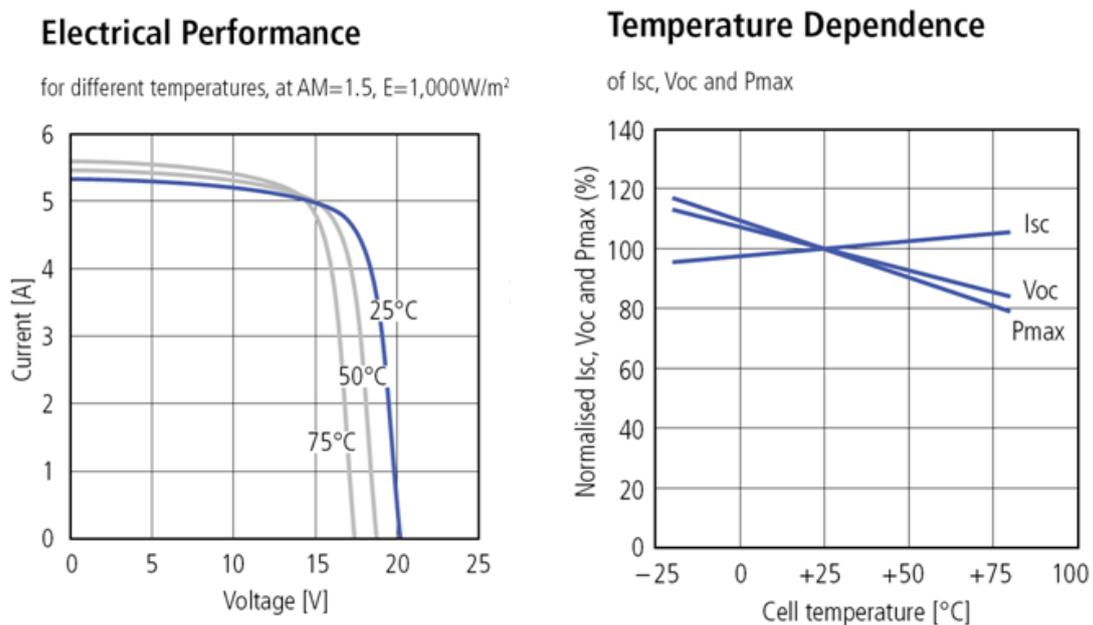


Figura 1.17. Curva I-V y parámetros principales con dependencia de la temperatura.

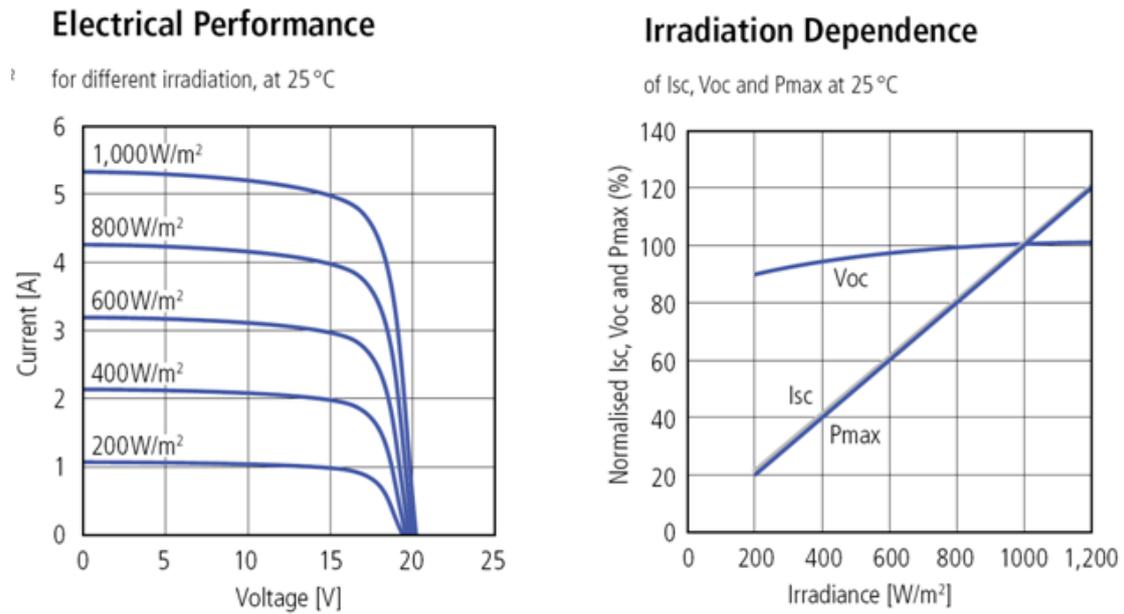


Figura 1.18. Curva I-V y parámetros principales en función de la irradiancia.

En el siguiente capítulo se tratará conceptualmente las celdas de primera, segunda y tercera generación, además de explicar características del espectro solar, fotones incidentes y limitaciones teóricas.

En el capítulo 3 se retomará con temas de diseño.

Capítulo 2

Celdas de Primera, Segunda y Tercera generación

2.1 Introducción

En este capítulo se mostrará las tecnologías de celdas fotovoltaicas, las llamadas celdas de primera, segunda y tercera generación, explicando brevemente sus limitaciones.

Este trabajo se enfocará más adelante solamente en las celdas de Silicio Cristalino (es un tipo de celda de primera generación).

La idea conceptual de las celdas de primera generación quedo planteada en el primer capítulo: un material semiconductor con una juntura p-n, con un band gap definido. Se mostró que para que la absorción de fotones sea lo mayor o razonablemente aceptable, se requería que el material tuviera un espesor tal que la absorción fuera superior al 95%, por ejemplo.

Para las celdas de segunda generación si bien la idea es similar a las celdas de primera generación, con la salvedad de ser mucho más delgadas, son también llamadas celdas de película delgada, y queda claro el propósito, ahorrar material (aunque posean una eficiencia inferior), es requerido que el coeficiente de absorción sea mucho mayor.

Dentro de las celdas de tercera generación existe una gran variedad de alternativas, aunque aquí veremos brevemente las celdas "tándem", que son celdas que cuentan con más de una juntura p-n de diferentes materiales con diferentes band-gap. Su funcionamiento se explicará luego en más detalle siendo que su eficiencia es superior al de las celdas de primera generación, aunque requieren mayor cantidad de material.

Se destaca que si bien la eficiencia es un factor de importancia, dado que reduce el espacio necesario para captar cierta energía, es más importante el costo final de la celda o panel fotovoltaico por Watt.

Estos costos en las aplicaciones estándares son los que limitan principalmente la instalación de módulos fotovoltaicos en la actualidad, y no su baja eficiencia.

Técnicas como concentración de energía solar pueden resultar muy útiles debido a no solo aumentar la eficiencia, como se verá, sino también a disminuir considerablemente la cantidad de materiales y el tamaño de las celdas fotovoltaicas a utilizar por módulo, algo que no se estudiará en este trabajo.

2.2 Tecnologías de módulos fotovoltaicos

A continuación se muestran las principales tecnologías de módulos fotovoltaicos en el mundo.



Figura 2.1. Imágenes de diferentes tipos de módulos fotovoltaicos.

Los módulos de silicio cristalino componen casi el 85% de la producción mundial, y los de lámina delgada el 15%.

O sea las celdas de tercera generación actualmente son de aplicaciones de laboratorio e investigación.

Sobre la fabricación detallada se estudiará más en profundidad en los siguientes capítulos.

2.3 Límites de eficiencia

La energía del sol no llega en forma de trabajo sino en forma de calor, por el segundo principio de la termodinámica no es posible convertir toda esa energía en trabajo. Pero es claro que según como sea el dispositivo, la segunda ley de la termodinámica fijará diferentes valores límites.

El tratamiento de este capítulo está basado principalmente en las referencias [4] y [5].

2.3.1 Límite de Carnot

El sol una fuente de calor de energía T_s , y la tierra de temperatura T_a , si pudiéramos un motor de Carnot entre estas dos fuentes sin generar nada de entropía la eficiencia máxima que se puede obtener es:

$$2.1. \quad \eta = 1 - T_a/T_s - T_a \dot{S}_g / \dot{E}_s$$

Si no se genera entropía $S_g = 0$.

Entonces con $T_a = 300^\circ\text{K}$ $T_s = 5760^\circ\text{K}$

$$2.2. \quad \eta = 1 - T_a/T_s = 0.948$$

Pero este límite está fuera de lo posiblemente alcanzable, el límite superior viene dado por Landsberg.

2.3.2 Límite de Landsberg

Se toma en cuenta que el flujo de entropía crece en razón de la temperatura en un cuerpo negro como $\dot{S} = \frac{4\dot{Q}_s}{3T_s}$, y modelando el conversor a una temperatura T_c también como un cuerpo negro del cual se extrae trabajo W intercambiando calor con el ambiente a T_a , llega a que la eficiencia máxima que se puede obtener con estas premisas (muy cercanas a la realidad ya que el sol tiene un comportamiento similar a

un cuerpo negro) se alcanza cuando la temperatura del conversor es igual a la temperatura ambiente.

Siendo \dot{Q}_s el calor por unidad de tiempo entregado por el Sol al sistema, y T_s la temperatura del Sol.

Aplicando primera y segunda ley de la Termodinámica.

$$2.3. \quad \eta = 1 - \frac{4T_a}{3T_s} - \frac{T_c^4}{T_s^4} \left(1 - \frac{4T_a}{3T_c} \right)$$

Se llega a que el máximo de eficiencia es para $T_c = T_a$

$$2.4. \quad \eta = 1 - \frac{4T_a}{3T_s} + \frac{1T_a^4}{3T_s^4} \cong 0.93, \text{ para } T_s = 5760^\circ\text{K. } T_a = 300^\circ\text{K}$$

2.4 Límites de celdas fotovoltaicas

En la siguiente tabla se muestra de forma sintetizada los límites de eficiencia de las celdas fotovoltaicas con el espectro estándar, asunto que se detalla en la siguiente sección.

Nº de Celdas		Band Gap óptimo			Eficiencia %
		E1	E2	E3	
1	SC	1.31	-	-	31
	MC	1.11	-	-	40.8
2	SC, conectada en serie	0.97	1.70		42.5
	SC, sin restricciones	0.98	1.87		42.9
	SC, en serie	0.77	1.55		55.5
	MC, sin restricciones	0.77	1.70		55.9
3	SC, conectada en serie	0.82	1.30	1.95	48.6
	SC, sin restricciones	0.82	1.44	2.26	49.3
	MC, en serie	0.61	1.15	1.82	63.2
	MC, sin restricciones	0.62	1.26	2.10	63.8

Infinitas	SC Conectada en serie				68.2
	MC conectada en serie				86.8

Tabla 2.1. Límites de eficiencia, adaptada de [4].

Siendo SC la radiación solar de 1kW/m², AM 1.5, se explica en siguiente sección.

Siendo MC máxima concentración solar 46200.

Haciendo referencia a los términos de conectada en serie y sin restricciones de la tabla 2.1, se explica lo siguiente:

- Al contar con más de un band gap se puede apreciar que la celda pueda tener una salida eléctrica de más de dos terminales, ver figura 2.7, al conectar en serie se está forzando a contar con solo dos terminales (lo que se busca en la práctica), esta última restricción implica que por todas las celdas circule la misma corriente.

Se observa que no se alcanza con las técnicas fotovoltaicas en el caso ideal el límite de 93%, sino hasta 86.8%, bajo máxima concentración solar.

2.5 Energía solar y aspectos generales

El Sol se modela como un cuerpo negro, llegando la energía proveniente del mismo como radiación a la Tierra, en su forma espectral (antes de entrar a la atmósfera) como

$$2.5. \quad \rho_s(\lambda) = A \frac{1}{\lambda^5 \left(e^{\frac{hc}{kT\lambda}} - 1 \right)},$$

$$P(W / m^2) = \int_0^{\infty} \rho_s(\lambda) d\lambda = 1353W / m^2$$

T = 5760°K,

A Constante

h Constante de Plank

k Constante de Boltzman

λ Longitud de onda en m.

Al llegar a la superficie de la tierra la radiación solar pierde energía, y su espectro se ve modificado, según se muestra en la figura 2.2:

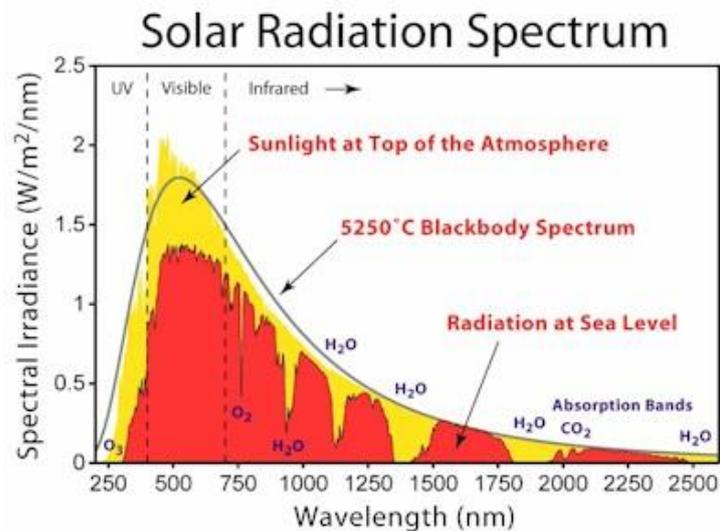


Figura 2.2. Espectro de radiación solar extraterrestre y terrestre [13].

La radiación normalizada es de potencia de 1kW/m² y de espectro AM1.5(curva roja), es un tipo de radiación estándar para los ensayos de los paneles fotovoltaicos.

El espectro de radiación AM 1.5 es la radiación que se tendría en un día claro cuando los fotones que llegan a la superficie de la tierra deban atrevesar 1.5 veces la distancia que atravesarían si ingresaran perpendicularmente (o sea la distancia más corta).

Para que ello suceda la inclinación del sol con respecto al plano horizontal debería ser de 41.81°.

$$\lambda f = c$$

$$* hf = E$$

$$2.6. \quad E = h \frac{c}{\lambda} \rightarrow E(eV) \cong \frac{1240}{\lambda(nm)}$$

$$1eV = 1.6 \times 10^{-19} J$$

$$1nm = 10^{-9}$$

La forma de presentar el espectro para el estudio es la siguiente: cuantos fotones tienen energía superior a E, la relación existente entre energía y longitud de onda para un fotón es

$$E(eV) \cong \frac{1240}{\lambda(nm)}$$

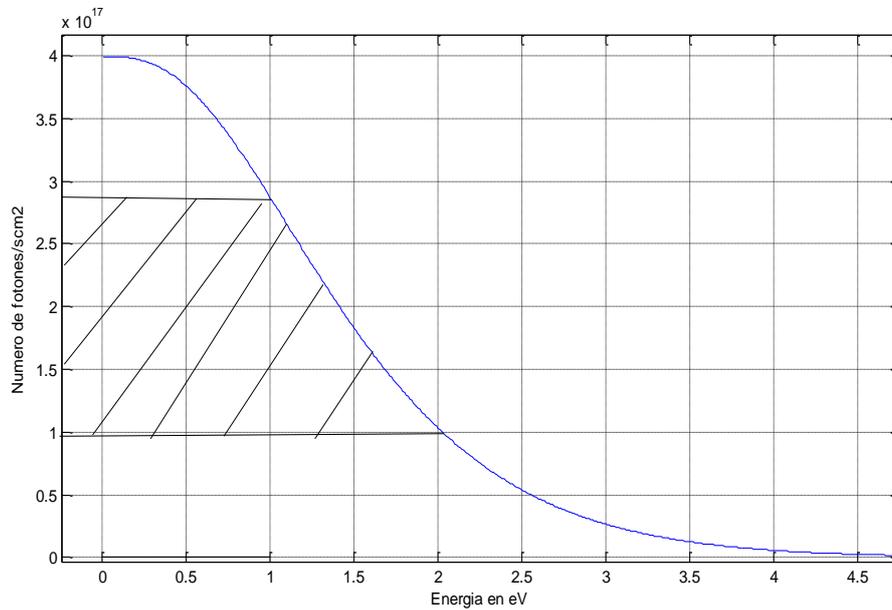


Figura 2.3. Concentración de fotones de energía superior a E en función de la energía E en eV.

La potencia puede ser calculada como:

$$2.7. \quad P(W / m^2) = \int_0^{\infty} f_s(E) \delta E = \int_0^{\infty} E \frac{dN}{dE} \delta E = \int_0^{N_{ph}} E dN_p = 1000W / m^2$$

Siendo N el número de fotones que tienen energía superior a E, lo notaremos $N_p(E)$ o para simplificar N_p solamente..

N_{ph} : es el número de total de fotones que llegan a la superficie terrestre.

Se toma $P = 1000W/m^2$ como irradiación estándar

El área bajo la curva (en verdad la encerrada por la curva y el eje de las ordenadas) representa la energía total, si bien ya sabemos que no podemos aprovechar toda esa energía en trabajo, se verá una aproximación de cuanto se puede aprovechar.

Para las celdas fotovoltaicas sabemos que tienen una curva J(V), llegando puntos de operación donde se optimiza el trabajo útil. Uno de los objetivos al trabajar con celdas fotovoltaicas es trabajar siempre en estos puntos.

Ahora se mostrará el trabajo máximo que se puede extraer para una celda de un band gap.

La corriente J (por unidad de área)

$$2.8. \quad J = J_{th} + J_{ph} - J_{rad}$$

(Corriente de termalización + excitada por fotones- radiada)

$$2.9. \quad J_{th} = A e^{-E_g/kT} \text{ con } A \cong 407.8(n^2 + 1)E_g^2 = 5693E_g^2 A/cm^2, \text{ para índice de refracción } n=3.6. \text{ GaAs}$$

Para $E_g > 0.3eV$ se puede despreciar la corriente de termalización J_{th} con respecto a la corriente de generación por excitación de fotones J_{ph} .

De la figura anterior se obtiene que:

$$2.10. \quad J_{ph} = N_p(Eg) \times e \text{ Por cada fotón se genera un electrón.}$$

$$2.11. \quad J = J_{ph} - J_{rad} = eNp - A e^{eV - E_g/kT}$$

$$\rightarrow eV_{oc} = E_g - kT \ln\left(\frac{A}{eNp}\right)$$

Para encontrar el punto de potencia máxima se hace $d[JV]/dV=0$

$$eVm = eVoc - kT \ln \left(1 + \frac{eVm}{kT} \right)$$

2.12.
$$Jm = \frac{eNp}{1 + \frac{kT}{eVm}}$$

Haciendo cuentas se llega a que para cada celda con una juntura de band gap E_g , se puede obtener un trabajo máximo de:

$$2.13. \quad W \cong \left(E_g - kT \left[\ln \left(\frac{A}{eNp} \right) + \ln \left(1 + \frac{eVm}{kT} \right) + \frac{1}{eVm} \right] \right) Np$$

Para un valor de $E_g = 1.42 \text{ eV}$ del Arsenuro de Galio se llega a que $E_g = 1.42 \text{ eV}$ y $W = 0.965 \text{ eV}$.

Se observa que W decrece linealmente con la temperatura y decrece de forma logarítmica con el índice de refracción, y que crece con la concentración o sea aumentando la cantidad eNp .

Los únicos parámetros que se requieren para realizar las curvas ideales son entonces el band gap y el índice de refracción.

A continuación se muestran diferentes índices de refracción con su respectivo Band Gap.

Material	n	Band Gap $E_g(\text{eV})$ 300°K
Si	3.44	1.14
Ge	4.00	0.67
GaAs	3.60	1.42
Al _{0.8} Ga _{0.2} As	3.20	-
AlAs	3.00	-
Tl ₂ O ₅	2.10	-
ZnO	2.02	3.2
Si ₃ N ₄	1.97	-
SiO ₂	1.46	-

Tabla 2.2. Índice de refracción de diferentes semiconductores, adaptado de [10].

De la tabla anterior se observa que los semiconductores tienen un índice de refracción típico entre 1.5 y 4.

De las ecuaciones anteriores queda en claro que para cada energía E de un fotón es posible convertir en trabajo una energía W dada por la ecuación 2.13 (con celdas fotovoltaicas), o sea la máxima eficiencia que se podría conseguir es si se cuenta con una celda de band gap variable que según el fotón incidente tenga precisamente un band gap igual a la energía del fotón.

El trabajo máximo posible extraíble para los índices de refracción 1 3.6 y 5 respectivamente a una concentración solar de 1 sol ($1000\text{W}/\text{m}^2$) se muestra en la siguiente tabla:

n	Eficiencia Máxima%
1	75.1
3.6	70.7
5	69.7

Tabla 2.3. Eficiencia máxima teórica en función del índice de refracción a una concentración de 1 sol.

Se puede aproximar que la radiación equivalente de 1 sol es entre 80-90% directa y el resto difusa, por ello es posible superar el límite de Landsberg de 73.7% para luz difusa, aunque se está aún lejos del límite de 86.8% para esta técnica.

En la siguiente figura, se grafica el trabajo W y E_g en función de N_p , para una radiación de un sol.

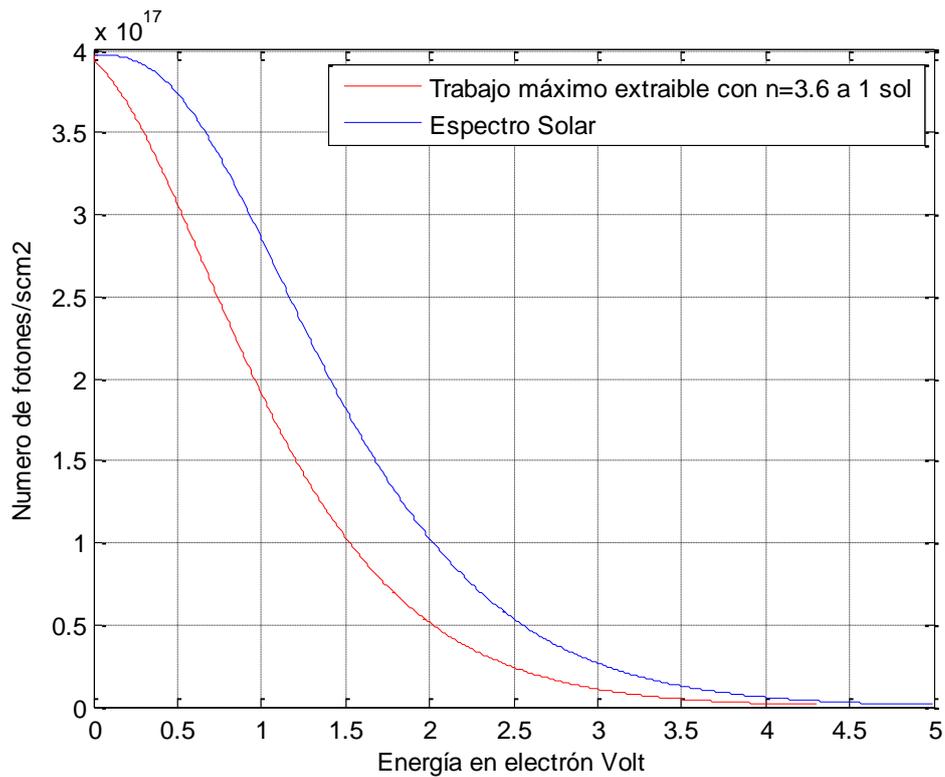


Figura 2.4. Límite de eficiencia trabajo extraíble para cada nivel de energía en función de N_p , para un índice de refracción de 3.6.

Las variaciones de W en función de la concentración $k = 1, 100, 1000$, y máxima de 46200, se puede estimar en función de la ecuación aproximada:

$$2.14. \quad W \cong \left(E_g - kT \left[\ln \left(\frac{A}{eN_p} \right) + \ln \left(1 + \frac{eV_m}{kT} \right) + 1 / \frac{eV_m}{kT} \right] \right) N_p$$

Vemos que si N_p se multiplica por C (la concentración), la eficiencia crecería como

$$2.15. \quad \Delta W \cong kT [\ln(C)]$$

Para un índice de refracción de 3.6 se muestra en la siguiente tabla como varía la eficiencia máxima posible:

Concentración en Soles	Eficiencia Máxima%
1	70.7
100	77.5
1000	81.4
46200	87.7

Tabla 2.4. Eficiencia máxima alcanzable en función de la radiación.

Se observa en este análisis que se llega a una eficiencia mayor al límite de 86.8%, no es una contradicción, es simplemente debido a que la ecuación (2.14) es una aproximación y no un cálculo exacto.

Se observa que si bien la eficiencia crece con la concentración solar, es complejo mantener la temperatura de la celda constante al aumentar la concentración, de no hacerlo al aumentar la eficiencia de forma logarítmica con la concentración y decrecer de forma lineal con la temperatura, es esperable que la celda presente un rendimiento un tanto peor a concentraciones altas.

En los próximos análisis cuando se hable de eficiencia no se tendrán en cuenta pérdidas en contactos eléctricos, ni de absorción, ni de ningún tipo salvo el modelo del semiconductor como se ha planteado en este capítulo.

Los límites serán entonces cotas superiores, a donde se puede plantear la tecnología alcanzar.

2.6 Celdas fotovoltaicas de un solo band gap

Las celdas de primera y segunda generación entran en esta categoría.

Volviendo a un análisis espectral la energía máxima aprovechable para una celda de un band gap de 1.12 eV, se puede ver como el área encerrada por la curva en la siguiente figura a una radiación de 1000W/m².

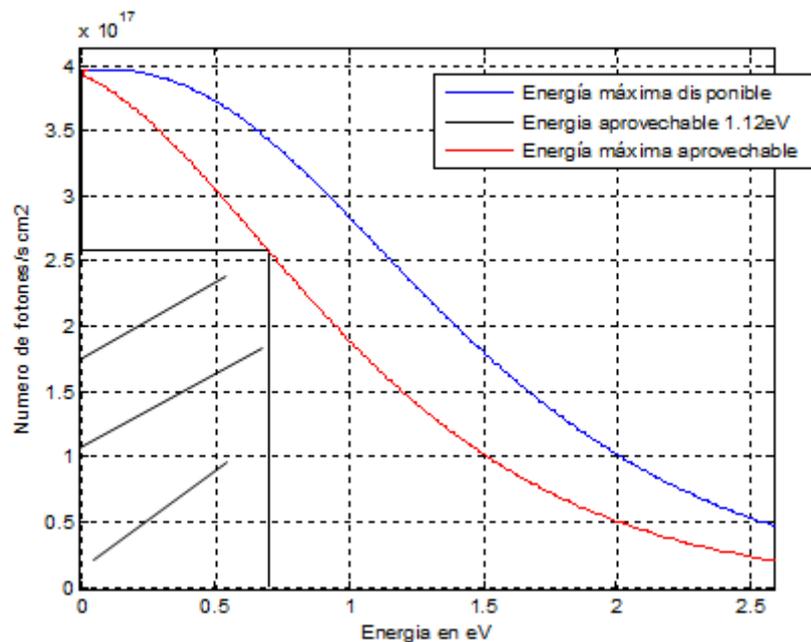


Figura 2.5. Energía útil para una celda de un solo band gap de 1.12 eV.

Se puede apreciar la energía aprovechada como el área encerrada por la curva. Integrando se llega a que la eficiencia es de un 29% para un band gap 1.12, en condiciones ideales de absorción.

Podemos simular para todos los band gap y se llegará a una eficiencia máxima dependiendo del band gap.

Se muestra a continuación la eficiencia máxima según el band gap en condiciones ideales de absorción:

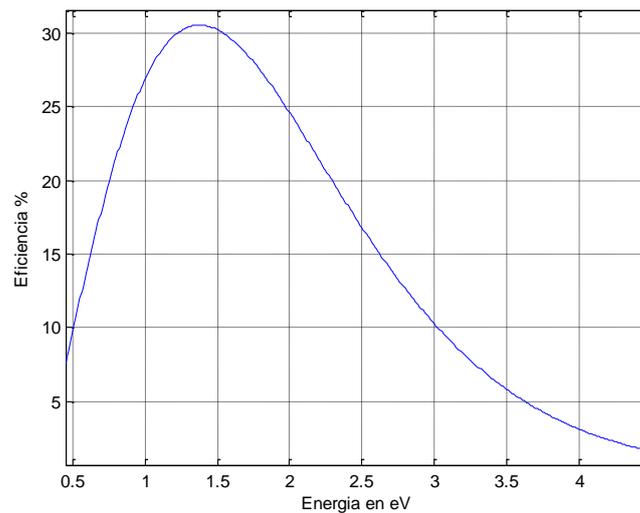


Figura 2.6. Eficiencia en función del band gap, para una celda de un solo band gap.

La eficiencia máxima alcanzable teórica para celdas de un solo band gap a 1 sol (índice de refracción 3.6), es de 30.5% a un band gap de 1.38 eV.

A continuación mostraré que sucede con celdas de dos band gap, y como se puede incrementar la eficiencia máxima para el caso de tener celdas con dos band gap. El caso de tres band gap se discutirá sin entrar en cálculos.

2.6.1 Celdas de dos Band Gap. Celdas Tandem

Cuando se tienen celdas de dos o más band gap se está hablando de celdas tandem. Cuando se tienen celdas con dos band gap, la primer celda expuesta al sol es la celda con mayor band gap, y en la parte posterior continua la celda de menor band gap.

Vemos que se pueden destacar dos configuraciones posibles, de dos y cuatro terminales, dado que la configuración de cuatro terminales es un caso particular de la de dos terminales (tiene más grados de libertad) se verá siempre una eficiencia mayor en el modo de cuatro terminales, sin embargo en la práctica resulta útil tener un esquema de solo dos terminales.

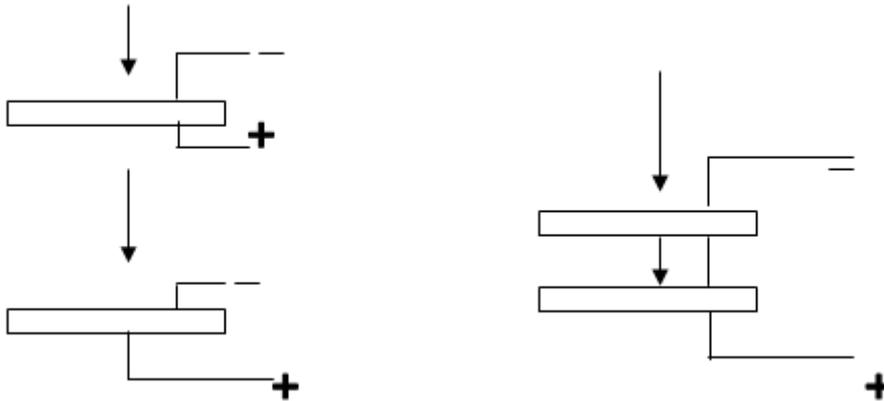


Figura 2.7. Esquema de 4 terminales. b Esquema de 2 terminales

En la siguiente parte del capítulo se discutirá como deben realizarse las celdas tandem de dos terminales de más un band gap para tener una eficiencia razonable.

A continuación se muestra la energía máxima aprovechable para una celda de dos band gap de 1.25eV y 2.0 eV.

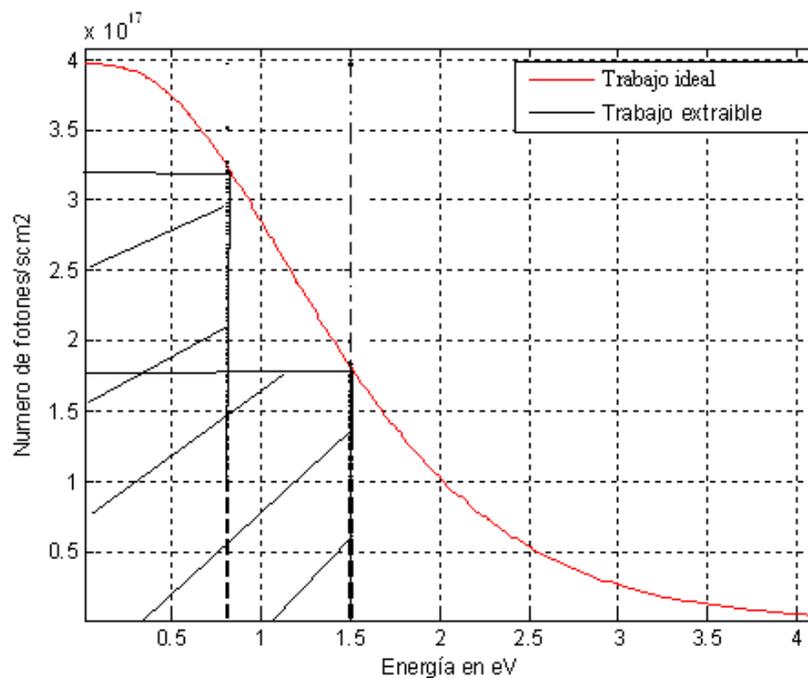


Figura 2.8. Trabajo extraíble para una celda de dos band gaps, de 1.25eV y 2.0eV.

Se eligió para el ejemplo esos valores dado que ambos band gaps absorben la misma cantidad de fotones, pudiéndose conectarse en serie (dos terminales) sin perder eficiencia.

La eficiencia para este caso es de 39.6% ($n=3.6$, $1\text{kW}/\text{m}^2$), bien superior al límite de 30.5% para un band gap.

A continuación se mostrará la eficiencia en función de dos band gap (siempre tratando el espectro solar como el espectro generado por un cuerpo negro a 5760k).

Se varió el primer band gap entre 0.2 y 1.2eV, y el segundo band gap entre 1.2 y 2.5eV.

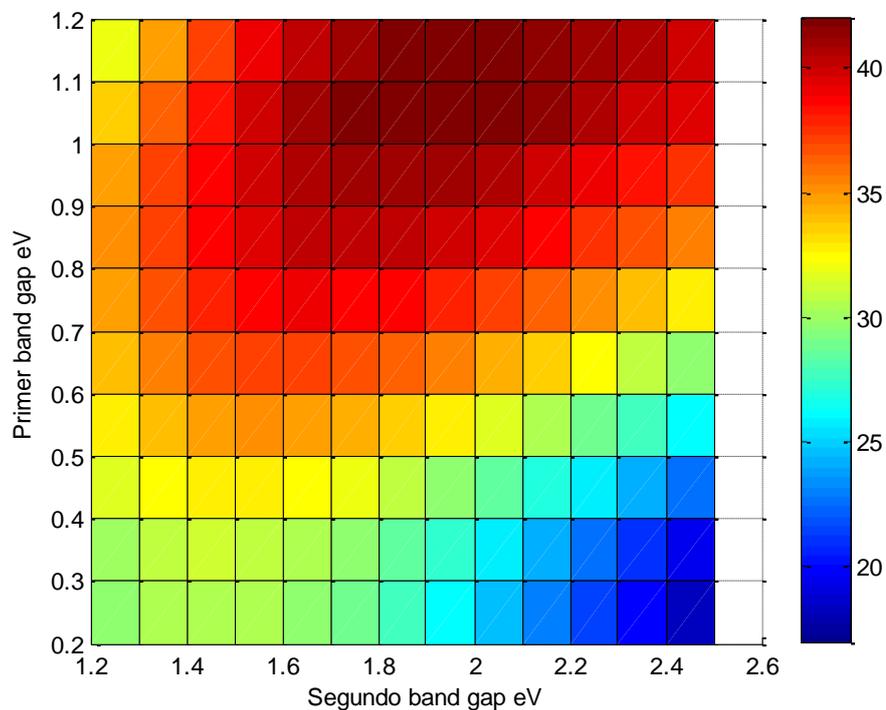


Figura 2.9. Eficiencia de celdas solares para dos band gap a $1\text{kW}/\text{m}^2$.

La eficiencia máxima es para los band gaps de 1.0 y 1.9eV llegando a un valor de 42%, un tanto superior que el 30.5% calculado para un solo band gap.

Los cálculos presentados en la tabla de la sección 2.3 son más precisos que los realizados en este capítulo aunque se puede observar que el límite calculado para 1 sol de 30.5% está cercano al 31%, y el límite calculado de 42% es similar al 42.9% para dos band gap.

Sobre las celdas de dos terminales:

Vemos que al operar en modo sin restricción, o sea 4 o 6 terminales para celdas de 2 y 3 band gaps, se aumentan muy poco la eficiencia. En el límite cuando la cantidad de band gap llega a infinito la eficiencia es la misma.

Pero al elegir celdas de dos terminales se debe tener en cuenta que al conectar las celdas en serie, si bien todas pueden generar una tensión distinta todas deben generar una corriente similar para no perder eficiencia, porque ambas conducirán la misma corriente.

Por ejemplo una celda de tres band gap.

Si se elige el bandgap superior igual a 2eV, se observa que ingresan 1×10^{17} fotones / scm^2 , entonces eligiendo los otros dos band gap tal que ingresen la misma cantidad de fotones serían 1.4eV, y 0.9eV.

Llegar a eficiencia máxima 86.8%

Se observa que existe un gran trecho entre la eficiencia máxima alcanzable de 86.8% y la máxima alcanzable con un solo band gap (40.8% máxima concentración y 31% con un sol).

Para llegar a la máxima eficiencia, como se mostró en la sección anterior, para una radiación de un sol, la eficiencia máxima estaría en el entorno del 70%, teniendo en

cuenta que los semiconductores utilizados tienen índice de refracción típico entre 2 y 4.

Para llegar al 86.8% con la técnica tándem, es necesario aumentar la concentración solar, pero mantener la temperatura de la celda a temperatura ambiente.

2.7 Perspectiva y ciclo de repago solar

Para concluir se realizará una síntesis de los temas estudiados.

Las celdas de primera generación, cuentan con un sola homojuntura pn, con una red cristalina lo más perfectamente cristalina posible. Estas celdas cuentan con una eficiencia tope como ya se mostrado del orden del 30%, actualmente se han alcanzado en laboratorio eficiencias del 25%, y comercialmente los módulos cuentan con una eficiencia típica entre 14%-18%.

Las celdas de segunda generación se ven como una alternativa a las celdas de primera generación, no por tener una eficiencia superior sino por utilizar menos material, lo que induciría a pensar en un costo inferior. Se trata básicamente de materiales semiconductores (directos) con coeficiente de absorción mucho mayor, de modo de poder usar capas mucho más delgadas reduciendo así considerablemente la cantidad de material a utilizar.

Las celdas de tercera generación, son todas aquellas que buscan superar la eficiencia, por lo general tienen un costo superior a las celdas de primera y segunda generación, aunque eso se prevé que cambie a futuro.

Un esquema de perspectiva de costos de celdas de primera, segunda y tercera generación puede ser el siguiente (extraído "Third Generation Photovoltaics").

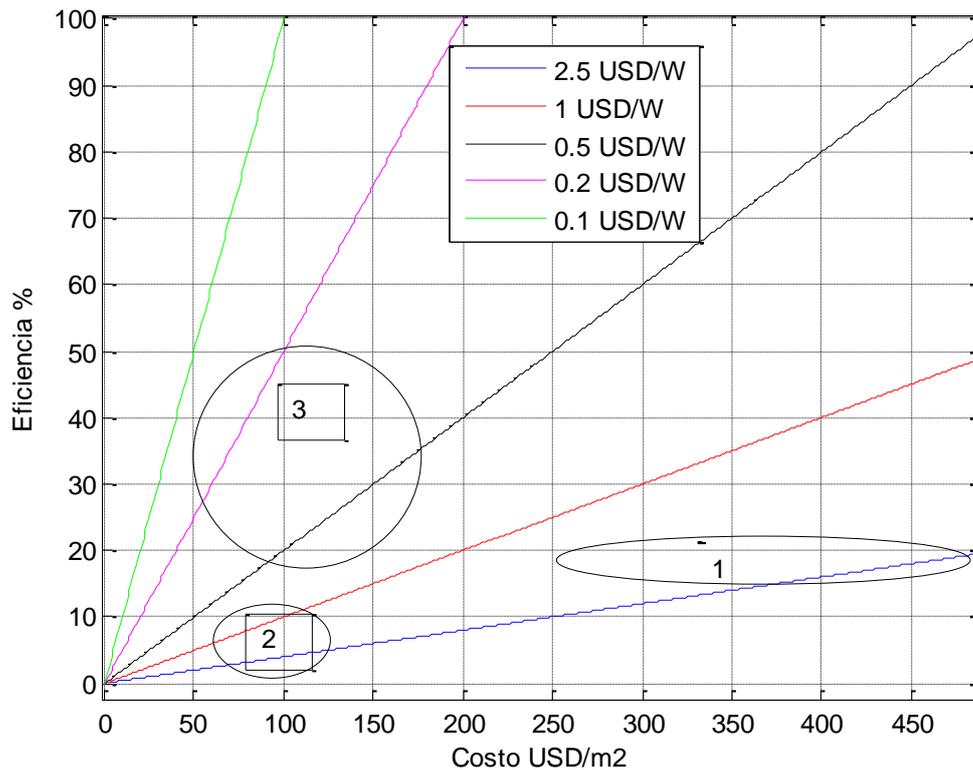


Figura 2.10. Proyección de evolución de costos de celdas fotovoltaicas, adaptado de [3].

Estos valores han disminuido de forma considerable en la actualidad (2014) con respecto a los valores de la referencia[3] (2007), precios de celdas de primera generación entorno a los 0.5USD/W y hasta inferiores.

En el capítulo 7 se discutirá más en detalle este punto.

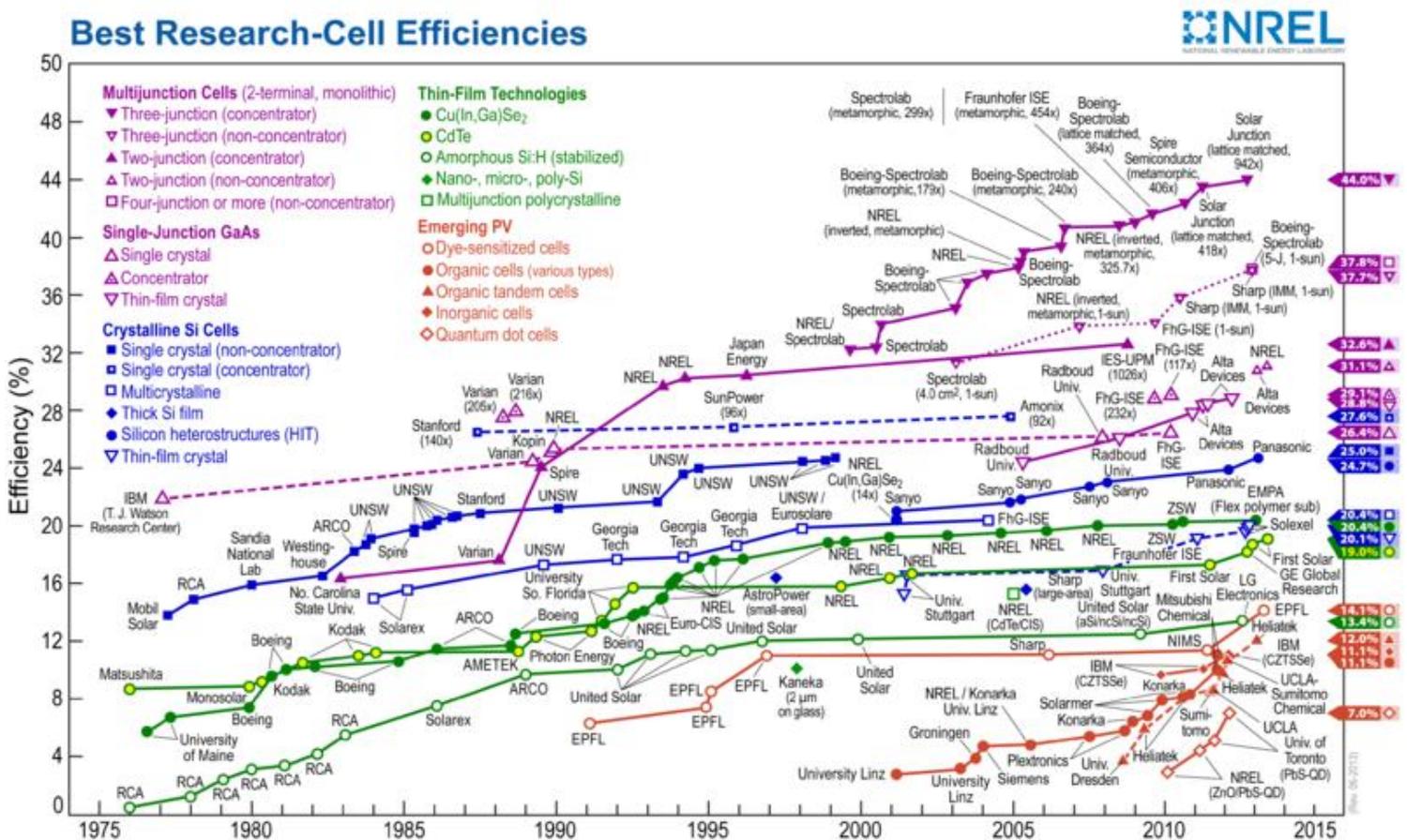
Existen diferentes tipos de celdas de tercera generación según su técnica, aunque en este estudio solo se habló de las celdas tándem.

Dado el margen de mejora que le quedan a las celdas solares, es posible que en un futuro se puedan aumentar considerablemente la eficiencia (hay varias tecnologías como ya se ha mencionado en estudio), y reducir súbitamente los costos, esto

apuntaría a que la energía solar fotovoltaica pueda ser una alternativa muy económica en un futuro.

Una gran ventaja que tiene la energía fotovoltaica ante las demás fuentes de energía es la modularidad con la cuenta y la posibilidad de ser instalada en muchos más diversos lugares que la energía eólica por ejemplo, dado que no depende de factores como el viento y lugares estratégicos, si bien es crítica la correcta instalación de la misma, no es tan crítica la ubicación geográfica de las mismas.

Para ir concluyendo este capítulo se muestra en el siguiente cuadro la tendencia de evolución acerca de la eficiencias de celdas:



2.11. Cronología de las eficiencias de conversión logradas en células solares [17].

Finalmente, sobre el repago energético, las celdas solares requieren una determinada energía para fabricarlas, actualmente devuelven la energía consumida para su fabricación en un período entre uno y dos años, teniendo en cuenta que se le estima una vida útil de 20 a 25 años, o sea entrega cerca de 14 veces la energía que consume para su fabricación a lo largo de su vida útil.

Para mostrar lo anterior se muestra la figura 2.12:

Energy Pay-Back Time for PV and CPV Systems from different Technologies in Catania, Sicily, Italy

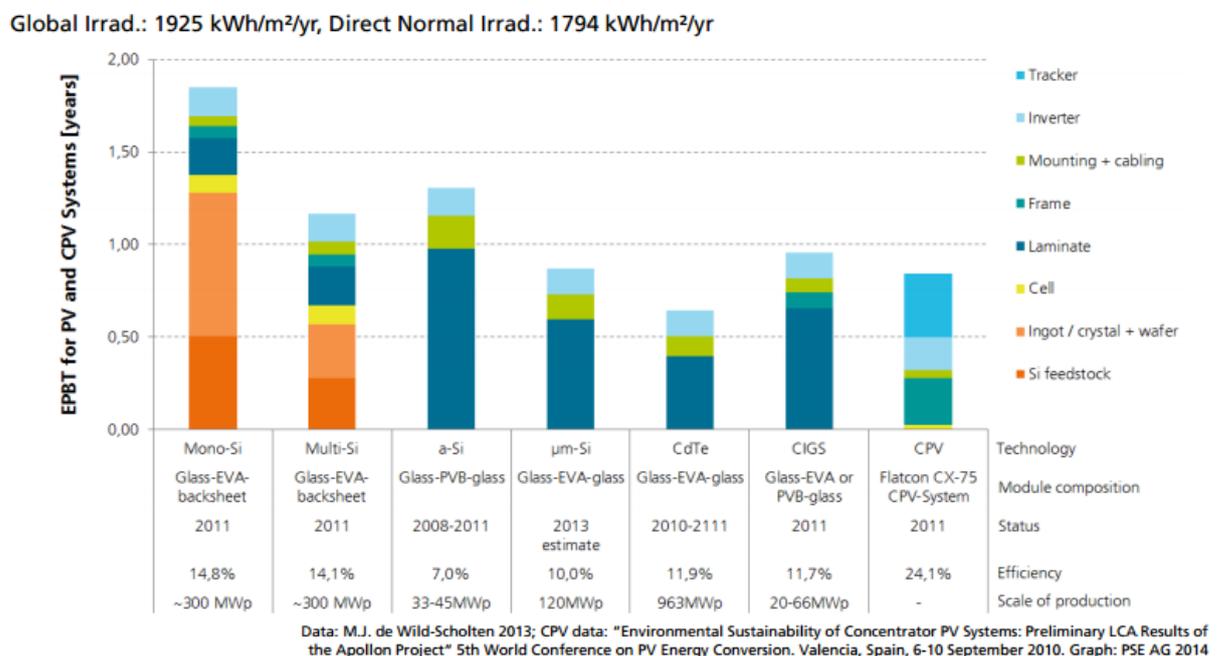


Figura 2.12. Repago energético de las celdas fotovoltaicas para una radiación [20].

En el norte de Uruguay, como se aprecia en el capítulo 7, la radiación promedio es de 1712kWh/m²año (4.7kWh/m²día), dando unos períodos de repago energético para la energía solar fotovoltaica provenientes de celdas de silicio cristalino y multicristalino de 2.1 y 1.3 años respectivamente (incluyendo todo el proceso de fabricación e inversores).

Capítulo 3

Diseño y fabricación de celdas fotovoltaicas de silicio cristalino

3.1 Introducción

En este capítulo se explican los principales criterios de diseño, y dar una introducción a los procesos de fabricación de celdas y módulos fotovoltaicos. En el próximo capítulo se profundizará más en este último tema, apoyándose en los principales aspectos observados en una visita realizada a una planta piloto de fabricación de celdas y módulos fotovoltaicos.

3.2 Espectro de absorción y generación

En la siguiente figura se muestra la absorción para el Silicio en función de la longitud de onda, dicha curva puede variar según la pureza el material.

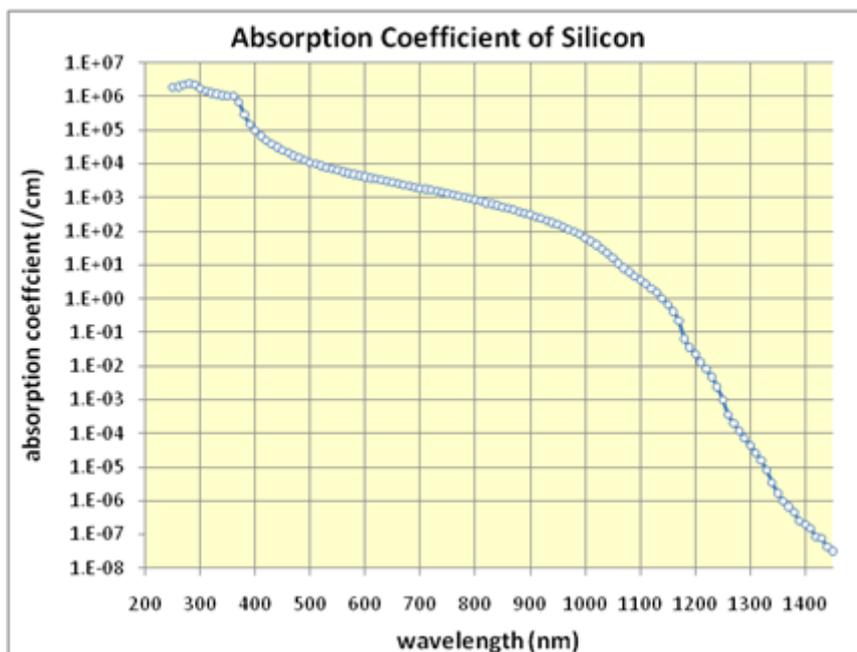


Figura 3.1. Coeficiente de absorción del Silicio en función de la longitud de onda, extraído de [18].

Se observa que el coeficiente no será el mismo para cualquier fotón, dependerá de la energía del mismo.

Para comprender mejor el asunto, el Silicio tiene un band gap de 1.12 eV y solo los fotones que tengan una energía superior al band gap pueden ser absorbidos, pero el coeficiente variará según la energía.

En la siguiente tabla se muestra valores de α para mostrar con mayor claridad.

E(eV)/ λ nm	α cm-1
1.12 / 1100	3
1.4 / 900	200
2.0 / 620	3.000
2.5 / 500	10.000
3.5/350	200.000

Tabla 3.1. Coeficiente de absorción para diferentes valores de energía.

Con la tabla anterior se puede proceder al siguiente análisis:

- Para absorber las longitudes de onda de 350 nm para abajo (azul, ultravioleta), alcanza con un espesor del orden 0.1 μ m.

Para absorber el espectro visible alcanzaría hasta decenas de micras, y el infrarrojo cercano (900nm) se requerirían centenas de micras.

La explicación anterior se muestra en el siguiente esquema de forma simplificada.

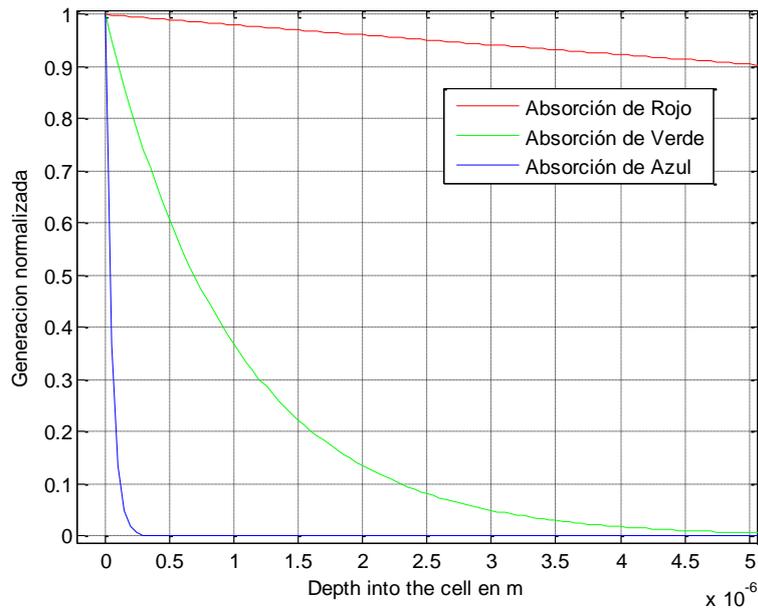


Figura 3.2. Esquema simplificado para el coeficiente de absorción.

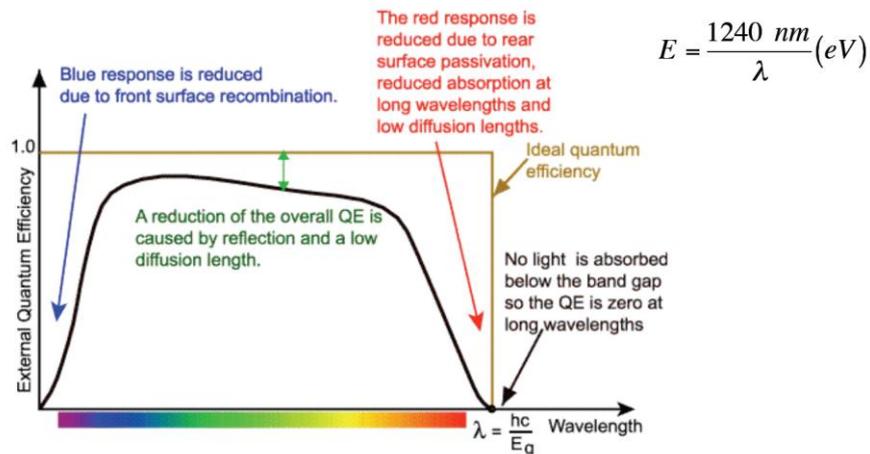
Esto termina dando a lugar lo que se denomina como eficiencia cuántica.

Se define la eficiencia externa cuántica como la probabilidad de que un fotón incidente contribuya a un electrón en la corriente de cortocircuito, mientras la eficiencia interna cuántica es la probabilidad de que un fotón absorbido contribuya a un electrón en la corriente de cortocircuito.

Se muestra en la siguiente imagen un ejemplo de eficiencia cuántica para un semiconductor.

Se observa que para una energía de fotón menor a la del bandgap E_g , la eficiencia cuántica es cero.

Photocurrent and Quantum Efficiency



Incident Photo-to-Electron Conversion Efficiency (IPCE) Spectrum/Action Spectrum

Figura 3.3. Extraído de [18].

Aunque no se han detallado aún los fenómenos de recombinación en superficie, y otras no idealidades.

3.3 Aspectos generales de diseño

Una vez que un fotón a ha sido absorbido, o sea ha generado un par electrón hueco, no todo electrón aportará para la corriente de la celda, algunos electrones se recombinarán.

Para que los nuevos portadores puedan aportar corriente deben estar bajo un campo eléctrico que gobierne su movimiento, y eso ocurre donde varía la energía del nivel de Fermi, o mejor dicho en la zona de agotamiento.

O los pares electrón hueco generados lejos de la zona de agotamiento no participarán en la corriente dado que no estarán bajo la influencia de un campo eléctrico que guíe el movimiento, mientras los pares generados en la zona de agotamiento participarán con alta probabilidad en la corriente, y los pares generados en la cercanía de zona de agotamiento participarán en la corriente con alta probabilidad.

A continuación se muestra un esquema donde se muestra todos los aspectos mencionados hasta ahora de forma simplificada:

- Probabilidad de generación (la misma disminuye exponencialmente al recorrer el material). Visto en el capítulo 1.
- La probabilidad de recolección explicada recientemente.

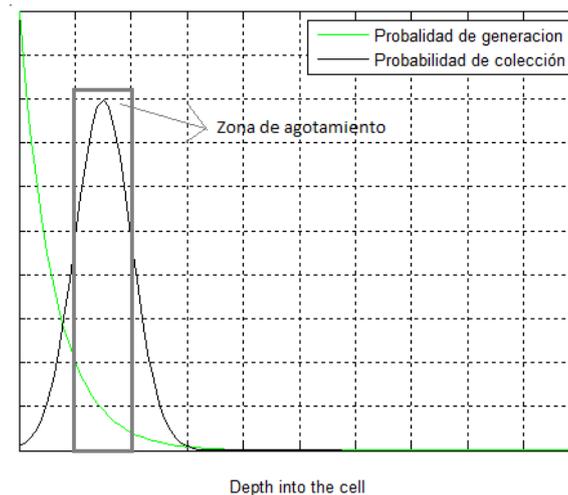


Figura 3.4. Probabilidad de generación y colección (máxima en zona de agotamiento).

De aquí se puede empezar a comprender varios aspectos en el diseño de las celdas solares como los siguientes:

- La juntura debe estar lo más cercano de la superficie posible para que coincida la mayor generación de pares con la mayor probabilidad de pares que participan en la corriente. Eso induce a una capa superior fina, para que la juntura este cerca de la superficie.
- Buscar la zona de agotamiento sea lo más grande posible, por el bajo coeficiente de absorción del Silicio, y que la probabilidad de recolección es alta solamente en la cercanía de esta zona.

Teniendo en cuenta que el material superior debe ser muy fino, su lado correspondiente de la zona de agotamiento también lo será, entonces el lado inferior debe contar con una zona de agotamiento mucho más grande, lo cual solo se puede lograr si su dopaje es mucho menor, relación ya presentada en el capítulo 1 ($N_A x_p = N_D x_n$).

En las próximas secciones se mostrará porque la capa superior en las celdas de Silicio es usualmente n, pero asumiéndolo, a continuación se muestra la contribución de cada capa a la eficiencia cuántica (o dicho de otro modo cuanta corriente aporta cada capa):

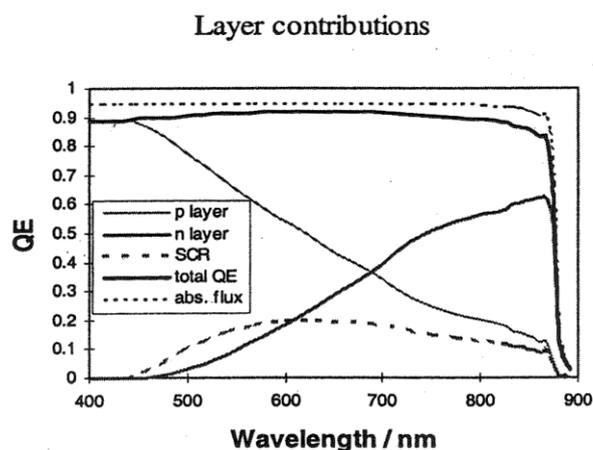


Fig. 6.9. Schematic quantum efficiency curve showing contributions from p, n, and SCR.

Figura 3.5. SCR: Zona de agotamiento [10].

3.4 Aspectos básicos de diseño de celdas de Silicio Cristalino

Una vez que se ha definido el material hay una cantidad limitada de factores en los cuales se puede actuar:

- Polaridad de la juntura, ancho de la juntura, niveles de dopaje, gradientes de dopaje, espesor de la celda, tratamientos de superficie y diseño de contactos.

Dopaje y Recombinación en el Silicio Cristalino

Para obtener Silicio tipo p se consigue usualmente dopándolo con Boro, y para obtener Silicio tipo n se lo dopa con Fósforo.

Se sabe que el voltaje Voc no puede ser mayor al band gap, del estudio del capítulo 1, y siendo más preciso está limitado por la diferencia de los valores de potencial de Fermi entre la capa p y n, entonces para obtener un Voc próximo al band gap sería necesario dopar ambas capas fuertemente, además es necesario dopar con niveles elevados para disminuir la resistencia serie de la celda.

Sin embargo al dopar el Silicio con niveles elevados, empiezan a aparecer trampas o estados intermedios, que hace que la recombinación aumente de forma considerable, esto significa en la práctica que Voc no puede superar 0.81Eg a temperatura ambiente.

Los tres fenómenos de recombinación que se tratará en este capítulo para el Silicio serán por radiación, Auger, y Shockley Read Hall.

$$3.1. \quad U = U_{rad} + U_{Aug} + U_{SRH}$$

Para un material tipo p.

$$U_{rad} = \frac{n - n_0}{\tau_{n,rad}}; \tau_{n,rad} \approx \frac{1}{B_{rad} N_A}$$

$$U_{Aug} = A_n N_A^2 (n - n_0); \tau_{n,Aug} \approx \frac{1}{A_n N_A^2}$$

$$3.2. \quad U_{SRH} = B_n N_t (n - n_0); \tau_{n,SRH} \approx \frac{1}{B_n N_t}$$

$$U = \frac{n - n_0}{\tau_n}$$

$$\tau_n = \left[\frac{1}{\tau_{n,rad}} + \frac{1}{\tau_{n,Aug}} + \frac{1}{\tau_{n,SRH}} \right]^{-1}$$

Para el Silicio, al ser de band gap indirecto, el tiempo de vida de los portadores de carga minoritarios de radiación es grande, y usualmente el fenómeno de recombinación por radiación no es predominante.

El proceso de Auger, a altos dopajes (dependencia cuadrática con el dopaje) puede ser el factor principal de recombinación.

El proceso de SRH, es el proceso de recombinación dominante en todas las celdas menos en las de Silicio de alta pureza. El número de trampas se incrementa al aumentar el dopaje, llevando a que el tiempo de vida de recombinación de SRH varía desde milisegundos para dopajes bajos y alta pureza de silicio, hasta microsegundos para elevados niveles de dopaje.

En la próxima figura se puede apreciar la dependencia del tiempo de recombinación en función del nivel de dopaje para Silicio tipo p y tipo n.

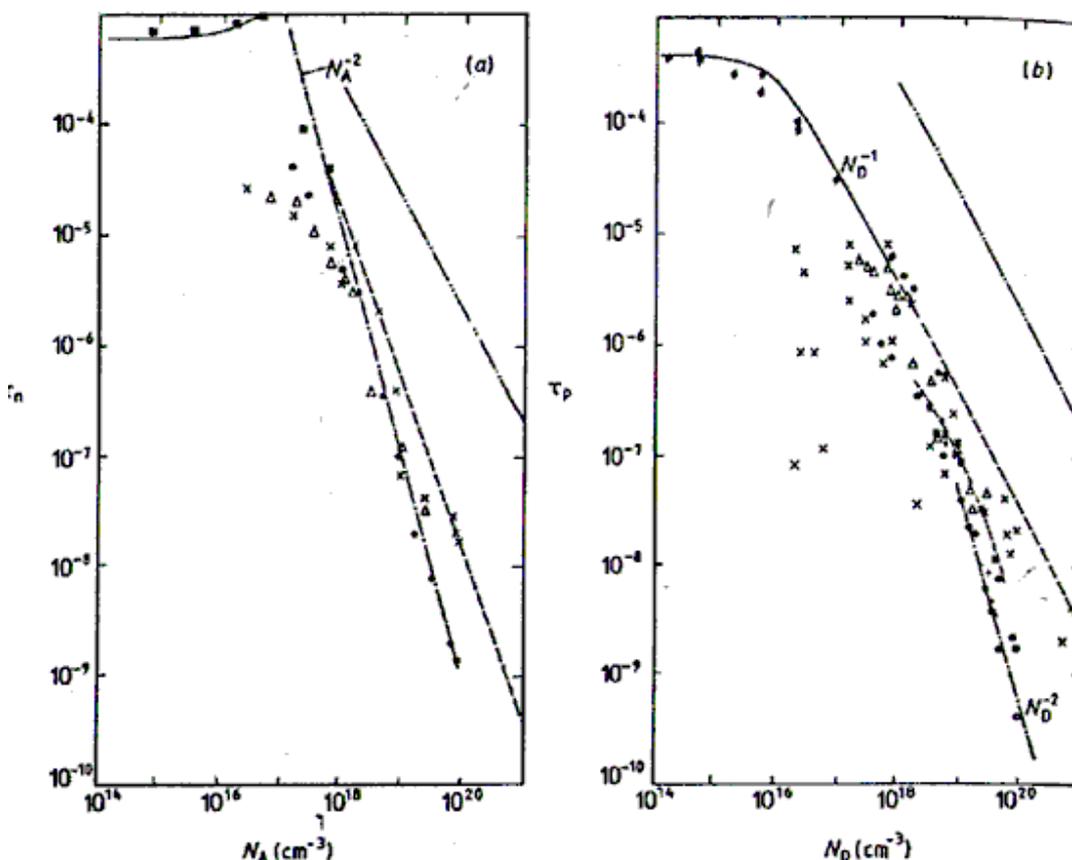


Figura 3.6. Tiempo medio de recombinación en función de dopaje p y n [10].

Características de la celda

El espesor de la celda debe ser tal que teniendo en cuenta sus características, y las del espectro solar, la celda pueda absorber una proporción de fotones razonable, y tampoco debe ser superior que la longitud de difusión para que el fenómeno de recombinación no afecte la eficiencia de forma sustancial.

Para lograr una alta absorción en las celdas de silicio se requiere celdas con un espesor del orden de 200 μ m, y para que este espesor sea menor que la longitud de difusión es necesario contar con Silicio de buena calidad o alta pureza, y no exceder de ciertos niveles de dopaje.

Actualmente las celdas tienen un espesor típicamente de 200 a 300 μ m, mientras que la capa superior tiene un espesor del orden 0.4 μ m.

El Silicio es muy reflectivo, cuenta con un coeficiente de reflexión del orden de 0.35, pero haciendo un tratamiento, que consiste en texturar la superficie y capa de anti reflexión puede reducirse a un valor inferior a 0.05 (se puede ver en mayor detalle en el capítulo siguiente).

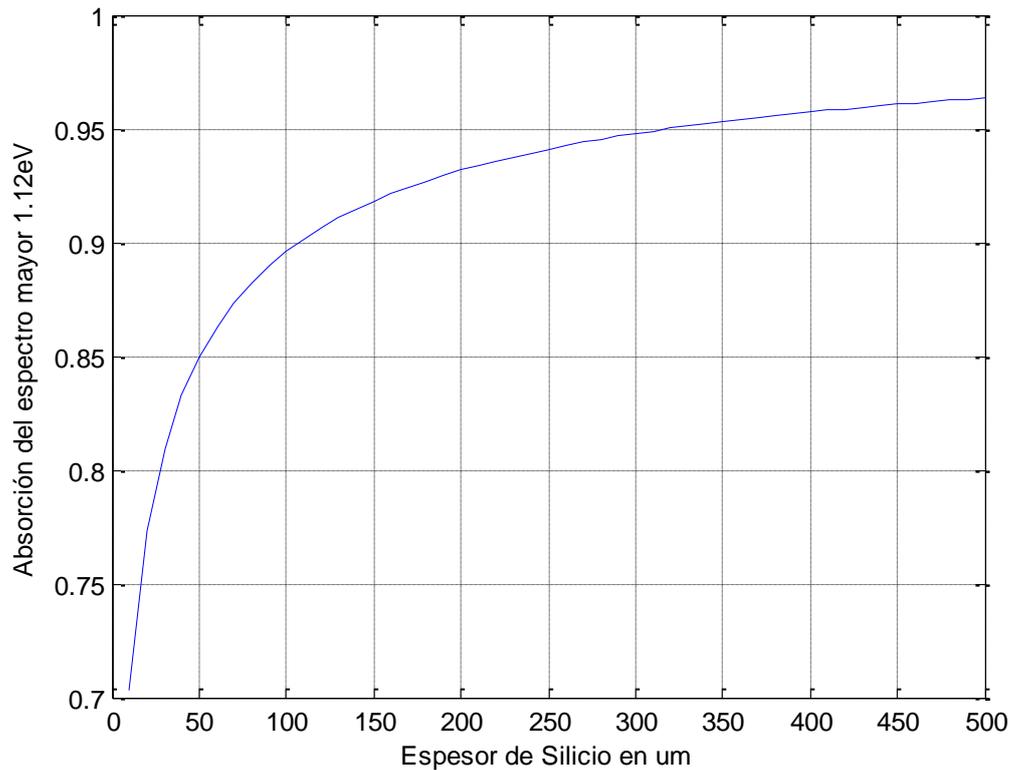


Figura 3.7. Absorción del espectro solar de una celda de silicio en función del espesor en micrómetros.

Se observa en la figura 3.7 que con 300 μm de espesor se podría absorber el 95% del espectro.

Como ya se apreció en la sección anterior, por criterios de diseño se requiere que la zona de agotamiento, o sea la juntura p-n sea cerca de la superficie, (mayor probabilidad de recolección).

Asumiendo que la capa n será la capa superior se procede el siguiente diseño.

La capa n debe estar más dopada debido a que:

- El área de los contactos es menor, sino opaca luz de entrada, entonces para disminuir la resistencia de los contactos se dopa de manera más fuerte.

Se le llama n+.

- Generar una zona de agotamiento más grande.

Resistividad

$$3.3. \quad \rho = \frac{1}{q(\mu_n n + \mu_p p)}$$

Valores usuales.

Espesor de capa n = 0.3 μm

Espesor de capa p = 300 μm

NA = 10¹⁶ cm⁻³

ND = 10¹⁹ cm⁻³

Átomos de silicio por cm⁻³ = 5 × 10²²

El último parámetro se muestra que solo para resaltar la pureza del material con dopaje tipo p (impurezas del orden de 0.2 ppm), e incluso en un dopaje fuerte (200 ppm).

El fósforo se coloca usualmente de dos maneras diferentes:

- A partir de una fuente líquida de POCl₃, se hace circular nitrógeno por dicha solución que en forma gaseosa ingresara al horno. Más económica, aunque más difícil de controlar el valor de ND.
- Por emisión de iones. Más caro aunque más control sobre el valor de ND.

Los contactos pueden realizarse por grabado mecánico, serigrafía, u otras maneras.

Para evitar recombinación en la superficie superior (emisor), es necesario colocar un material que impida que los electrones se recombinen, es por ello que se coloca una capa de SiO₂, que aumente el band gap a 9 eV.

El texturado disminuye la reflectividad, esto se realiza formando una estructura de pirámides.

Además se realiza una capa antirreflejo denominada ARC del entorno a los 80nm.

Se logra por una reacción química o deposición física al exponer al emisor de la juntura con un determinado material, usualmente puede ser Ta₂O₅, TiO₂ o Si₃N₄.

En la parte posterior la experiencia ha mostrado que la unión silicio p con metal no es buena, así que se opta por realizar puntos de contacto, y el resto cubrirlo igual que el emisor con una capa de SiO₂, y los contactos tipo p doparlos más intensamente, que además de disminuir la capa resistencia serie tiene los siguientes beneficios.

Al lograrse una juntura p-p+, se logra otra barrera de potencial que contribuye levemente al valor de Voc.

Dicha juntura tiene por efecto además disminuir la velocidad de recombinación (de la que sería una unión p-metal) por una fracción proporcional a NA/NA+ aproximadamente.

Aunque actualmente, la forma usual es que el contacto trasero se realice con aluminio directamente sobre la capa p sin requerir una capa p+, dado que en la unión de silicio aluminio se forma silicio tipo p+ dado que el aluminio cuenta con tres electrones de valencia, esto se explicará en mayor detalle en próximo capítulo.

3.5 Introducción a la fabricación de las celdas fotovoltaicas

El Silicio Multicristalino es llamado al Silicio cuando forma cristales pero su tamaño es superior al espesor de la celda, o sea es tratado como silicio cristalino para las dimensiones de la celda.

Por otro lado el silicio poli cristalino o micro cristalino forma cristales mucho más pequeños y no puede utilizarse en las celdas de silicio por su corta longitud de difusión, pero es usado para películas de lámina delgada con silicio amorfo.

Comercialmente la mayoría de los módulos que se encuentran son de silicio cristalino (monocristalino o multicristalino).

El Silicio tiene un band gap de 1.15eV aproximadamente, la cantidad de fotones en el espectro solar que inciden por cm² por segundo con una energía superior a ella es de 2.5×10^{17} fotones, lo cual lleva a que la corriente máxima por metro cuadrado de una celda de silicio sería de 400 A (aproximadamente), lo cual es elevada.

Lo usual es utilizar celdas de 15.6cmx15.6cm, cuya corriente máxima teórica sería de 9.73 A, y las celdas actuales tienen una corriente para ese tamaño típicamente de 8 A.

Tipos de celdas

-Celdas de contactos posteriores

Este tipo de celdas cuenta con una capa n gruesa (levemente dopada), luego la capa delgada p altamente dopada (para tener una zona de agotamiento lo más extensa posible) que está en contacto directo con los contactos p.

Los contactos de la capa n también están en la parte posterior de la celda per con una unión n+.

Las ventajas de no tener contactos delanteros ahorra sombreado, igualmente se ha observado que esta celda requiere un material de mejor calidad y que en laboratorio dan eficiencias inferiores a las celdas PERL, diseño básico del cual se habló en el capítulo anterior.

-Celdas PERL

En la parte superior se muestra la estructura anti reflectiva de pirámides invertidas, luego una capa de SiO₂ de Silicio para minimizar los efectos de recombinación de superficie.

La capa superior es tipo n que cuenta con un dopaje elevado, sus contactos se realizan a través de una grilla metálica en la siguiente figura, y la región n en contacto con la grilla metálica está aún más intensamente dopada.

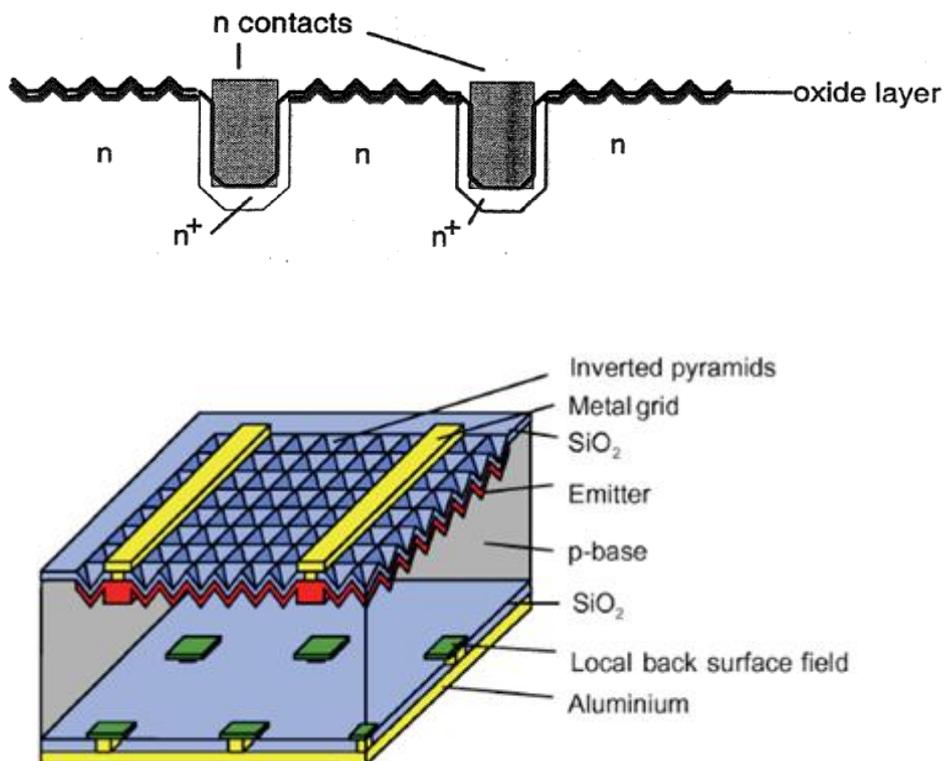


Figura 3.8. Esquema de contactos de la celda PERL[10].

La capa p es mucho más gruesa y se encuentra levemente dopada, y los contactos se realizan como bien se mencionó en la sección anterior, con puntos de contactos metálicos donde el dopaje p es elevado.

Se aprecia en la siguiente figura.

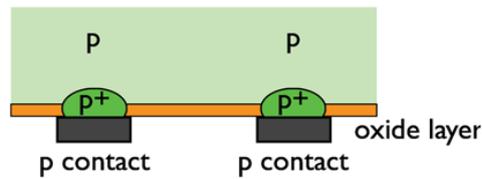


Figura 3.9. Contactos con capa p, extraído de [9].

Estas celdas en laboratorio se han observado alcanzar el 24% de eficiencia. Lo cual está muy cerca del óptimo 29% teórico para celdas de un solo band gap de silicio.

3.6 Detalles técnicos acerca de la fabricación de módulos fotovoltaicos

Las mayorías de las empresas que fabrican celdas fotovoltaicas también fabrican los módulos.

Los módulos son realizados conectando todas las celdas fotovoltaicas en conexión serie (generalmente), debido a su bajo voltaje en relación a corriente.

La fabricación de los módulos fotovoltaicos puede dividirse en 6 etapas:

1. Clasificación de las celdas.
2. Interconexión de celdas formando ristras.
3. Interconexión de ristras
4. Laminado
5. Enmarcado
6. Verificación y medida



Figura 3.10. Esquema de producción de módulos fotovoltaicos.

1. Clasificación de las células o celdas fotovoltaicas

Cuando se fabrican las celdas, por diferentes causas no todas las celdas quedan con los mismos parámetros eléctricos.

La conexión en serie o paralelo de células de parámetros eléctricos muy distintos genera pérdidas de potencia considerables en los módulos.

Actualmente los equipos comerciales no solo clasifican las celdas según sus parámetros eléctricos, sino que además mediante una cámara de visión artificial pueden detectar fallos estéticos en la celda, como cambios en la capa antireflectiva, o dedos de metalización cortados o arañazos.

2. Interconexión entre las celdas fotovoltaicas

Se conectan eléctrica y mecánicamente las celdas entre sí para formar una hilera de celdas llamada ristra.

Un problema no menor es que el cobre y el silicio tienen coeficientes de expansión térmica muy diferentes.

Existen diversas técnicas para realizar los contactos, aunque es un tema de investigación actual.

3. Interconexión de ristras

Se dejan los terminales para poder conectar el módulo a la caja de conexiones. En los terminales intermedios se conectan diodos de paso en paralelo cada dos ristras de celdas.

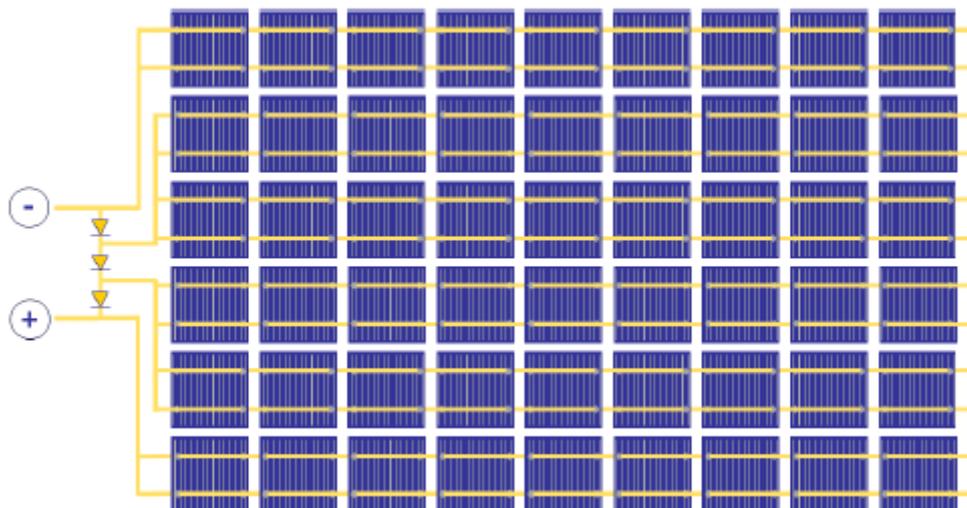


Figura 3.11. Esquema de conexionado de ristras.

Los diodos son elementos de protección necesarios para desviar la corriente generada por celdas operativas, cuando parte del circuito ha perdido su rendimiento, sea por

condiciones de sombreado parcial, degradación, suciedad o defectos de fabricación del módulo.

4. Encapsulado y laminado

El encapsulado se realiza para proteger el módulo de tipo de agresiones externas y asegurar su durabilidad.

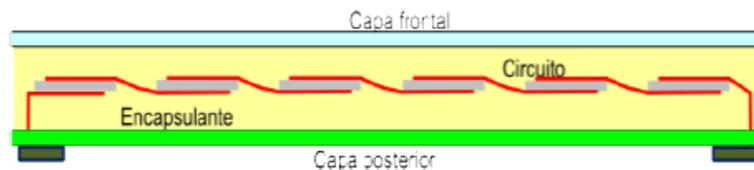


Figura 3.12. Encapsulado del módulo fotovoltaico.

Como encapsulante, usualmente se utiliza acetato etilenvinilo (EVA), material que tiene un índice de refracción similar al vidrio.

La capa posterior es usualmente una lámina blanca de fluoruro de polivinilo.

5. Enmarcado

Antes de colocar el marco es habitual recubrir el perímetro del módulo con un material sellante o una cinta.

El marco es generalmente de aluminio anodizado y se utiliza para proteger el canto del módulo de posibles golpes, dado que los vidrios templados se rompen fácilmente al ser golpeados en los bordes, además de permitir fijar los módulos a las estructuras.

6. Verificación y medida

Se realiza el control de calidad que consiste básicamente en:

- i- Inspección visual
- ii- Aislamiento eléctrico
- iii- Medida de su curva I-V

La comprobación del aislamiento se verifica usualmente aplicando una tensión elevada, (3000 V generalmente), entre cada terminal del módulo y el marco metálico. Midiendo las corrientes de fugas asegurando que la resistencia dieléctrica es superior al límite establecido.

La curva I-V se realiza en un simulador solar tipo flash, para evitar calentamiento de los módulos. Las condiciones deben ser lo más parecido a la condición estándar, 1kW/m² con espectro AM1.5 y temperatura de celdas de 25°C.

Las normas internacionales que deben cumplir los módulos de silicio cristalino son:
-IEC 61215, Módulos Fotovoltaicos de silicio cristalino para aplicaciones terrestres. Cualificación de diseño y aprobación de tipo. En Estados Unidos es habitual la UL 1703.
-IEC 61730 Seguridad de módulos fotovoltaicos en instalaciones.

Para la determinación del punto de máxima potencia se realiza de acuerdo a la norma IEC 60904-1.

3.7 Antecedentes en planta piloto en Porto Alegre, Brasil

Esta sección se basa en la referencia bibliográfica [9].

La planta piloto se estableció en el año 2005, ocupando un predio de 950m², de los cuales 212 m² fueron los laboratorios. En los años posteriores se realizaron todas las instalaciones y se acondiciono con el equipamiento necesario. Los procesos fueron optimizados y en el año 2009, fueron producidos celdas y módulos fotovoltaicos.

Desarrollaron básicamente dos tipos de celdas, las celdas n+pn+, y celdas n+pp+.

Las primeras alcanzaron eficiencias de 13.4% y las segundas eficiencias de 16.1%.

En esta sección se analizará solo el segundo tipo de celda, tipo n+pp+.

De acuerdo al artículo se utilizó para la metalización serigrafía.

Utilizaron obleas de 300um de espesor, silicio Czochralski, tipo p dopado con boro.

Las celdas solares tipo n+pp+ se procesaron en las siguientes etapas:

- Texturado.
- Limpieza RCA (de restos orgánicos, capas de óxidos, eliminación de restos iónicos).
- Crecimiento de óxido.
- Grabado de Óxido en la cara frontal.
- Limpieza RCA.
- Difusión de fósforo.

Se aplicó a partir de POCL₃ líquido.

- Eliminación de PSG y limpieza química.
- Deposición de aluminio por evaporación con haz de electrones.
- Deposición de aluminio.
- Capa antireflectiva.

Se realizó con TiO₂, por más detalle ver capítulo 4.

- Serigrafía de Plata/Aluminio.

Las rejillas de metal fueron depositadas por serigrafía y utilizaron pastas estándar, PV156(Ag) y PV202(Ag-Al).

-Aislamiento en los bordes.

Los procesos se explican en mayor profundidad en el próximo capítulo.

Fabricaron y caracterizaron 6970 celdas fotovoltaicas tipo n+pp+.

Las caracterizaron en 4 categorías para poder conectarlas luego en serie, de acuerdo al Jsc.

A Eficiencia media 14.9% (19.4 % de las celdas)

B Eficiencia media 14.7% (35.8 % de las celdas)

C Eficiencia media 14% (35 % de las celdas)

D Eficiencia media 11.2% (9.8% de las celdas)

Sobre los módulos fotovoltaicos

Los equipos para producir los módulos fotovoltaicos fueron instalados y desarrollados específicamente en Brasil para la planta piloto.

Los realizaron con 36 celdas en serie, y utilizaron solos las celdas tipo A, B y C, las D fueron descartadas porque eran una minoría.

Fueron adquiridos de proveedores europeos para industrias fotovoltaicas el laminador y el interconector de ristras automáticos.

Las celdas fueron encapsuladas siguiendo los estándares de las industrias FV, usando vidrios templados de alta transparencia de 3.2mm de espesor.

Las eficiencias de los módulos fueron de 12.2%, la diferencia principal con la eficiencia de la celda (14.7%) es debido a que las celdas no ocupan el área total del módulo al no ser perfectamente cuadradas.

Capítulo 4

Fabricación de celdas fotovoltaicas, visita en planta

4.1 Introducción

En este capítulo se pretende describir los aspectos de mayor importancia relevada durante la visita a la universidad PUCRS en Porto Alegre- Brasil, en la cual se encuentra los laboratorios para fabricación de celdas fotovoltaicas y módulos fotovoltaicos de silicio cristalino.

Si bien se busca ser lo más preciso posible, este capítulo puede contener errores o especificaciones imprecisas acerca de los laboratorios, y detalles específicos de la fabricación.

4.2 Aspectos generales de los laboratorios

Los laboratorios para producir y fabricar las celdas fotovoltaicas fueron financiados con fondos del gobierno de Brasil, más tres empresas privadas.

El Dr. Adriano Mohelecke explicó, que antes de pedir la financiación al estado es conveniente que el organismo que pretenda instalar una planta cuente con la infraestructura, o sea terreno y obra civil, debidamente acondicionados, de manera que los fondos se destinen a la adquisición de equipos y personal calificado para la tarea. De manera contraria, es más difícil conseguir la financiación.

Solo a modo de comentario, los laboratorios actuales formaban parte de un antiguo cuartel del ejército, que la Universidad lo compró al mismo, y cabe mencionar que la universidad cuenta con un parque tecnológico de 3000 personas, para tener noción del volumen de la Universidad.

Comentando sobre aspectos generales, un factor importante a resaltar es que no basta con adquirir los equipamientos e instalarlos en los laboratorios para que la planta

quede operativa, sino que para lograr su correcto funcionamiento es necesario realizar muchos ajustes.

Se comentó que es prácticamente insostenible un proyecto de esta característica sin el apoyo del gobierno.

4.3 Sobre aspectos de producción

La planta piloto fue montada con el objetivo de alcanzar una tecnología fotovoltaica que funcionara, que pudiera ser transferida a la industria, que fuera competitiva con la tecnología a nivel internacional en dicho sector, o sea para dejar el “know how” para industrias que desearan instalarse en Brasil, por ello al haber fabricado cerca de 12000 celdas, y construido 200 módulos fotovoltaicos con rendimientos competitivos se consideró que el objetivo de la planta piloto fue cumplido.

Actualmente el objetivo no es seguir produciendo más celdas de la tecnología alcanzada, sino investigar otras áreas de innovación en referencia a las celdas fotovoltaicas, que está fuera del alcance del objetivo del presente estudio.

En el laboratorio se utilizaron diversas técnicas para la producción de celdas fotovoltaicas, algunas aplicables solo a nivel de laboratorio (de investigación o de aplicaciones especiales), y otras (la mayor parte) para aplicaciones industriales.

Una dificultad que tuvo la planta fue la de conseguir obleas de Silicio por una cantidad reducida, debido a ello no se pudo conseguir obleas semi cuadradas sino redondas (más bien por la dificultad al conseguir las obleas semi cuadradas se optó por redondas), lo que desperdicia Silicio de gran manera al cortarlas, aunque esto no fue considerado un problema porque el objetivo de la planta era producir celdas fotovoltaicas de rendimiento competitivo, partiendo de obleas, cosa que se logró.

En los primeros procesos de fabricación las obleas eran de un espesor de 550 μm , lo que le daba una rigidez importante y no se rompían al caerse, ni en el proceso de fabricación.

Luego se utilizaron obleas de 300 μm , y hasta obleas de 250, 200 μm y hasta se investiga con celdas de 120 μm .

Para la fabricación de las celdas, todos los equipamientos fueron importados en un principio. Luego se pudo construir con ingeniería local un horno de difusión (de los tres que cuenta el laboratorio), en el marco de una tesis de maestría.

También se comentó que para que una planta fotovoltaica se instalase debería contar con un mercado de demanda de 30 a 50MW al año.

El montaje de los laboratorios tuvo un costo de unos tres millones de dólares, cifra aproximada que sirve solamente para tener una idea del orden de la inversión, habiendo optimizado de manera importante los costos.

Uno de los factores adversos para la instalación de una planta industrial en Brasil fue la baja importante del precio en un semestre en el año 2011, haciendo que se comprometiera de manera considerable la viabilidad de la instalación de una planta fotovoltaica en Brasil. Aunque dicha baja es posible que pueda haber sido inducida por incentivos del gobierno chino, que a su vez llevo a la quiebra a muchas empresas europeas en este rubro. O sea para producir o no, quede supeditado a un factor de políticas energéticas.

Sobre los residuos e impacto ambiental, una planta fotovoltaica puede tener un impacto considerable o su impacto puede ser despreciable.

Se verá en mayor detalle en la próxima sección.

4.4 Producción de Celdas y Módulos- Laboratorios

4.4.1 *Partiendo de las obleas*

Se aprovechara la secuencia de pasos en la cadena de producción para describir el proceso de fabricación y el equipamiento necesario para el mismo, aunque no se entrará en detalles muy específicos.

Se ejecutaron diferentes procesos para realizar celdas, están las celdas n+pp+, y las celdas n+pn+.

Dentro de las celdas n+pp+ existen dos procesos un tanto distintos.

Todas estas celdas producidas en cuanto a su divulgación parten de un sustrato tipo p.

También existe la posibilidad de partir de un sustrato tipo n pero no se hablará en este documento pues no es el objeto del capítulo.

4.4.2 *Sala de limpieza - Texturado y Limpieza de la celda.*

En la primera etapa del proceso se realiza el texturado de las celdas, dándole a las superficies una forma de pirámides invertidas (como ya se vio en el capítulo anterior). La apariencia de la celda pasa de ser de un color gris claro a un color gris más oscuro. El coeficiente de reflexión de la celda pasa de ser del 35% (celdas sin tratar) al 13% luego de este procedimiento.

Este proceso se realiza al someter a las obleas en una solución de hidróxido de potasio. Posteriormente se retiran las obleas y se realiza el lavado en dos etapas, con agua desionizada (producida con equipamiento en el laboratorio y debidamente almacenada), y con ácido clorhídrico para remover el potasio, de modo que no quede contaminación en la oblea.

Después se realiza el mismo proceso en otra mesa, con otros vasos de precipitación, y otras soluciones que tendrán menor contaminación de potasio que las de la primera etapa (o sea la limpieza se realiza en dos etapas).

Finalmente se procede a un secado centrífugo con N₂ en la misma sala.

Antes de proceder al siguiente paso se mide la resistencia de capa de la región n+ para evaluar un nivel de dopaje adecuado.



Figura 4.1. Laboratorio de limpieza.

4.4.3 Sala de difusión: Dopaje con fósforo y Crecimiento de óxido.

Se utilizaron dos formas de dopar con fósforo, la primera es con horno de difusión, haciendo pasar la oblea por un horno regulado a 850 a 900°C típicamente (dependiendo el silicio) con POCl₃ mezclado con Nitrógeno. En verdad el gas nitrógeno pasa por una solución líquida de POCl₃ burbujeando y luego entrando al horno.

Luego se procede al crecimiento de óxido, en una nueva etapa en el horno de difusión, sometiendo la celda al contacto con oxígeno a una temperatura de unos 1000°C.

Al producir celdas n+pp+, una de las caras de cada oblea se protege debidamente para no ser expuesta con fósforo cuando se introducía en dicho horno, o alternativamente se puede cubrir una cara de manera previa con una capa óxido.

Al producir celdas n+pn+, no se protegía la celda, y ambos lados externos de la celda quedaba n+, solo que para hacer contacto con la capa p se realizaban contactos metálicos más profundos y la capa n+ posterior no era utilizada, de manera que estas celdas contaban con menor eficiencia, aunque un proceso de fabricación más sencillo.

El gas que contiene nitrógeno, fósforo y cloro es evacuado cuando termina el proceso por ductos subterráneos que intercambian calor con la tierra y luego con chimeneas un tanto elevadas a la atmósfera, el diseño es realizado para en ese recorrido el fósforo y el cloro se condensan en los ductos y no sean evacuados a la atmósfera. Cada cierto tiempo es necesario limpiar los ductos, aunque las concentraciones de fósforo y cloro son extremadamente bajas.



Figura 4.2. Horno de difusión, control del proceso.



Figura 4.3. Horno de difusión, entrada y salida de obleas.

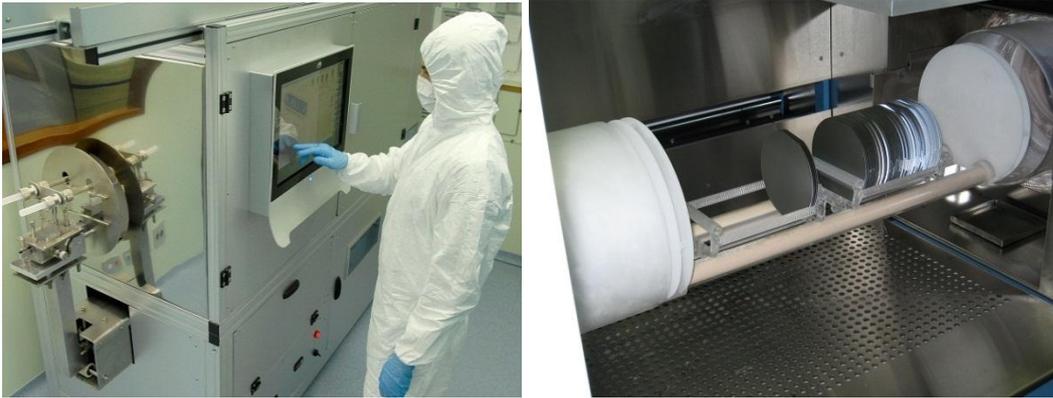


Figura 4.4. Monitoreo del proceso en horno de difusión.

4.4.4 Sala de limpieza – Posterior al dopaje

Se vuelve a realizar una etapa de limpieza en otros vasos, con agua des ionizada y ácido clorhídrico para remover contaminaciones.

4.4.5 Sala de medida y de difusión centrífuga

En esta sala se examinan como han quedado los dopajes, espesor y perfiles de oxidación.

En esta misma sale cuentan con equipamiento para realizar la difusión por el método spinner (centrífugo) que se verá más adelante, proceso alternativo.



Figura 4.5. Sala de fotolitografía.

4.4.6 Sala de capa de Anti reflexión y Metalización- Capa antireflectiva

Al no contar con producción de Silano (SiH_4) en Brasil, por dicha razón sería necesario importarlo, y que el mismo tiene la desventaja de quemar en contacto con oxígeno, se optó por realizar la capa antireflectiva con óxido de titanio (viene en formato de pequeñas piedras, técnica utilizada e-beam), tiene la desventaja frente al silano que no ayuda a pasivar, o sea disminuir de la misma manera la recombinación de superficie.

Para realizar la capa ARC, se cuenta con equipamiento que genera baja presión dentro de la máquina. Luego se produce un haz de electrones y que se direcciona sobre la piedra de TiO_2 en la salida de la luz, los electrones al impactar contra la piedra logran fundir el TiO_2 y el TiO_2 se evapora, con un sensor se mide el espesor de la capa antireflectiva y el proceso se detiene cuando se alcanza el espesor programado, típicamente en el entorno a 80nm.

Se reduce el coeficiente de reflexión con este procedimiento del 13% al 2 o 3%.

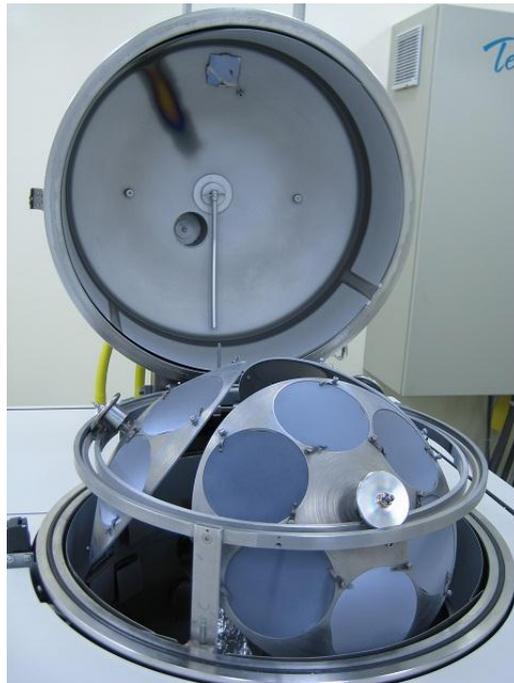


Figura 4.6. Equipamiento para realizar capa ARC con TiO_2 .



Figura 4.7. Oblea luego de la capa ARC, tono azulado, que varía según la inclinación de la misma.

Algunas celdas son llevadas al laboratorio de óptica para verificar el coeficiente de reflexión de la oblea.



Figura 4.8. Laboratorio de óptica.

4.4.7 Sala de Anti reflexión y Metalización- Metalización

El principal método utilizado fue la serigrafía, por la posibilidad de transferir a la industria y por la facilidad de automatizar la producción (rapidez).

Se contaba con una máquina, que se colocaba el molde de los dedos y la rejilla metálica a grabar en la capa superior de cada celda. En otra parte se colocaba la pasta de plata, y se colocaban la oblea y se realizaba el proceso con todas las obleas. Una vez realizado el grabado de la capa superior, se limpia la máquina y se procede a realizar lo mismo con la parte posterior solo que se utiliza una pasta de aluminio con plata. De esta manera el aluminio en contacto con el silicio p forma una capa p+ y no es necesario doparlo con boro, aunque luego se verá que este proceso no es aplicable en celdas más delgadas.

Luego del grabado de ambas caras de cada celda, se coloca en un horno a unos 200 o 300°C dependiendo de la pasta (orgánica) utilizada para que no quede contaminación. Luego se repite el proceso en el mismo horno pero fijando a unos 800°C para que los metales se adhieran a la oblea.

Un método alternativo fue el de deposición de metales, por evaporación.

Con este otro proceso también podían realizar la aplicación de los contactos metálicos, pero este otro proceso no podía transferirse a la industria debido a que era más costoso, y mucho más lento, aunque de mayor eficiencia.

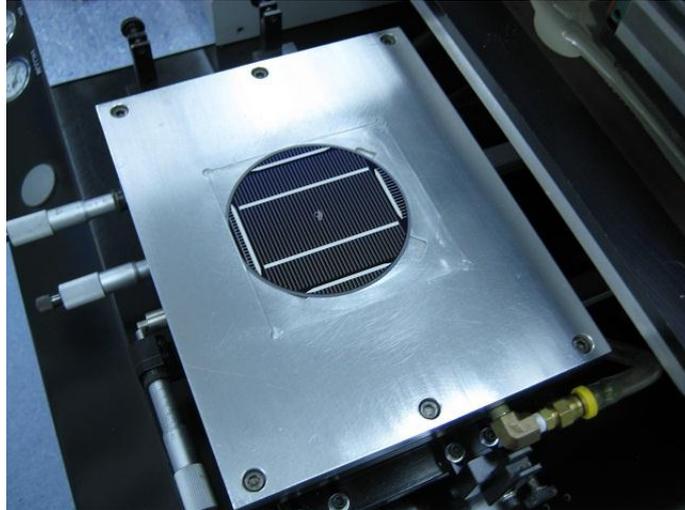


Figura 4.9. Sala de serigrafía.

4.4.8 Sala de Laser, Marcado de la celda

En esta etapa se le da la forma semi cuadrada a la oblea y se marca la misma, además de realizar la aislación de los bordes, en caso de partir de obleas semi cuadradas no sería necesario desperdiciar silicio en esta etapa.

Luego de esta etapa ya no hablamos de oblea sino de celda, y la celda fotovoltaica queda pronta.

4.5 Pasos alternativos.

4.5.1 Proceso dopaje- Sala de medida y difusión centrífuga

En vez de dopar en el horno de difusión se aplica el método spinner.

El mismo consiste en aplicar una pequeña cantidad líquida de fósforo en la superficie de la celda a dopar.

Luego se coloca en una máquina centrífuga, que se encarga de distribuir dicho contenido líquido de forma uniforme.

Después la celda se coloca en un horno a unos 800°C para que la solución de fósforo difunda en la celda logrando el dopaje deseado.

Este mismo proceso se puede realizar (y se hizo) con boro para dopar las celdas con tipo p.

Los hornos de difusión vistos en el proceso alternativo de dopaje también pueden trabajar con boro o fósforo pero si se ha de cambiar el dopante se debe realizar una limpieza adecuada en el horno, lo que no termina siendo práctico utilizar un horno con ambos dopantes, sino elegir un dopante y trabajar con él.

4.5.2 Metalización- Proceso alternativo

Cuando en la capa posterior se aplica aluminio al sustrato tipo p se forma una juntura pp+, debido a que el aluminio tiene 3 electrones de valencia. Lo cual disminuye la recombinación de superficie posterior.

Pero esto tiene la desventaja que el silicio y el aluminio tienen diferentes coeficientes de expansión térmica.

Entonces durante el proceso sucede que al calentar la oblea, la misma se dobla (efecto dish o plato). Esto no causa ningún problema cuando las celdas tienen cierto espesor, con las celdas 550um y hasta 300um no hay problemas, con obleas de 250 y 200um empiezan a aparecer problemas. Pero con las celdas de 120um la resistencia mecánica disminuye de forma tal que se terminan rompiendo en el proceso de fabricación.

Para solucionar este problema, se opta por la parte posterior realizar contactos con una grilla de plata similar a la parte superior, eliminando de esta manera el efecto “dish”.

Aunque se recuerda que para que la recombinación o la unión sea eficiente entre metal y semiconductor se requeriría una juntura p+ metal, y con plata semiconductor no se logra. Entonces en estos casos es necesario dopar con boro (en mayor nivel que el sustrato p) la parte posterior de la celda. En la planta piloto usualmente se utilizaron el método spinner antes de proceder a realizar los contactos metálicos.

Y la metalización se realizaba de forma similar al proceso usual salvo que ambas caras de la celda llevaban el proceso de la capa superior.

4.6 Montaje de los módulos fotovoltaicos

4.6.1 Caracterización de las celdas

Por medio de un equipamiento integrado se miden la curva I-V de las celdas y se clasifican de acuerdo a ciertos parámetros, se clasifica en tipo A, B, C o D.

Se comentó que en procesos industriales se clasifican instantáneamente solo por corriente de cortocircuito, y cada 100 celdas del mismo tipo se miden los demás parámetros.

En dicha sala también se cuenta con una caracterización de un mapa de resistencia de celdas, y un mapa de voltaje de celdas, para definir posibles fallas en la producción y detectar celdas defectuosas, o posibles puntos calientes.

La explicación principal de porque las celdas no son todas iguales, es debido a los siguientes factores principalmente:

- Al comprar silicio en pequeña cantidad pueden tener muchas veces silicio de diferentes purezas. Además dentro de un mismo lingote de silicio, no son iguales las obleas que salen del centro del lingote que las que se encuentran más en la periferia.
- El Silicio adquirido tiene intrínsecamente una resistividad entre 1 y 20 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$, lo cual da un margen de diferencia importante.
- Si bien en todas las salas se cuenta con alto grado de automatización y limpieza, existen procesos no automatizados.
- Las condiciones iniciales antes de cada proceso se buscan que sean las mismas, pero la pureza de las soluciones empleadas, y condiciones iniciales en las máquinas de difusión, capa ARC y metalización no son exactamente las mismas.

Igual se mencionó que al comprar en mayor cantidad podían conseguir silicio más uniforme, y hasta de mejor calidad.

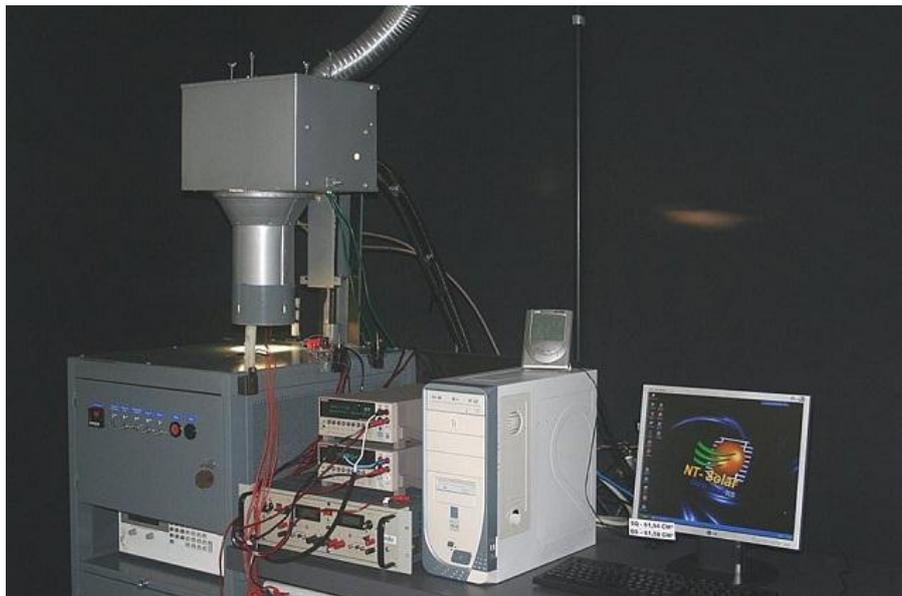


Figura 4.10. Caracterización de las celdas.

4.6.2 Interconexión de celdas- Sala de soldaduras

En un equipo se colocan las celdas y esta se encarga de ir conectando en serie todas las hileras de celdas.

Luego se interconectan las hileras, en serie o paralelo, en este caso se conectaron en serie.

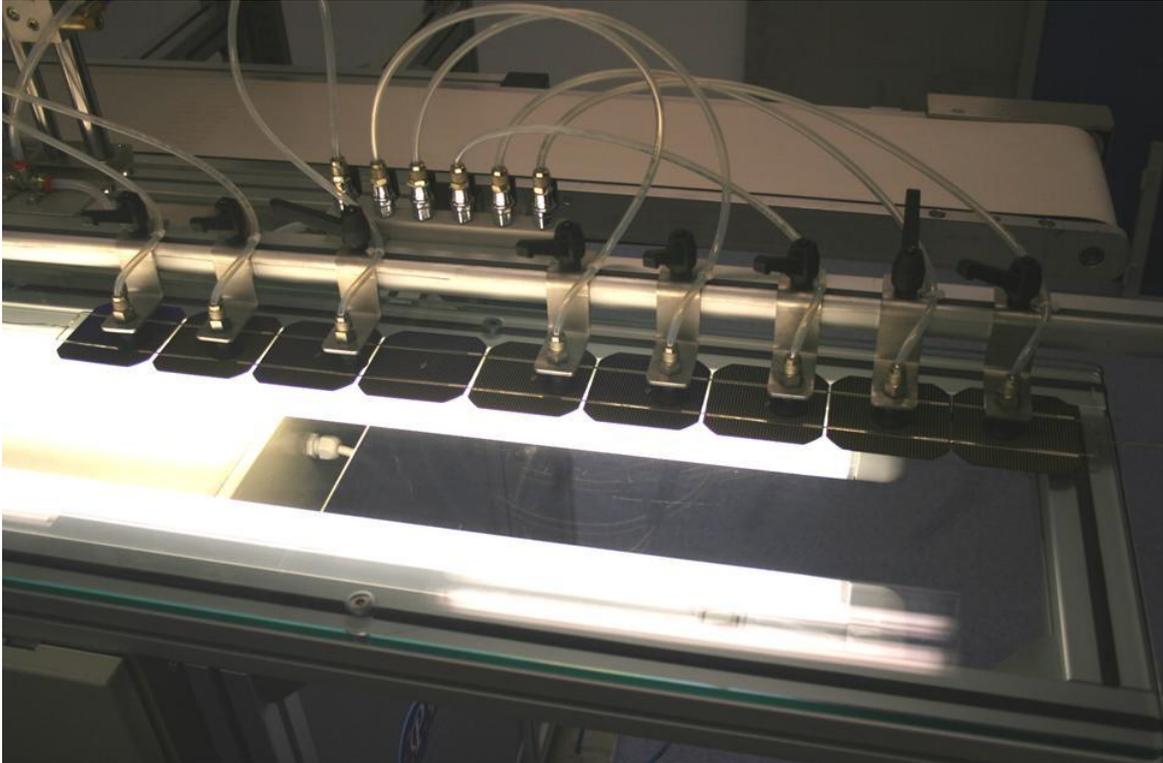


Figura 4.11. Interconexión de ristras 1.



Figura 4.12. Interconexión de ristras 2.

4.6.3 Sala de laminado y encapsulado

Se encapsula con un material EVA de índice de refracción idéntico al vidrio a colocar. El vidrio a colocar es templado de bajo contenido de hierro, de apariencia difuso. Se buscaron evitar la creación de burbujas de aire durante el encapsulado.

El encapsulado protege a la celda de impactos mecánicos, humedad y otros agentes atmosféricos.

En la capa posterior se colocó un material denominado Tedlar de color blanco.

La colocación del vidrio aumenta el coeficiente de reflexión a un valor total de 6 a 7% aproximadamente.



Figura 4.13. Encapsulado y laminado.

4.6.4 Colocación de marco - Montaje

Se colocaron marcos de aluminio con silicona para proteger aún más las celdas contra humedad.

Este paso era menos automatizado que otros.



Figura 4.15. Colocación de marco de panel fotovoltaico.

4.6.5 Caracterización de los módulos

En una sala con equipamiento de caracterización se traza la curva I-V a 25°C con una radiación AM 1.5 de 1000W/m² uniforme en la superficie del módulo.

El equipamiento también fue importado, pero el montaje y ajustes fueron realizados en la universidad por el personal responsable del laboratorio.

4.7 Tipos de celdas de producción

Como se mencionó al principio de la sección anterior todas las celdas de producción partieron de un sustrato tipo p.

Aunque probaron diferentes tipos de tecnologías para realizar el dopaje, para la capa ARC, para la metalización, las celdas producidas pueden dividirse en 2.

Celdas Tipo n+pn+.

El esquema de las celdas fue el siguiente:

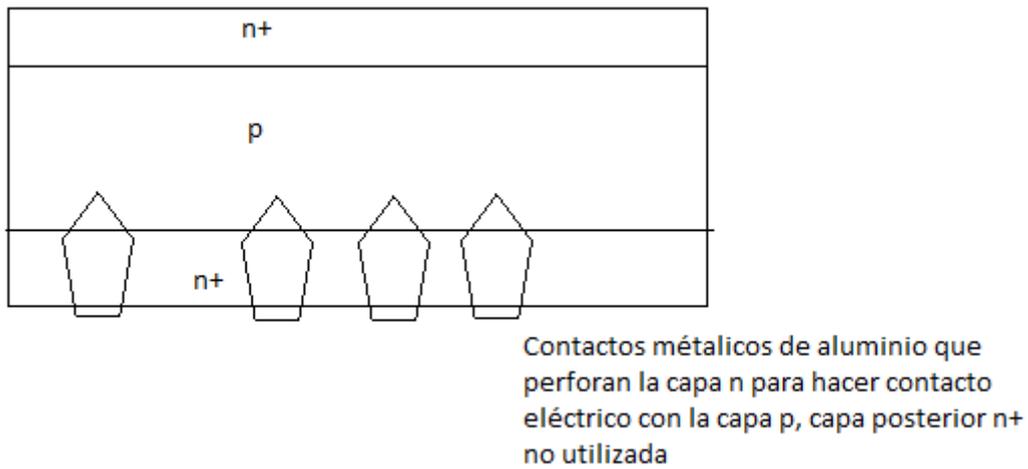


Figura 4.16. Esquema de conexionado trasero en celdas n+pn+.

Se puede observar que estas celdas fueron dopadas n+ en la capa superior y posterior, aunque la capa posterior no es utilizada, esto ahorra proteger la capa posterior de la celda durante el dopaje, los contactos metálicos perforan la capa n+ posterior llegando a la capa p.

Estas celdas por su naturaleza al no contar con una unión p+ metal, cuentan con una mayor recombinación en su parte posterior, lo cual dio como resultado (si bien su proceso de fabricación era más sencillo) una eficiencia menor.

Celdas tipo n+pp+

El esquema de las celdas fue el siguiente:

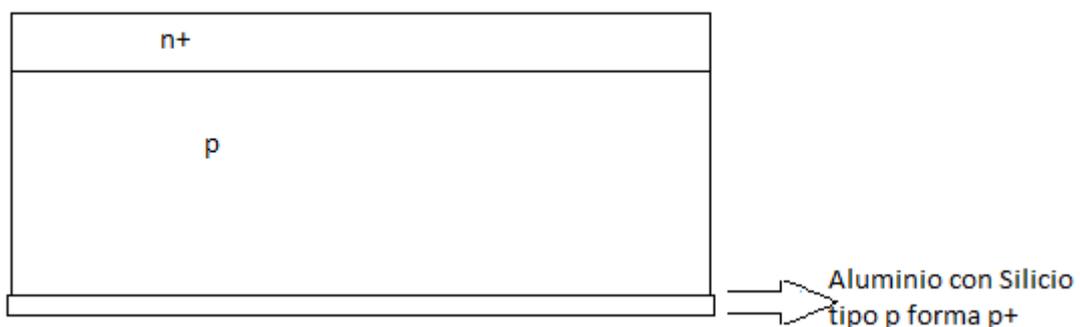


Figura 4.17. Esquema de conexionado posterior de celdas n+pp+.

Se puede observar que estas celdas fueron dopadas n+ solo en la capa superior, y debieron ser protegidas de alguna manera durante el dopaje si fue en el horno de difusión (la forma de dopaje más usual), y luego cuentan con una juntura p+ metal.

.

4.8 Preguntas formuladas antes de ir a la planta

i- Proceso de fabricación

a- ¿Por qué se utilizan obleas de 300um de espesor y no por ejemplo de 50um que solo perdería en teoría el 12% de energía?

Esta pregunta se formuló al analizar teóricamente el comportamiento de la celda, su coeficiente de absorción en función de la longitud de onda, y se había apreciado que por ejemplo si una celda de 300um de espesor absorbía una cantidad A de fotones, entonces una celda de 50um absorbería una cantidad 0.88A.

Entonces se buscaba saber si en la práctica era cierto, si había dificultades tecnológicas, o si el costo del silicio era despreciable o muy bajo en relación al costo de fabricación del módulo.

La respuesta a la pregunta fue la siguiente:

La venta estándar de celdas cuando ellos fabricaron al principio era de obleas de 550um y 300um, hoy en día se venden de 250um, 200um y 120um, y han producido de 200um de espesor.

Las complicaciones son las siguientes:

- Al maniobrar celdas de 550 o hasta 300um de espesor las celdas tenían cierta consistencia que si se caían al suelo no se quebraban, y no había que tener tanto cuidado al maniobrarlas. Con las de 550um rara vez se rompía o quebraba una celda.

- Al bajar a 200 um, celda que se golpeaba se quebraba y se dañaba, o sea había que tener mucho mayor cuidado en la manipulación de las celdas. Cosa que se pudo solucionar. Aunque en el proceso de metalización como ya se comentó como el silicio y el aluminio tienen diferentes coeficientes de expansión térmica, las celdas tienden a doblarse, aunque al reducir el espesor de las celdas cada vez hay más celdas que se quiebran en el proceso de fabricación. Por lo expuesto hasta celdas de 200um se puede seguir realizando contacto entero de aluminio en la parte posterior y en la cadena de producción menos del 10 % de las celdas sufrirían daños, números que son considerados aceptables.

Pero al bajar a celdas de 120um ya no es posible, el cuidado a manipular las obleas debe ser mucho mayor, y la metalización en la parte posterior debe ser con rejilla igual que en la parte superior, y se debe dopar con boro la parte posterior (caso de celdas n+pp+). Esto aumenta las dificultades pero son saltables.

- La eficiencia teórica es adecuada, y es por eso que las celdas de primera generación de silicio cristalino siguen en investigación tratando de reducir el espesor de la celda, bajando la recombinación y tratando de mantener la eficiencia actual, logrando reducir los costos de manera considerable. Es claro que de la teoría se podría bajar de celdas de 300um a 30um (10 veces menos de material) perdiendo un 12% de energía nada más. Se verá nuevas técnicas de innovación que además hacen este tipo de celdas más promisorias aún.

b- Se utiliza TiO₂ para la capa ARC y no SiN₃ porque en Brasil no se produce: ¿El TiO₂ lo importan?

Sí lo importan, pero viene en formato de pequeñas piedras y no es ningún problema ni riesgoso. El costo de este producto es muy bajo en relación a cada celda por las mínimas cantidades usadas, por ejemplo la capa ARC es de cerca de 80nm.

ii- Tecnología

a- ¿La maquinaria era fabricada en Brasil o era importada?

Toda la maquinaria puede ser importada y lo era así en la planta piloto montada, aunque se hacen las siguientes observaciones.

- Contaban con tres hornos de difusión, uno de ellos se fabricó en Brasil y diseñado en una tesis de maestría en la Universidad. Lo cual muestra que hay equipamientos que podrían ser fabricados en el país.

- La primera máquina de medida de caracterización de celdas curva I-V había sido montada por el propio personal, aunque la segunda máquina que funcionaba de forma más automatizada y era la que usaban actualmente era importada.

Si bien todo el equipamiento es importado, la instalación de un laboratorio o planta de fabricación de celdas fotovoltaicas no es similar a otras instalaciones, no es suficiente con montar el equipamiento en la planta correctamente e instalar toda la ventilación necesaria y controles para que la planta quede funcionando adecuadamente.

Es necesario realizar muchos ajustes, que llevan mucho tiempo y son muy difíciles, por ello es necesario que el personal que especifica las máquinas, que controle el montaje y que vaya a trabajar a futuro en la planta sea el mismo o al menos en buena proporción.

Un montaje llave en mano no funciona en este tipo de planta.

b- ¿Qué calificación debe contar el personal que opera la planta?

Depende del proceso que controle, en el caso de esta planta piloto, el personal era mayoritariamente muy capacitado:

- Doctores en Física.
- Maestreados en Ingeniería.
- Estudiantes de Posgrado.
- Estudiantes de Grado.

Los estudiantes de grado trabajaron mayoritariamente en el momento de máxima producción de la planta, que llegó a contar con 29 personas trabajando de lunes a viernes 8 horas diarias. En la configuración, calibración y control de los procesos era usual que solo trabajara gente con una calificación no menor a una maestría, aunque el estudio específico de las máquinas y el conocimiento del proceso es algo que se va realizando en el rodaje de la planta.

c- ¿Hay procesos de automatización que no se realizaban?

Sí los había, en el armado de los módulos, en la clasificación de las celdas, en la caracterización de los módulos, luego algunos pasos en el proceso de fabricación de celdas, aunque también en una planta piloto no se espera automatizar la producción al máximo debido que el fin es investigar, desarrollar y no producir cantidad sino lograr un buen producto que sea transferible a la industria.

Porque los automatismos en todos los niveles no son requeridos para una planta piloto de producción reducida sino para una planta industrial, de producción de gran escala.

iii- Fabricación- Condiciones locales en Brasil

a- ¿Cuáles fueron las principales dificultades para montar la planta piloto aquí en Porto Alegre?

Las principales dificultades mencionadas fueron del tipo de políticas energéticas del país y de conseguir fondos para comprar el equipamiento necesario.

Aunque para brindar fondos el gobierno exigió como condición que una parte significativa fuera financiada por empresas privadas, cosa que se consiguió, la financiación de cerca del 50% con tres empresas privadas.

Cuando se pidió la financiación ya se contaba con la infraestructura, terreno y edificio, ese aspecto se resaltó, ya que se comentó que pedir dinero para obras en convenios con el estado siempre resulta más difícil, o sea se recomienda pedir financiación solamente para poder costear las máquinas y personal que vaya a trabajar en la planta.

b- ¿Hay disponibilidad de Silicio Czochralski en Brasil?

Actualmente no hay disponibilidad de Silicio Czochralski en Brasil, aunque es posible que este material esté en desarrollo en el país.

c- ¿Qué materiales importan, fósforo, boro, dióxido de titanio?

Importan las obleas, el TiO_2 , y sobre el fósforo y boro no se comentó. Aunque estos últimos tres materiales se utilizan en proporciones muy bajas.

iv- Materia prima

a- ¿Cuál es el costo del Silicio en obleas?, ¿y en relación al costo del módulo?

El costo que consiguieron para la planta piloto fue muy elevado, el costo por oblea traducido a USD/Watts era alrededor 7USD/W, sin tener en cuenta todo el proceso de fabricación de alrededor de 12USD/W, cuando actualmente el costo del módulo entero fotovoltaico se encuentra a 0.5-0.7 USD/W.

Aunque este valor no puede considerarse como referencia definitiva dado que se importaban obleas en pequeñas cantidades no en masa (planta piloto, no producción) y se mencionó que los precios eran muy inferiores si se importaban en mayor cantidad (producción industrial).

b- ¿Cómo consiguieron Silicio, si hubo escasez en el año 2008?

Ya se mencionó que era importado.

El problema que tuvieron fue debido a que al pedir en pequeña cantidad para producir no habían muchas empresas interesadas en vender obleas cuadradas, y tuvieron que recurrir a obleas redondas, o sea empresas productoras de silicio para microelectrónica y todavía a un precio muy elevado (dado que en ese mercado al utilizar tan poco silicio, no es crítico su valor), aunque esto es parte del precio de investigar y desarrollar una tecnología nueva en un país.

c- ¿Es posible montar una planta que pueda competir con los precios internacionales de los módulos fotovoltaicos?

(No se buscaba con esta pregunta decir con precisión qué precio se podía alcanzar, sino tener una idea de órdenes.)

Esto derivó en la explicación de que en el año 2011, con el costo de los módulos cercanos a 2USD/W, se estuvo realizando el estudio de implantar una planta fotovoltaica y los costos estimados si bien eran un poco más elevados, podrían llegar a ser competitivos con ese valor.

Sin embargo mientras se estaba analizando la posibilidad de la viabilidad económica del proyecto, el precio internacional de los módulos cayó abruptamente de valor, algo que según ellos no encuentran explicación, sino solamente la especulación de que el gobierno chino haya financiado esta baja para que las empresas de módulos fotovoltaicos en China pudieran tomar cierta ventaja en el mercado.

De ser así fue una estrategia que dio como resultado el quiebre de muchas empresas fotovoltaicas en Europa y mismo en Brasil dicho proyecto paso a ser mucho menos atractivo.

Este tema da para hacer ciertas analogías con las políticas energéticas, en la historia de Uruguay que ya veremos más adelante.

4.9 Seminario Internacional de Energía Fotovoltaica Porto Alegre

Si bien el Seminario no fue parte de la visita realizada a los laboratorios de Porto Alegre, se consideró que en el mismo hubo muchos conceptos comunes con los de la visita.

El Solar Cluster Baden-Wüttemberg es una alianza entre aproximadamente 40 organizaciones de la industria en abastecimiento de energía, plantas fotovoltaicas, investigación y formación.

En el seminario estuvieron algunas organizaciones del Solar Cluster explicando su experiencia, y sus principales áreas de trabajo.

Los principales objetivos que se proponen son los siguientes:

- Promover la imagen positiva de las instalaciones fotovoltaicas, y otras formas de aplicación de la energía solar.

- Contando con el apoyo del gobierno estatal lograr que para el 2020 sea alcanzado que el 10% de la energía sea abastecida por sistemas fotovoltaicos como mínimo, en el estado Baden-Württemberg.
- Realzar la importancia política, económica e industrial de la Energía Solar.
- Apoyar activamente el desarrollo de las condiciones generales legales para la ampliación de las energías alternativas.
- Crear un mercado permanente para la energía solar, estas medidas incluyen además de investigación y formación, también las tecnologías de almacenamiento e integración de la red.

El Dr. Carsten Tschamber, Director de “Solar Cluster Baden-Württemberg”, explicó algunos objetivos más específicos del Cluster.

Dentro de los objetivos trazados, el principal se refiere 50-80-90.

Esto significa:

- Reducir el 50% el consumo energético.
- Lograr que el 80% de las fuentes de generación de energía provengan de energía renovable.
- Reducir el 90% de las emisiones.

Si bien es un objetivo a largo plazo, indicaron que desde el año 2005 al 2010 lograron reducir el consumo energético en un 4 %.

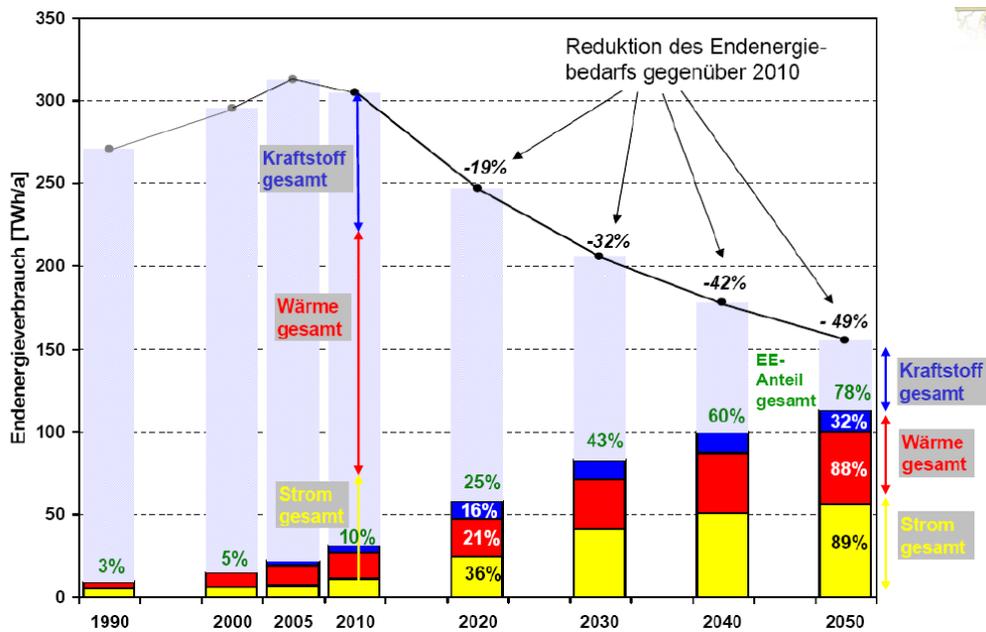


Abbildung A: Energieszenario Baden-Württemberg 2050 - Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Nutzungsbereichen und jeweilige Beiträge der erneuerbaren Energien.

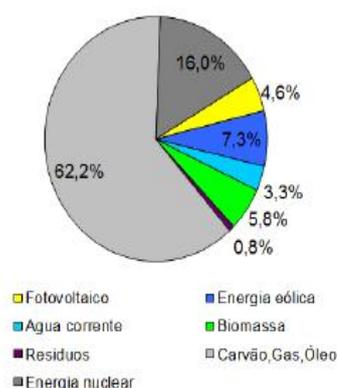
Figura 4.18. Objetivos de reducción de consumo energético, generación de energías renovables.

Al año 2012 cuentan con una matriz tal que el 21.9% de la energía proviene de fuentes renovables, (eólica 7.5% y solar 4.8%).

Proporções da geração de energia elétrica bruta na Alemanha 21,9% Proporção em Energias Renováveis em 2012

Alemanha – Totais para 2012:

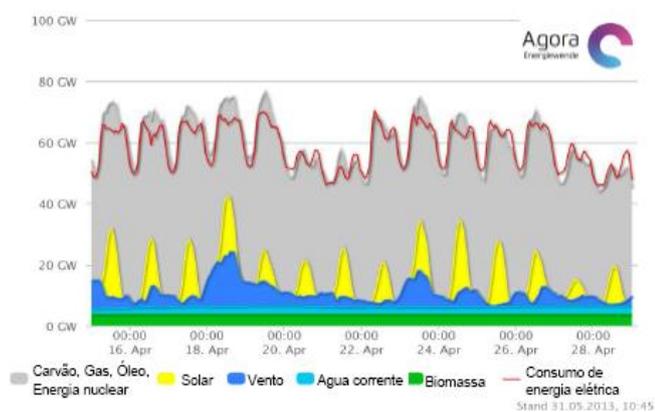
Geração de energia elétrica bruta 617 TWh



Quelle: BDEW, AG Energiebilanzen Stand 12/2012

2 semanas em Abril 2013:

Geração de energia elétrica e consumo atual



Quelle: BDEW, AG Energiebilanzen Stand 12/2012

Figura 4.19. Proporções de generación de energía eléctrica en Alemania.

La subvención ha disminuido dado que en el año 2007 se pagaba 0.4USD/kWh de energía fotovoltaica, y en el 2013 debido a la mejora de la competencia en precios se pagaba a precio de red de 0.08USD/kWh.

El 1 % de las personas trabajan en el área de energías renovables.

Sobre EAB-New Energy Group

La empresa se dedica principalmente a desarrollar proyectos de energía eólica y energía fotovoltaica.

Contaron que están desarrollando 900MW eólicos y 300MW fotovoltaicos en Brasil, y además se indicó que en Uruguay estarían desarrollando un proyecto fotovoltaico de 60MW, y 150MW eólicos.

Otro factor a destacar es el siguiente cuadro:



Economical and social development



Employment generation per MW installed for several energy generation technologies:

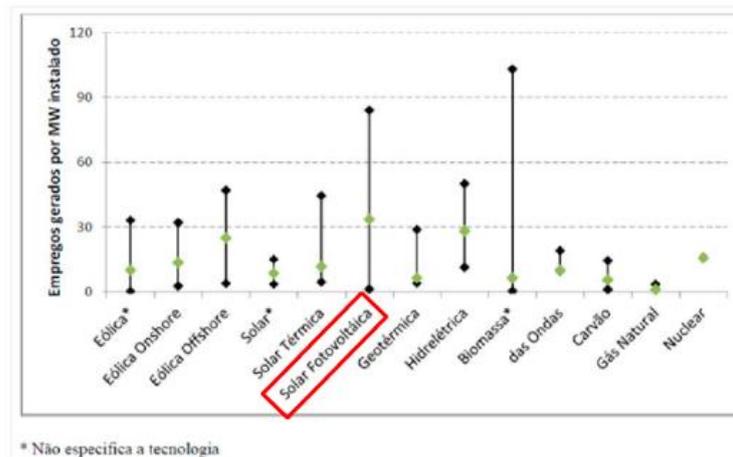


Figura 4.20. Empleos generados por MW instalado para cada energía.

Sobre Fraunhofer, Instituto para sistemas de energía solar, ISE

Cuentan con una planta piloto de investigación de estructuras de celdas solares, planta que está transfiriendo de manera continua el conocimiento a la industria fotovoltaica instalada en Alemania.

Centro de Avaliação de Tecnologia Fotovoltaica Linha piloto para estruturas solares modernas

- Transferencia rápida de tecnologia para a industria fotovoltaica
- Centro de prestação de serviços para:
 - Produtores de bolachas eletronicas
 - Fabricante de células solares
 - Fabricante de módulos
 - Fabricante de equipamentos originais



Forno automatizado de oxidação e difusão

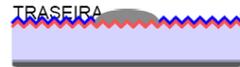
Figura 4.21. Horno de difusión de planta piloto en Alemania.

Este comentario muestra además, que no solo en Brasil se piensa que es necesario contar con una planta piloto de fabricación de celdas fotovoltaicas para instalar una industria, sino en Alemania proceden de la misma manera, otra factor que mostraría una tendencia de que lineamientos habría que seguir para instalar una industria en Uruguay.

Células solares de alta eficiencia de possível fabricação industrial

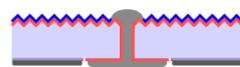
Exemplo: ENVOLTÓRIO METALIZADO (MWT) - EMISSOR PASSIVADO E CÉLULA TRASEIRA (PERC)

Padrão H-CAMPO DE SUPERFICIE TRASEIRA (BSF)



- Alta taxa de recombinação do lado traseiro
- Altas perdas de proteção solar
- Baixa reflexão interna

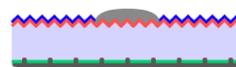
MWT-BSF



- Perdas reduzidas de proteção solar
- Possibilita interconexão moderna

v. Kerschaver et al., Proc. 2nd WCPEC, 1998, pp. 1479-82

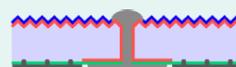
Padrão H - PERC



- Melhora captação de luz e passivação
- Vantajoso para células solares finas

Blakers et al., Appl. Phys. Lett. 55, pp. 1363-5, 1989

MWT-PERC



- Combina vantagens das duas estruturas

Dross et al., Proc. 4th WCPEC, 2006, pp. 1291-4

Figura 4.22. Células de alta eficiencia en investigación para fabricación industrial.

La principal línea de investigación que cuentan son celdas de primera generación, o sea celdas de silicio cristalino, técnicas que buscan reducir el espesor de la celda, utilizando capas reflectivas (similar a espejos) en la parte posterior de la celda, de modo que la luz deba realizar dos veces el recorrido en la celda, reduciendo a la mitad el espesor.

También se comentó que están desarrollando la tecnología HIT, y que en laboratorio han logrado eficiencias de hasta 44.7%.

La eficiencia de los módulos para producción industrial han llegado al 18.4%, y en laboratorio han superado el 20%.

Y están desarrollando procedimientos de fabricación que ahorran un cuarto la energía invertida.

Sobre Kaco

Es una empresa que se dedica a la fabricación de inversores en la gama desde 1.5kW hasta 500kW.

Lo interesante a destacar es que ya existen inversores de esa potencia 500kW, hasta hace unos años lo usual era utilizar hasta 100kW.

Lo otro más interesante es saber el estado de la tecnología, debido a que logran eficiencias máximas superiores al 98%.

Síntesis

Si bien la conferencia dio muchos aspectos positivos, también dejó la sensación similar que a dichas empresas le interesa vender los proyectos llave en mano, y que solamente ellos son capaces de desarrollar ese grado de tecnología, y que cualquier emprendimiento que no fuera entregado llave en mano podía resultar con un mal desempeño, si bien no fue dicho de esa manera quedó de manera implícita.

Por ejemplo la empresa SCHIMD:

Vantagens integrais SCHMID

- Melhor estrutura de custo por “Wp” no mercado
- Garantias confiáveis de projeto (eficiência, produção, calendário...)
- Todo equipamento de processo é líder de mercado e altamente inovador
- Automação da fábrica de última geração (menores custos no mercado)
- Equipamento de medição comprovado em linha (inspeção de entrada de bolacha, olho azul,...)
- Livrementemente extensível devido a estrutura modular
- Conceito de Cluster permite adaptação de novas tecnologias para futuras atualizações
- 100% fabricado pela SCHMID

Figura 4.23. Aspectos comerciales mencionados anteriormente.

Debe quedar claro algo, esto similar al pensamiento de la época de Varela, Batlle y Soca, no se debe hacer caso a todas las sugerencias de empresas externas, porque las mismas tienen su propio interés financiero por encima de otros intereses nacionales como el desarrollo o la autonomía energética, aunque esto se verá en mayor profundidad en el capítulo de Políticas Energéticas.

Pero, también es bueno observar cómo se procede afuera en los casos exitosos, que cosas se pueden incorporar acá. En Brasil, con el personal de la Universidad, y una inversión de algunos millones de dólares se pudo construir una planta piloto y alcanzar una tecnología competente, y si bien no alcanza el desempeño de las últimas tecnologías, se debe apreciar que el tiempo de investigación fue solo de 4 años para alcanzar esos rendimientos, agregando que la eficiencia alcanzada en el año 2009 era similar a la eficiencia de los módulos comerciales en el año 2009.

Capítulo 5

Situación Energética en Uruguay

5.1 Radiación solar

Este capítulo tiene por objetivo mostrar los principales aspectos energéticos que tienen vinculación con la factibilidad con incursión en la energía fotovoltaica, como niveles de radiación, demanda energética (eléctrica solamente) en Uruguay, y posible potencial fotovoltaico.

localidad	LAT	LON
Salto	-31.43	-57.98
Paysandú	-32.35	-58.04
Carrasco	-34.83	-56.01
San José	-34.35	-56.76
Florida	-34.09	-56.19
Durazno	-33.35	-56.50
Rocha	-34.49	-54.31
Treinta y Tres	-33.22	-54.39
Melo	-32.37	-54.19
Rivera	-30.90	-55.54
Tacuarembó	-31.71	-55.99
Artigas	-30.40	-56.51

Figura 5.1. Ubicación geográfica de las principales localidades en Uruguay [15].

Ubicación de las localidades para las cuales se estima el modelo del mapa solar uruguayo.

localidad	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	media
Salto	6.9	6.1	5.0	3.8	2.9	2.2	2.7	3.5	4.4	5.1	6.6	6.9	4.5
Paysandú	7.0	6.1	4.9	3.8	2.9	2.3	2.7	3.4	4.4	5.4	6.6	7.0	4.7
Carrasco	6.4	5.6	4.4	3.3	2.4	1.9	2.2	2.7	3.7	4.8	6.0	6.3	4.1
San José	6.8	5.7	4.5	3.3	2.5	2.0	2.2	2.8	3.9	5.0	6.4	6.8	4.3
Florida	6.6	5.7	4.5	3.4	2.5	2.0	2.2	2.9	3.9	5.1	6.3	6.6	4.3
Durazno	6.8	5.9	4.7	3.6	2.6	2.1	2.4	3.1	4.2	5.1	6.4	6.8	4.5
Rocha	5.9	5.2	4.2	3.3	2.3	1.9	2.1	2.7	3.6	4.6	5.7	5.8	3.9
Treinta y Tres	6.4	5.6	4.4	3.5	2.5	2.1	2.3	2.9	3.8	4.9	6.0	6.4	4.2
Melo	6.7	5.8	4.8	3.7	2.8	2.2	2.5	3.3	4.1	5.1	6.3	6.7	4.5
Rivera	6.9	6.1	5.0	3.8	3.0	2.3	2.8	3.6	4.5	5.4	6.5	6.8	4.7
Tacuarembó	6.9	6.1	4.8	3.8	2.8	2.2	2.7	3.3	4.3	5.2	6.5	6.8	4.6
Artigas	6.9	6.1	5.0	3.8	3.0	2.3	2.8	3.6	4.4	5.3	6.5	6.8	4.7
promedios	6.7	5.8	4.7	3.6	2.7	2.1	2.5	3.2	4.1	5.1	6.3	6.6	4.4

Tabla 5.1. Valores promedios por mes a partir de medidas realizadas en diferentes localidades y extrapolado, por valores de heliofanía [15], en kWh/m²día.

Se muestra a continuación el mapa solar en Uruguay, referencia [15], a partir de medidas realizadas en diferentes ubicaciones del país, elaborado por la Facultad Ingeniería de la Universidad de la República.

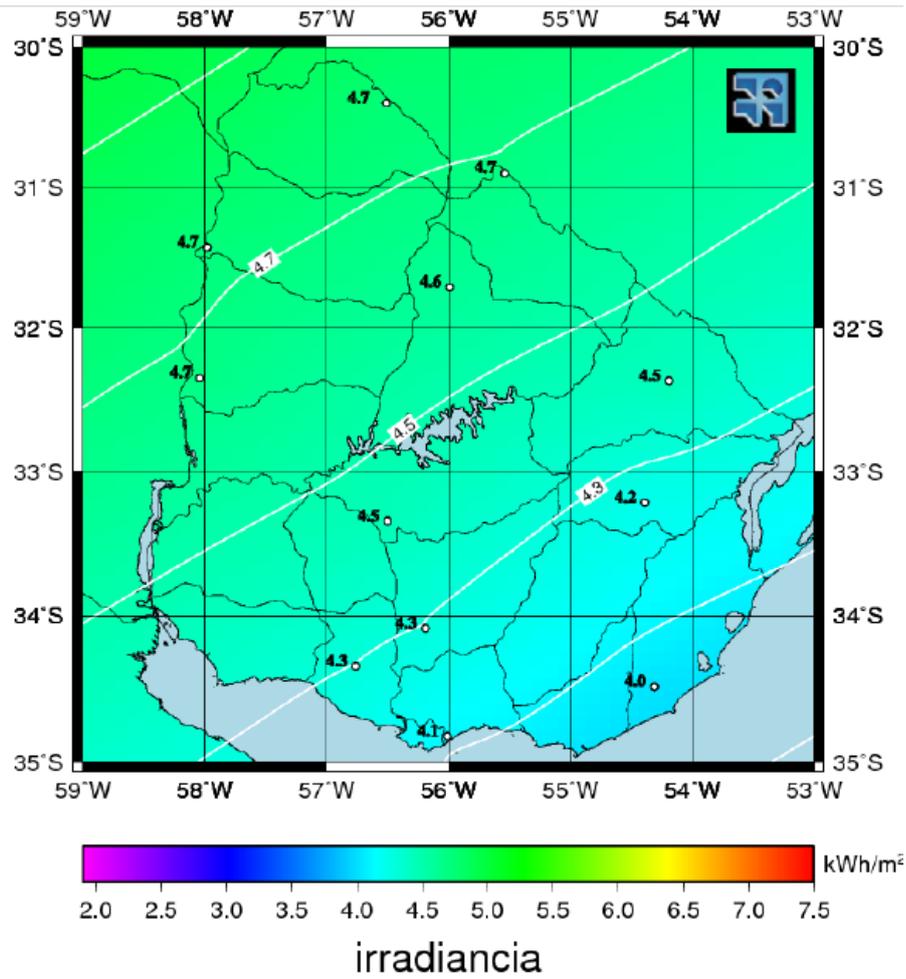


Figura 5.2. Mapa solar uruguayo, valores promedios [15], actualizado al 2013.

En la siguiente tabla 5.2, se muestra la irradiación estimada por el modelo NASA.

LAT	LON	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	anual
-30.5	-57.5	6.8	5.9	5.1	3.7	3.1	2.5	2.9	3.7	4.6	5.4	6.5	6.9	4.8
-31.5	-57.5	6.9	5.9	5.1	3.7	3.0	2.5	2.8	3.6	4.6	5.5	6.5	6.9	4.7
-32.5	-57.5	7.0	5.9	5.1	3.7	2.9	2.4	2.7	3.5	4.6	5.4	6.5	6.9	4.7
-33.5	-57.5	7.0	5.9	5.0	3.7	2.8	2.3	2.5	3.4	4.5	5.4	6.5	7.0	4.7
-34.5	-57.5	6.9	6.0	4.9	3.6	2.7	2.2	2.5	3.3	4.5	5.4	6.5	7.0	4.6
-30.5	-56.5	6.8	5.9	5.0	3.8	3.1	2.5	2.9	3.7	4.6	5.4	6.5	6.9	4.8
-31.5	-56.5	6.9	5.9	5.0	3.7	3.0	2.5	2.8	3.5	4.5	5.4	6.5	6.9	4.7
-32.5	-56.5	6.9	5.9	5.0	3.7	2.9	2.4	2.7	3.4	4.5	5.4	6.5	6.9	4.7
-33.5	-56.5	6.9	5.9	5.0	3.6	2.8	2.3	2.5	3.3	4.4	5.3	6.5	7.0	4.6
-34.5	-56.5	6.9	5.8	4.8	3.6	2.7	2.2	2.4	3.2	4.3	5.2	6.3	6.9	4.5
-30.5	-55.5	6.7	5.8	5.0	3.7	3.1	2.5	2.8	3.6	4.5	5.4	6.4	6.9	4.7
-31.5	-55.5	6.7	5.7	4.9	3.7	3.0	2.4	2.7	3.5	4.4	5.4	6.4	6.9	4.6
-32.5	-55.5	6.8	5.7	4.9	3.6	2.9	2.3	2.6	3.3	4.4	5.3	6.4	6.9	4.6
-33.5	-55.5	6.9	5.8	4.9	3.6	2.8	2.3	2.5	3.3	4.4	5.3	6.4	7.0	4.6
-34.5	-55.5	6.9	5.8	4.8	3.5	2.7	2.2	2.4	3.1	4.3	5.2	6.3	6.9	4.5
-30.5	-54.5	6.6	5.7	4.9	3.7	3.1	2.5	2.8	3.6	4.4	5.3	6.4	6.9	4.6
-31.5	-54.5	6.6	5.7	4.9	3.7	2.9	2.4	2.7	3.4	4.3	5.3	6.4	6.9	4.6
-32.5	-54.5	6.7	5.7	4.9	3.7	2.9	2.3	2.6	3.3	4.3	5.3	6.4	6.9	4.6
-33.5	-54.5	6.7	5.7	4.8	3.6	2.8	2.3	2.5	3.2	4.3	5.2	6.3	6.9	4.5
-34.5	-54.5	6.7	5.7	4.7	3.5	2.6	2.1	2.3	3.1	4.2	5.1	6.2	6.8	4.4
-31.5	-53.5	6.5	5.6	4.8	3.7	2.9	2.4	2.6	3.4	4.3	5.2	6.2	6.9	4.5
-32.5	-53.5	6.6	5.6	4.8	3.6	2.9	2.3	2.6	3.3	4.2	5.1	6.2	6.8	4.5
-33.5	-53.5	6.6	5.6	4.7	3.5	2.7	2.2	2.4	3.1	4.2	5.1	6.1	6.7	4.4
		6.8	5.8	4.9	3.6	2.9	2.3	2.6	3.4	4.4	5.3	6.4	6.9	4.6

Tabla 5.2. Valores estimados de irradiación media (kWh/m²) obtenidos por el Modelo Nasa, para 23 puntos que cubren el territorio nacional [15].

Se comenta que el promedio anual de radiación horizontal en el país es de 4.6kWh/m²día en el modelo NASA, y 4.4kWh/m²día en el modelo estimado por el MSU.

En los departamentos situados más al norte del país (Artigas, Salto, Rivera y Tacuarembó) la radiación promedio en plano horizontal en ambos modelos se encuentra entre 4.6 y 4.8 kWh/m²día.

Se aprecia que en el norte del país, existen departamentos de gran superficie que son dedicados básicamente a la ganadería, lo cual hace que las tierras tengan un valor relativamente bajo para realizar estos emprendimientos, sumado a que los índices de radiación son considerados aceptables para estos emprendimientos.

5.2 Desempeño

Un factor que influye para determinar si un proyecto fotovoltaico es atractivo o no en un determinado lugar es el llamado parámetro **Yield**, que indica la energía entregada promedio por día por kW pico de potencia instalada y se mide en kWh/día/kWp instalado.

Colocando en la zona norte del país, (índices de radiación de 4.7kWh/m²día plano horizontal), con una instalación sin seguimiento solar, a la inclinación óptima se pueden recibir 5.0kWh/m²día aproximadamente.

En una instalación con un factor de desempeño de 0.8 (valor usual para los parques fotovoltaicos), puede obtenerse un **Yield** de 4.0kWh/día/kWp (o factor de capacidad 0.167), o expresado de otra manera se generaría 1,46GWh/año/MWp instalado.

Lo cual es un valor elevado para no contar con seguimiento solar.

5.3 Matriz energética en Uruguay

El siguiente cuadro pretende resumir¹ el cuadro de demanda eléctrica estimado para el 2020:

Año 2020	Potencia máxima MW	Demanda anual GWh/año
Eléctrica	2450	13250

Tabla 5.3. Potencia y energía eléctrica de demanda esperada para 2020.

El cuadro anterior es sin contar el posible crecimiento en la demanda y potencia que podría implicar la inclusión de vehículos eléctricos en la matriz eléctrica.

¹ Matriz eléctrica UTE. <http://www.ute.com.uy>

La energía eléctrica representa aproximadamente el 25 % de la energía total de la matriz energética, mientras que el transporte representa el 28%.

La oferta anual hidroeléctrica se estima para el 2020 de 7350 GWh/año (al 2011 7000GWh/año), o sea con energía hidráulica podrá cubrirse el 55% de la demanda eléctrica.

Suponiendo que se quiere abastecer un 10% de la demanda eléctrica anual (sin contar la inclusión de los vehículos eléctricos) se procede a calcular qué potencia en MW en energía fotovoltaica es necesaria.

Potencia necesaria en MWp = (Energía deseada anual)/Yield

Energía deseada anual =1325GWh

Yield: Expresado en GWhaño/MWp =1.46GWhaño/MWp

Potencia necesaria en MWp =**907MWp!**

5.4 Potencial fotovoltaico

Podrían existir dos limitaciones:

- Por demanda energética.
- Por espacio físico.

Dado que el objetivo principal del trabajo es evaluar la factibilidad de fabricación de celdas fotovoltaicas en Uruguay, se consideró necesario evaluar, aunque no de manera muy exhaustiva el potencial fotovoltaico con el que podría contar el país.

Saber de manera precisa cual sería la máxima potencia a instalar de módulos fotovoltaicos sería difícil de estimar, requeriría evaluar la curva de demanda energética en Uruguay, mes por mes y evaluar la curva de oferta energética horario de un parque

fotovoltaico, con esos datos se podría evaluar con mayor precisión. Sin embargo se supondrá un valor de un 10% (fijado en este estudio) de energía fotovoltaica.

En la sección anterior del presente capítulo, se observó que para el año 2020, Uruguay podría contar con un potencial fotovoltaico de 900MWp (valor que podría ser superior) y para un futuro es esperable que ese valor pueda ser mucho mayor.

La limitación actual existente de no poder abastecer un porcentaje muy elevado de demanda es no poder almacenar la energía eléctrica, posibilidad que también podría cambiar en un futuro (celdas de combustible, entre otras posibilidades).

Para determinar el espacio físico para ubicar 900MWp fotovoltaicos, se realizan los siguientes cálculos estimativos:

MegaWatt incidente por km cuadrado: 1000

Eficiencia global estimada del parque fotovoltaico: 0.12

Factor de sombras estimada, de utilización de terreno: 0.35

Factor de utilización de total: 0.042

Total de superficie para 900MWp = 21.4 km²

O sea una superficie de 5km por 4.3km aproximadamente, una superficie mínima para lo que es el territorio Uruguayo, sobre todo en las extensas áreas donde se trabaja la ganadería (2140Ha en total).

El espacio físico no es una limitante, podría bien utilizarse mucho más espacio que el anterior.

Además otros dos factores a tener en cuenta:

a. Es esperable que con el pasar del tiempo, la eficiencia de los parques fotovoltaicos aumente.

Algunos estudios muestran, que con un seguimiento solar, se puede obtener desde un 30% a un 40% más de energía, **además de contar de la ventaja de tener una curva de oferta energética diaria mejor distribuida en el día.**

b. Para instalarse una planta fotovoltaica se requiere contar con una demanda de unos 30 MWp anuales.

Se podría instalar una planta de producción de paneles fotovoltaicos que vaya brindando 30 MW por año, al cabo de 30 años, podrá cubrir 900 MWp instalados. Y como la vida útil de los paneles es cercana a los 30 años, se podría ir reciclando los primeros 30 MW “el año 31”, los segundos 30 MW “el año 32” y así sucesivamente de modo de contar con mercado interno aceptable (más allá de la posible expansión en 30 años).

Así que como conclusión de este capítulo, Uruguay cuenta con una demanda suficiente para instalar una planta de fabricación de celdas y módulos fotovoltaicos, sin pensar en la posibilidad de la exportación.

Aunque esto depende obviamente de las políticas energéticas, que se verá en el capítulo correspondiente.

Capítulo 6

Impacto ambiental de la instalación de una planta fotovoltaica

En la visita a la Planta de fabricación en Brasil se realizó una pequeña investigación sobre el impacto ambiental. A continuación se detallan algunas de las preguntas realizadas.

No se obtuvieron las herramientas para cuantificar de manera efectiva el impacto ambiental, aunque si se puede apreciar de manera cualitativa el proceso.

1- ¿Dónde se vuelcan, si es que se vuelcan, los residuos ácidos, bases y silicio no utilizado?

El silicio no utilizado, resultado principalmente de obleas que se quiebran en el proceso de fabricación es almacenado, y al llegar a volúmenes importantes se devuelve, o vende a las empresas productoras de silicio, siendo además este silicio a reciclar más puro que el silicio utilizado en la industria de microelectrónica (en la mayoría de los casos).

Sobre los ácidos o bases, se utilizan soluciones de una altísima pureza, incluso cuando está para descartar (para los procesos de fabricación de celdas), estos productos cuentan con una pureza superior a la utilizada en los procesos industriales típicos, así que son vendidos a dichas empresas.

Lo que se vierte es agua, el agua de los procesos de limpieza, que contendrá restos de potasio, fósforo, boro o silicio. Pero se debe mencionar que esta agua utilizada antes del proceso es agua desionizada de una pureza extremadamente alta (mucho mayor al agua destilada), y las pequeñas concentraciones de estos residuos son prácticamente despreciables, se mencionó que el agua de distribución tenía mayor impurezas al entrar a la planta que al salir, no se indicaba que esta agua fuera potable, pero la contaminación inducida por esta agua podía ser considerada despreciable.

2- ¿Qué se puede comentar sobre la liberación de gases y sus riesgos?

Una planta fotovoltaica puede contaminar de manera considerable (por liberación de gases, desechos de silicio y otras soluciones) o no contaminar prácticamente nada.

Hay plantas que podrían verter todos los residuos ácidos al saneamiento o al río más próximo, lo cual sería un impacto ambiental importante, podría no enviar a reciclar las obleas dañadas, y podría emitir gases contaminantes con fósforo por ejemplo.

Aunque se apreció que todas las anteriores pueden ser evitadas y lo son en las plantas fotovoltaicas que son certificadas y tienen un compromiso con el medio ambiente.

Sobre la emisión de gases, en el capítulo 4 se mencionó que el gas utilizado para el dopaje es principalmente nitrógeno mezclado con POCl_3 , la evacuación del gas luego del proceso, no es directa, sino que el gas es expulsado por una tubería subterránea, que intercambia calor con el suelo y luego cuenta con una chimenea que asegura un intercambio de calor de modo que se condense el cloro y el fósforo en la tubería no emitiendo estos gases de manera alguna a la atmósfera, quedando en la tubería.

3- ¿Existe necesidad de ubicación especial de la planta, por ejemplo cerca de un río?

Sí es necesario estar cerca de un río para evacuar las aguas de limpieza, pero como ya se mencionó dichas aguas no contienen prácticamente residuos contaminantes, o están en una proporción muy baja.

Todo lo anterior es válido para celdas de silicio cristalino, de otros materiales no podemos opinar debido a que no se han visitado plantas del estilo, ni se ha entrado en contacto con expertos en esa área.

Capítulo 7

Consideraciones económicas

7.1 Consideraciones generales

No se dispone de información precisa para determinar el costo de montaje de una planta de producción de paneles fotovoltaicos.

Sin embargo se buscará dar información que pueda servir al respecto, se tomará como ejemplo la planta fotovoltaica piloto de Porto Alegre cuyo fin era obtener el “know how” para poder pasarlo a la industria que alcanzó su objetivo en el año 2009. Una vez alcanzado el objetivo se propuso producir una cierta cantidad de módulos fotovoltaicos para tener la certeza de haber logrado una tecnología que funcionara adecuadamente, para lo cual produjeron con éxito cerca de 200 módulos fotovoltaicos (6kWp aproximadamente) y más de 12.000 celdas, en un período de aproximadamente de tres meses, en ese momento los laboratorios tuvieron que contar con cerca de 30 personas trabajando, cuarenta horas semanales, entre los cuales habían estudiantes de grado, de posgrado, y personal con nivel de maestría y doctorado controlando los trabajos.

Si bien no se detallaron números precisos sobre el costo de instalación de la planta y los mismos pueden variar sensiblemente debido a como se presente o se ejecute el proyecto, solamente para tener una idea de costos, se mencionó que la inversión para una planta piloto puede estar cerca de los diez millones de dólares si se realiza una buena administración. En el caso de Porto Alegre se utilizó personal interno de la Universidad para la puesta a punto del equipo en la planta y demás acciones. Igualmente esa cifra no debe tomarse como base para ningún estudio riguroso, es simplemente para dar ideas de que orden de capital se precisa.

En el capítulo 4 se mencionó detalles de cómo se realizó la instalación de la planta piloto en Porto Alegre, por ejemplo ya se contaba con infraestructura civil (212m²), y un galpón o depósito de almacenamiento totalizando un área de total dedicada de 950m².

Un aspecto muy importante para decidir si implantar o no una planta de producción de paneles fotovoltaicos, es la rentabilidad que pueda tener un parque fotovoltaico en Uruguay, ya que parte del éxito de este emprendimiento es ver si podrá colocar sus paneles en el mercado interno para comenzar, por lo que estará dentro de los temas a evaluar en este capítulo.

En este capítulo se verá los siguientes aspectos:

- El factor de capacidad que puede alcanzar un parque fotovoltaico en Uruguay.
- Un breve estudio económico que mostrará los principales parámetros económicos de rentabilidad sobre la implantación de un parque fotovoltaico.
- Las tendencias sobre el costo de fabricación, eficiencia y posibilidades de evolución de la tecnología fotovoltaica.

7.2 Factor de capacidad esperado para un Parque Fotovoltaico en Uruguay

Para realizar un pequeño estudio económico dando cifras del precio de energía, tiempo de retorno, tasa interna de retorno, es necesario saber el costo de la instalación por MW y la ubicación de la misma (en este estudio se considerará Rivera y Montevideo), la que determinará el factor de capacidad de la misma, siempre considerando una instalación fija orientada en la inclinación óptima hacia el norte.

Ubicación\Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Promedio
Montevideo	6.4	5.6	4.4	3.3	2.4	1.9	2.2	2.7	3.7	4.8	6.0	6.3	4.1
Rivera	6.9	6.1	5.0	3.8	3.0	2.3	2.8	3.6	4.5	5.4	6.5	6.8	4.7

Tabla 7.1. Radiación diaria promedio en superficie horizontal, kWh/m²día, adaptado de [15].

Utilizando valores de correlación para plano inclinado de Hay Davis y correlación de Erbs para establecer la correlación entre radiación difusa y radiación directa se llega

que en las inclinaciones óptimas (es para ambos 25º orientados al norte) se cuenta con los siguientes valores:

Ubicación\Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Promedio
Montevideo	5.9	5.6	4.8	4.1	3.4	2.8	3.2	3.5	4.2	4.9	5.7	5.7	4.48
Rivera	6.2	6.0	5.4	4.6	4.1	3.3	4.0	4.6	5.1	5.4	6.0	6.0	5.06

Tabla 7.2 Radiación diaria promedio en superficie a inclinación óptima, kWh/m2día.

Teniendo en cuenta que para las instalaciones solares con celdas de silicio cristalino, para climas similares al de Uruguay, se tiene un factor de desempeño de 0.82, (valor que podría ser un tanto distinto, pero que se tomará de esa manera por falta de valores en campo en Uruguay para parques fotovoltaicos).

Entonces el factor de capacidad para una instalación fija en Uruguay será:

Ubicación	Factor de capacidad
Montevideo	0.153
Rivera	0.173

Tabla 7.3. Factor de capacidad.

No se estudia en el presente capítulo instalaciones con seguimiento solar, que cuenta con la ventaja de brindar entre un 30 a un 40% más de energía con la misma potencia instalada en paneles fotovoltaicos, además de una curva de generación un poco más uniforme a lo largo del día, de esta manera se puede alcanzar factores de capacidad de hasta 0.23.

7.3 Estudio económico

Se estudiará en este capítulo la relación que existe entre el precio de compra de energía fotovoltaica y la tasa interna de retorno y el tiempo de retorno de la inversión, asumiendo los siguientes parámetros:

- Tasa de costo capital o tasa de descuento 10% anual
- Costo de instalación 1.000.000USD/MW
- Mantenimiento anual 15.000USD/MW (1.5% del costo de la instalación).

Para instalaciones de varios MW.

El segundo y tercer parámetro tiene una gran incertidumbre, y su valor puede disminuir con el descenso del valor de los módulos fotovoltaicos (cerca del 40% de la inversión 0.4USD/W ver sección 7.4) y los inversores (cerca del 15% de la inversión).

$$7.1. \quad VAN_n = -I_o + \sum_{k=1}^n \frac{Go - Mo}{(1 + TCC)^k}$$

$$7.2. \quad TIR / - I_o + \sum_{k=1}^{20} \frac{Go - Mo}{(1 + TIR)^k} = 0$$

$$7.3. \quad Go = FC \times 8760 \times VE$$

$$7.4. \quad TR / - I_o + \sum_{k=1}^{TR} \frac{Go - Mo}{(1 + TCC)^k} = 0$$

Siendo:

VAN_n : Valor actual neto al año n.

I_o : Inversión inicial. USD/MW instalado

Go : Ganancia anual. USD/MW instalado

TCC : Tasa de costo capital.

FC : Factor de capacidad del parque fotovoltaico.

Mo : Gasto de mantenimiento anual. USD/MW instalado.

VE : Valor al que vende la energía eléctrica el parque fotovoltaico a la red, en USD/MWh.

TIR : Tasa interna de retorno, tiempo horizonte de estudio 20 años.

TR : Tiempo de retorno de la inversión.

Para el tratamiento del estudio económico no se tiene en cuenta la degradación de las celdas.

Resultados

Ubicación	Precio USD	Tasa Interna de Retorno %
Montevideo	130	16.6
Rivera	116	16.6

Tabla 7.4. Valores para tiempo de retorno 9 años.

Ubicación	Tasa Interna de Retorno %
Montevideo	10.2
Rivera	12.1

Tabla 7.5 Tasa interna de retorno para precio de venta 90USD/MWh.

Puede observarse que la inversión no parece sumamente atractiva con los resultados obtenidos, aunque los costos de instalación tienden cada vez más a la baja por la mejora constante en la tecnología de los módulos fotovoltaicos e inversores (ver sección 7.4).

Aunque el presente estudio no contempla beneficios por bonos de carbono y otros más que puedan llegar a obtenerse, y los valores adoptados para los parámetros no son exactos como para determinar si un proyecto es o no rentable, ni degradación de las celdas.

7.4 Aspectos de fabricación de celdas fotovoltaicas y tendencias

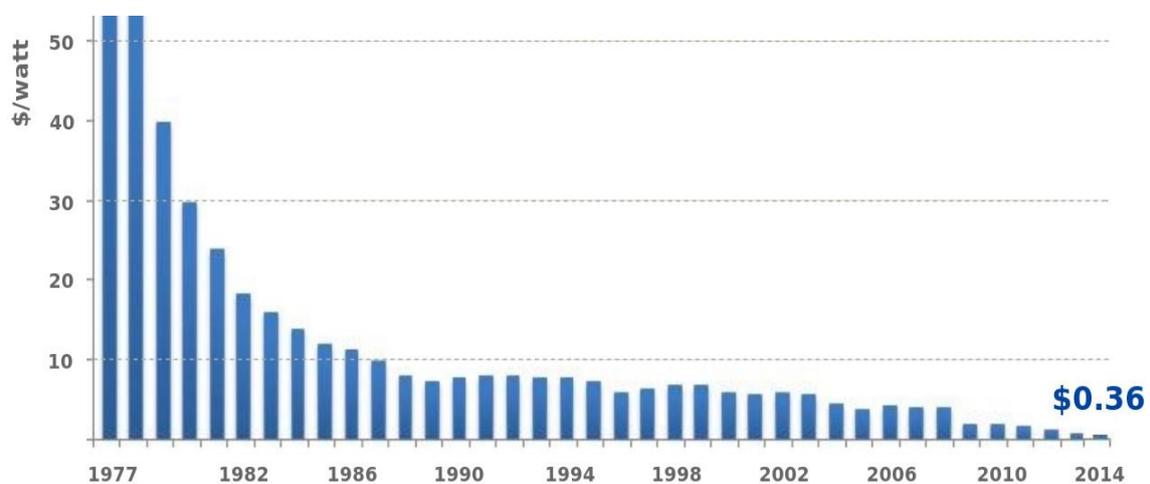
Es muy difícil predecir cómo será el futuro de los precios y las limitaciones de esta tecnología dado que evoluciona muy rápidamente, mucho más de lo esperado.

Esta sección tiene como objetivo mostrar con cierta claridad el significado del comentario anterior.

El siguiente gráfico es una proyección del costo (año 2007) USD/Watt para celdas de primera, segunda y tercera generación.

Se observa que para las celdas de primera generación la proyección de costos oscila entre 1.5 a 2.5 USD/W, ver figura 2.10.

Ahora se verá la evolución real desde el año 1977 al año 2014 resaltando que en los últimos 7 años hay una gran diferencia entre la proyección del gráfico anterior a la actualidad.



Source: Bloomberg, New Energy Finance & pv.energytrend.com

Figura 7.1 Evolución del precio de los paneles fotovoltaicos de primera generación [14].

Uno de los factores importantes para la reducción de precio, diferencias entre la proyección del año 2007 (figura 7.1) de 2.5USD/W a la actualidad 0.36USD/W (figura 7.2) es por la reducción del costo del silicio para producir paneles fotovoltaicos.

En la siguiente figura se puede apreciar la evolución del precio del silicio.

Precio al contado del Si de grado solar. 1976-2011 (BNEF, 2012a).

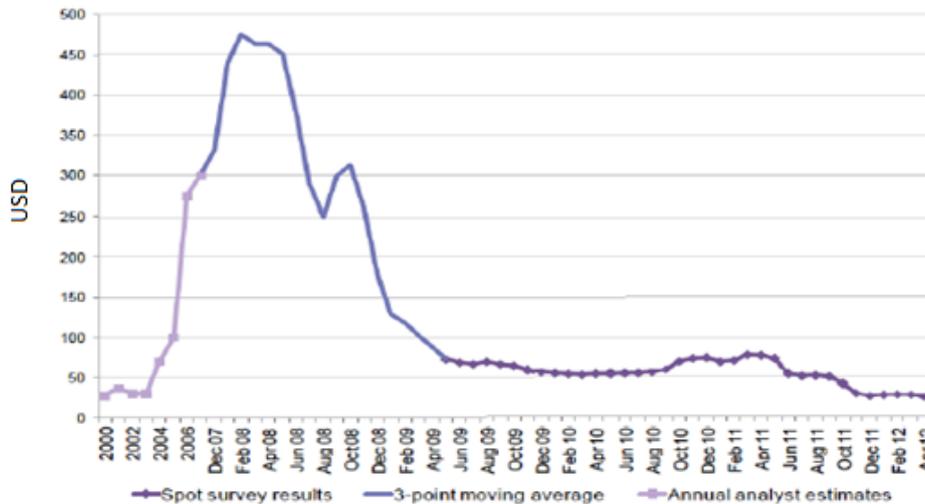


Figura 7.2. Evolución del precio de silicio de grado solar [2].

Como resultado concreto y llamativo se observa que el precio de silicio disminuyó de 480USD/kg en 2008 a 27USD/kg en 2012.

El precio del silicio en obleas actualmente un 20% del valor del módulo fotovoltaico, (se puede estimar a partir de precio del silicio y las eficiencias de los módulos).

En la figura 2.11 se muestra la evolución de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos para las distintas tecnologías (primera, segunda y tercera generación).

De dicha figura se puede apreciar lo siguiente:

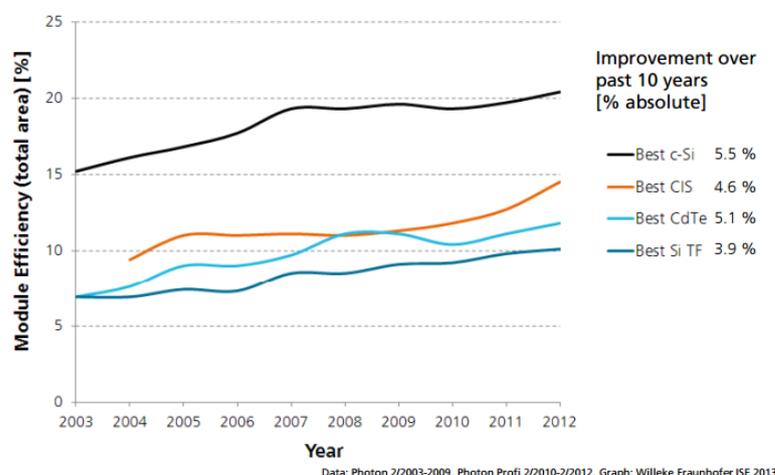
- i- Las celdas de tercera generación (multi-junturas) han alcanzado eficiencias de 45% con concentración solar y 39% sin concentración solar al año 2014. La eficiencia máxima de las mismas al año 2000 era de 33% y 31% con concentración solar y sin concentración solar respectivamente.
- ii- Han aparecido nuevas tecnologías (como las celdas orgánicas) que al año 2001 contaban con un 4% de eficiencia y al año 2014 un 11.1%.

- iii- Las tecnologías de capa delgada han logrado eficiencias del 23% al año 2014.
- iv- Las celdas de silicio mono cristalino han alcanzado una eficiencia de 27.6% al año 2014 (cercano al máximo teórico 30%), sin embargo ya en el año 1996 se lograron eficiencias superiores al 25%.
Las celdas de silicio multi-cristalino han alcanzado eficiencias de 20.4% al año 2014, pero en el año 1998 ya habían alcanzado el 20%.

La mayor parte de los paneles fotovoltaicos comerciales están formados por celdas de silicio cristalino, sin embargo al observar las eficiencias de las mismas parecen no haber evolucionado en los últimos años (figura 2.11), aunque en verdad sí han evolucionado porque hay que tener en cuenta que se utiliza mucho menos material actualmente, y que la eficiencia de los paneles comerciales ha aumentado considerablemente (típicamente de un 11% a un 15%), entre otros factores.

En la siguiente figura se observa la evolución mencionada en los paneles comerciales de mejor eficiencia.

Industrial PV Module Efficiency [%] – Best Modules



23

© Fraunhofer ISE

Fraunhofer

Figura 7.3. Evolución de eficiencia de módulos fotovoltaicos comerciales de mejor eficiencia en el período de 2003-2012. [20]

Comentarios finales

- El precio de Silicio ha disminuido mucho más allá de lo esperado.
- La eficiencia de la celdas ha mejorado, y todavía ha disminuido considerablemente la utilización de materiales, por ejemplo al año 2004 las celdas de silicio cristalino eran típicamente de un espesor de 500um, mientras actualmente son típicamente de 120-100um, y hasta de 70um, utilizando diversas tecnologías de fabricación, por ejemplo con capa reflectiva en la parte posterior de la celda para que la radiación incidente duplique su recorrido y aumente la absorción.
- Existen diferentes tecnologías de fabricación de celdas, pero su estado de desarrollo no permite alcanzar su mejor desempeño debido al estado de la tecnología actual, como se explicó en el capítulo 2, lo que deja un margen de mejora en rendimiento (y utilización de materiales) impredecible, por lo tanto su costo a futuro también es impredecible.

Capítulo 8

Políticas Energéticas

En este capítulo se tratará de mencionar la vinculación directa que existe entre el desarrollo y las políticas energéticas de un país y cómo influyen los antecedentes históricos.

Antes de empezar se dará una visión un tanto personal, por lo cual refleja solo un punto de vista, si bien la idea es tratar de realizar un estudio objetivo, en estos temas es muy difícil hablar de decisiones puramente objetivas.

Primero que nada se debe entender para que son las políticas, que función cumplen los gobiernos, la cultura y que se entiende por desarrollo.

Desde un punto de vista simple son **para que se viva mejor**, claro está, no se está buscando empeorar las condiciones de vida del ser humano sino mejorarlas, ¿pero eso que significa?

Para explicarlo lo más sencillo, simple y escuetamente posible, deberíamos ver primero que significa para una persona estar mejor, podría decirse, contar con mayores recursos para recreación y confort, tener más seguridad, salud, bienestar de sus allegados, desempeñarse en un trabajo que le guste y por ahí sin profundizar podemos terminar esa cuestión. Claro para una sociedad implica otras cosas (aunque similares), menor desempleo, menos pobreza, mayores recursos a nivel general, mejor nivel de vida promedio, más seguridad (en todo sentido, alimento, transporte, confort, servicios, entre otros), mas tecnología o servicios para el confort, y algunos aspectos mentales y culturales para que no haya violencia.

Teniendo lo anterior en claro, la cultura, el desarrollo, la ciencia, no tienen más función que lo anterior, pero claro en el recorrido del asunto es muy fácil perder de vista el objetivo principal y olvidarse (lo más común), por eso por más sencillo y obvio que parezca, se cree que no está de más recordarlo una vez.

Por último, se pone el ejemplo de un hombre que va a trabajar, su objetivo principal quizás es generar el sustento para su familia, pero una vez en el trabajo puede tomar decisiones o hacer cosas que vayan en contra de su familia, porque no controla su carácter o porque le falta voluntad, o porque quizás olvidó porque estaba ahí, o sea no se cuida o toma actitudes que puede costarle el empleo, esto es bastante común.

Por eso un gobierno a veces puede tomar decisiones a corto plazo para que los números den mejor o para quedar mejor parado respecto a un gobierno anterior, pero no está teniendo en cuenta lo que esto puede implicarle al país, a su futuro, a la seguridad y viabilidad del mismo.

Históricamente se observa que siempre hubo una presión importante por los gobiernos de Inglaterra (y otros) que Uruguay se dedicase casi exclusivamente a la ganadería, y no a la industria, como si realmente le interesase de alguna manera que este país no se desarrollase, que no aumentase su nivel cultural, y que le sirviese o fuese útil de alguna forma.

Esta cuestión no es para tomarla a nivel "personal", cada país actúa actualmente de la forma que más le conviene (sin importarles los demás), similar que una persona pocas veces se pone el lugar de otro al actuar.

Teniendo esto en cuenta, al tomar decisiones del estilo de Políticas Energéticas, entonces es posible que lo que sugiera un país a otro no es lo que le convenga a ese país realmente, es por eso, que desde la época de Batlle, pensadores como Varela y de su línea definieron rotundamente que Uruguay necesitaba sus técnicos capacitados, necesitaba su industria, necesitaba su real independencia.

O sea Uruguay en cierta forma necesita pensar y respirar de forma independiente para saber qué es lo que puede resultarle más favorable, esto no significa que haya que

hacer lo opuesto de lo que recomienden otros países, y que nunca vayan a recomendar decisiones positivas como regla, pero Uruguay necesita ver por sí mismo.

Mientras se dependa del petróleo como se depende actualmente, en un país que no hay petróleo (o que no se ha encontrado aún), es perpetuar una relación de extrema dependencia, lo cual limita las posibilidades del desarrollo y condiciona la vida de la sociedad de Uruguay.

Por eso es necesario tomar medidas para la independencia energética, no se está diciendo que el país deba ser totalmente, pero es claro que la energía actualmente es al país como el oxígeno a las personas, no se puede pensar ni moverse sin energía.

Es claro que hoy en día los números dan mejor importar que desarrollar aquí, pero hace 100 años el Dr. Francisco Soca decía lo mismo, que hacer el combustible nacional o cualquier salida nacional iba salir menos económica que importarla, **siempre casi sin excepción**, claro él se refería al principio, porque si el petróleo valiera 60 veces menos lo que hoy vale, la salida eólica o solar parecería risible para algunos (y si valiera 60 veces más?), pero eso fue lo que sucedió, lo que parecía risible se transformó en un gran problema, porque Uruguay no tomó los pasos para asegurar su futuro, ya se explicó que algo de lo principal que busca un país es la seguridad, así que ese objetivo que se mencionó tan básico y obvio no se buscó o no se le dio prioridad.

Si dan bien los números en el corto plazo ya está, quiere decir a modo de analogía que el padre de familia pidió cuanto préstamos quiso, quemó todos los árboles de su campo para calentar su casa, con tal de hacerle ver una ilusión a su familia y cuando se fue y quedó el hijo a cargo, vaya problema que tiene que enfrentar.

En los antecedentes vale mencionar que siempre históricamente existió la posibilidad de contar con autonomía energética, pero usualmente se han tomado decisiones basadas en el corto plazo y de acuerdo a los precios internacionales. De esta forma no se llegó a realizar el combustible nacional (en los primeros años del siglo pasado), en otros momentos no se optó por represas, aunque luego sí, y se rechazó de entrada el

desarrollo de la energía eólica frente al petróleo, con lo cual el país entero ha estado por decir a la suerte de las variaciones del mismo, más bien de quien tiene el control del mismo.

De esta forma, no se puede contar con verdadera soberanía cuando la energía o “el motor” del país depende de voluntades completamente externas, y es así entonces que vale la pena cuestionar realmente si no es conveniente que el país se proponga desarrollar autonomía o por lo menos una dependencia no tan fuerte (ya se están dando algunos pasos en Uruguay), porque el desarrollo científico nacional, e internacional, tiene un valor, un precio, y es probable que cualquier solución nacional al tema no va ser rentable hoy y quizás tampoco a 5 o 20 años, pero la dirección de un país tiene otros objetivos y horizontes temporales, importa de gran manera la libertad que pueda tener el país para ser más independiente de voluntades externas, mas autosuficiente, y tener la posibilidad de desarrollarse industrialmente o en el sector que se desee sin tener que depender de otros países casi como si tratase de una colonia.

El petróleo era muy económico hasta el año 1973, luego la crisis hizo ver que la energía no va iba ser tan económica por siempre y en la oscilación de su precio, Uruguay no tiene nada que ver, y si Uruguay depende de esta energía para iluminar hogares (por lo menos en determinadas épocas del año), para llevar la gente a trabajar, en fin para trabajar, para que funcione el país, entonces sería prudente evaluar un plan en el que sin petróleo el país no pare completamente (solución que no será para el corto plazo).

También hay que tener en cuenta y cuestionar, si los molinos o parques fotovoltaicos actuales le dan autonomía real a Uruguay, dado que es una tecnología comprada, la cual la tienen que manejar de afuera, con vida útil limitada (20 a 25 años), es razonable entonces que en Uruguay se desarrolle la tecnología para aprovechar sus recursos naturales, por ejemplo molinos y celdas fotovoltaicas.

El caso de las celdas fotovoltaicas, objeto de estudio aquí, deja un comentario muy evidente sobre la superficie, estudios anteriores muestran que el costo de producción de la misma debería decrecer considerablemente al mejorar la tecnología, se aumentará la eficiencia, se utilizarán menos materiales.

Pero claro si solo algunos pocos países o empresas cuentan con esta tecnología dentro de 15 o 20 años, nada implica que con posibles crisis de petróleo y energía, los precios de las mismas se eleven en gran medida y Uruguay se encuentre en una situación (si bien no igual) similar a como hoy se encuentra respecto a la compra de petróleo (o gas natural).

Capítulo 9

Consideraciones finales

Antes de concluir parece importante hacer referencia a ciertas ventajas (además de la autonomía energética) que puede brindar la incursión de la fabricación de celdas fotovoltaicas.

Al instalar una planta de fabricación fotovoltaica, se está desarrollando la industria nacional, y principalmente catapulta al país como polo tecnológico de la región, fomentando la investigación, el desarrollo y el crecimiento científico.

Con la posibilidad de que sea más factible la instalación de otras industrias de desarrollo tecnológico.

Al instalar parques solares fotovoltaicos, el montaje y mantenimiento también requiere mucho más mano de obra que otras formas de energía, así que mirar solo el costo final de la energía sería tener un horizonte un poco reducido.

En el estado de Batten Wüttemberg (Alemania) el 1% de la población trabaja en energías renovables, dato interesante, como fuente de empleo considerable.

Tampoco se habló en este estudio de manera profunda acerca de las ventajas ambientales, los paneles fotovoltaicos producen durante la mayor parte de la vida útil energía limpia (mayor al 95%), es una de las pocas fuentes de energía que es sustentable, sostenible, y no afecta al medio ambiente (prácticamente), que aunque en Uruguay pueda o no tener significancia, es algo también importante.

Una ventaja de esta tecnología frente a otras, es la modularidad, esta tecnología tiene la ventaja que puede ser instalada en hogares, sin precisar estudios de vientos exhaustivos, solamente verificando que no haya efectos de sombra, y en proyectos de mediana o gran escala, los paneles pueden ser colocados en casi cualquier lugar, mientras otras fuentes tienen mayores restricciones.

El objeto del estudio es evaluar la factibilidad de la fabricación de celdas y módulos fotovoltaicos de silicio cristalino en Uruguay en diversos aspectos.

Por dificultad tecnológica se observó que no existen problemas, el equipamiento para montar una planta piloto o una planta industrial es importado, si bien se debe alcanzar el conocimiento “know how”, en Brasil con personal de la Universidad PUCRS, se alcanzó, y es esperable que aquí también se pueda lograr.

Sobre la inversión, para la planta piloto no parece ser restrictiva, además de que podría contarse con el apoyo de alguna empresa privada.

Respecto al impacto ambiental, el de esta planta es inferior al impacto de la mayoría de las industrias que pudieran instalarse, si se diseña de manera adecuada (no hay razón de porque no hacerlo) el impacto sería prácticamente despreciable.

Sobre si hay demanda interna o no, se mostró que parecería que sería suficiente para la instalación de una planta de producción, aunque se instalen actualmente parques con tecnología importada, la renovación en 20 años podría hacerse con tecnología nacional, y se observó que para el 2020 habría un potencial de al menos de 900MW a instalar, o sea es necesario una decisión política que respalde la incorporación de esta tecnología a la industria y a la matriz eléctrica.

Existe además una necesidad de una **decisión sostenida** (o sea un apoyo político unánime sería conveniente), porque ante un cambio de gobierno podría suceder que se deje de apoyar esta iniciativa y sería como tirar la inversión y los esfuerzos a la nada. Uruguay parece tener un apoyo unánime respecto a decisiones de políticas energéticas, lo cual es muy positivo.

Finalmente luego de haber estudiado diversos aspectos para la factibilidad, y por todo lo expuesto en este trabajo, se llega a la conclusión de que en Uruguay es factible la

fabricación de celdas fotovoltaicas de silicio cristalino y se han dado indicaciones generales de cómo proceder para comenzar esta tarea.

Referencias bibliográficas

- [1] Alsema E.A., Frankl P., Kato K. "Energy Pay-Back time of photovoltaic energy systems: Present status and prospects". 1998.
- [2] Bazilian, Onyeji, Liebreich, MacGill, Chase, Shah, Gielen, Arent, Landfear, Zhengrong, "Re-considering the Economics of Photovoltaic Power"
- [3] Eisberg, R. M., "Fundamentos de física moderna" Editorial Limusa. 1983.
- [4] Green, Martin A., "Third Generation Photovoltaic's: Advanced Solar Energy Conversion". Australia: Editorial Springer, 1998.
- [5] Green, Martin A., "White paper, Third Generation Photovoltaic's: Recent theoretical progress. Special Research Centre for Third Generation Photovoltaic's, University of New South Wales, Sydney, Australia.
- [6] Henry, C. H., "Limiting efficiencies of ideal single and multiple energy gap terrestrial solar cells". Bell Laboratories, Murray Hill, New Jersey 07974. Journal of Applied Physics (Impact Factor: 2.21). 09/1980; DOI:10.1063/1.328272. Source: IEEE Xplore 1980.
- [7] Kittel, Charles., "Introducción a la Física del Estado Sólido". Editorial Reverte. 1997.
- [8] Luque, Antonio. Hegedus, Stevens. "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering". Second edition. Editorial Wiley. 2011.
- [9] Moehlecke, Adriano. Zanesco, Izete. "Desarrollo de células solares de silicio y módulos fotovoltaicos en Brasil: análisis de una producción piloto".
- [10] Nelson, J., "The Physics of Solar Cells" Imperial College Press, 2003.

- [11] Seminario Internacional de Energía Fotovoltaica. Auspiciado por Cámara Brasil Alemania y Solar Cluster Baden- Wüttemberg. Sheraton Hotel, Porto Alegre, Brasil. 27 de noviembre de 2013.
- [12] “Sustainability of Photovoltaic’s Systems, The Energy Payback Time. EPIA (European photovoltaic industry association)”.
- [13] “Terrestrial Reference Spectra for Photovoltaic Performance Evaluation”, American Society for Testing and Materials (ASTM).
- [14] Bloomberg, New Energy Finance & pv.energytrend.com.
<http://pv.energytrend.com/>
- [15] Mapa solar de Facultad de Ingeniería. <http://www.fing.edu.uy/if/solar/>
- [16] Matriz eléctrica UTE. <http://www.ute.com.uy>
- [17] National Renewable Energy Laboratory de Estados Unidos. <http://www.nrel.gov/>
- [18] Photovoltaic Education Network. <http://pveducation.org/>
- [19] “Uruguay: Un país de energía sostenible para todos”. <http://www.dne.gub.uy>
- [20] FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS ISE, Photovoltaics Report Freiburg, 24 October 2014. www.ise.fraunhofer.de